

**Beslutsunderlag**

Styrelsen 2023-03-20

Diarienummer 0023/23

Handläggare: Mats Boogh, bolagsansvarig

Telefon: 031 368 54 55

E-post: mats.boogh@gshab.goteborg.se

Yttrande över hemställan från Göteborg Energi AB avseende investering i biokraftvärme i Rya – BKV Rya

Förslag till beslut

I styrelsen för Göteborgs Stadshus AB:

1. Göteborgs Stadshus AB:s yttrande över hemställan från Göteborg Energi AB angående investering i biokraftvärmeverk i Rya - BKV Rya godkänns.
2. Styrelsen i Göteborg Energi AB ombeds komplettera sin hemställan inför kommunstyrelsens beredning med en fördjupad analys avseende planerade bränslen för BKV Rya i enlighet med vad som framgår av beslutsunderlagets sammanfattande bedömning.
3. Göteborgs Stadshus AB föreslår att kommunfullmäktige ger Göteborg Energi AB i uppdrag att återkomma med scenarioanalyser för fjärrvärmeproduktens omställning och framtida utveckling i enlighet med vad som framgår av beslutsunderlagets sammanfattande bedömning.
4. Ärendet överlämnas till kommunstyrelsen för fortsatt beredning.
5. Besluten under denna paragraf förklaras omedelbart justerade.

Sammanfattning

Styrelsen i Göteborg Energi AB tog vid styrelsemöte 2023-03-03 beslut om att godkänna en investeringsram på 2,65 miljarder kronor för byggnation av förnybar kraftvärme i Ryaområdet, BKV Rya, och att integrera anläggningen med det befintliga Rya kraftvärmeverk. Vidare beslutades att frågan är av sådan principiell beskaffenhet eller annars av större vikt då beslutet avser en beloppsmässigt större investering att frågan hemställas till kommunfullmäktige för ställningstagande.

Av Göteborg Energi AB:s beslutsunderlag framgår att investeringen är en viktig del i omställningen av fjärrvärmesystemet mot förnybara bränslen. Anläggningen bedöms ha stor betydelse för stadens och energikoncernens klimatomställning, för fjärrvärmens försörjningstrygghet, konkurrenskraft samt för fjärrvärmens lönsamhet och ekonomi. Stadshus gör ingen annan bedömning.

Den planerade investeringen i BKV Rya kommer att åtföljas av produktions- och distributionsinvesteringar uppgående till betydande belopp. Givet utmaningar och osäkerheter som energibranschen står inför gör Stadshus bedömningen att för den fortsatta omställningen är det angeläget att Göteborg Energi AB utvecklar sitt inriktningsdokument "Omställning fjärrvärme 2035" med olika scenarion över vad

fjärrvärmesystemet under olika förutsättningar kan behöva klara av och förhålla sig till exempelvis vad gäller utveckling och efterfrågan för olika bränslen, tillförsel av köpt värme, utveckling för konkurrerande alternativ eller andra scenarion som bedöms som relevanta.

Bränslen i den planerade investeringen BKV Rya planeras att bestå av grot (skogsflis) och RT-flis (återvunnet returträ). Stadshuset föreslår att styrelsen i Göteborg Energi AB fördjupar analysen av de planerade bränslena med avseende på hur de kan komma att utvecklas pris-, efterfråge- och utbudsmässigt under olika antaganden om utveckling i omvärlden och genom tillkomsten av BKV Rya. Fördjupningen föreslås komplettera kommunstyrelsens beredning av ärendet.

Bedömning ur ekonomisk dimension

Investeringen utgör den enskilt största investeringen i den omställningsstrategi för fjärrvärmesystemet som styrelsen i Göteborg Energi AB tagit beslut om.

Investeringsutgiften beräknas i nuläget till 2,3 miljarder kronor (2022 års penningvärde) men flera osäkerhetsfaktorer anges. Det osäkra marknadsläget har medfört att den maximala investeringsramen som hemställan omfattar har fastställts till 2,65 miljarder kronor (2022 års penningvärde).

Beslutsunderlaget beskriver ekonomi och lönsamhet i projektet utifrån fem bränsleprisscenarion. Två bränslescenarion beskrivs som ytterligheter då dessa utgår från antaganden att å ena sidan kommer fossila bränslen fortsatt att användas och dessutom vara billiga samtidigt som biobränslen är dyra. Den andra ytterlighetsscenariot beskrivs som att ”energikrisnivåer 2022” kommer att bestå samtidigt som biobränslen marginellt ökar i pris jämfört med dagens nivåer. Övriga tre redovisade scenarion innebär att grundinvesteringen kommer att vara återbetalade efter att ha varit i drift mellan 7,6 och 12,6 år. Kalkylen är upprättad nominellt med en kalkylränta på nio procent.

Göteborg Energi AB bedömer att cirka 60–70 procent av den egna produktionskapaciteten, cirka 700 MW, behöver ersättas inom de närmaste 10–15 åren. Av bolagets senaste 10-årsplan för investeringar framgår att investeringar i fjärrvärmeverksamheten uppskattas till cirka 14 miljarder kronor. Stadshuset konstaterar att omställningen av fjärrvärmesystemet sker i en situation där många omvärldsfaktorer med påverkan på fjärrvärmesystemet är osäkra. Av beslutsunderlaget framgår att den aktuella investeringen i BKV Rya tillsammans med prisjusteringar och effektiviseringar är av väsentlig betydelse för fjärrvärmeaffärens långsiktiga lönsamhet och konkurrenskraft. Stadshuset bedömer att det är viktigt att Göteborg Energi AB utvecklar scenarioanalyser för hela fjärrvärmesystemets utveckling och omställning av vilka det bör framgå hur fjärrvärmeverksamhetens totala ekonomi och lönsamhet, investeringar, konkurrenskraft, prisutveckling och försörjningstrygghet med mera under olika förutsättningar kan komma att påverkas.

Bedömning ur ekologisk dimension

BKV Rya planeras att vara en modern och effektiv anläggning, med avancerad katalytisk reningsutrustning för att säkerställa låga utsläpp av kväveoxider och svaveloxider till luft. Investeringen i BKV Rya är i linje med Göteborg Stads miljö- och klimatprogram och följer den inriktning som framgår i stadens energiplan för att uppnå miljömålen. BKV

Rya kommer att innebära ett tillskott av såväl förnybar värme- och elproduktion i Göteborg och stärker flexibiliteten och tryggheten i stadens energiförsörjning som helhet.

Anläggningen bidrar vidare till utfasningen av äldre fossila anläggningar samt minskar beroendet av gas från Europa genom att andelen inhemsk skogsflis ökar och att träavfall introduceras i bränlemixen. Stadshus föreslår att styrelsen i Göteborg Energi AB för den kommande beredningen i kommunstyrelsen fördjupar analysen av de planerade bränslena med avseende på hur de kan komma att utvecklas pris-, efterfråge- och utbudsmässigt under olika förhållanden.

Transporterna till anläggningen planeras att ske med lastbil från närområdet vilket enligt Göteborg Energi AB:s beslutsunderlag inte bedöms medföra att miljö kvalitetsnormen överskrids. Nettoeffekten beräknas bli en ökning av lastbilstransporter av bränslen.

Möjlighet till framtida tåg- och båttransporter har bevarats genom planering och överenskommelser med andra aktörer i området. Det anslutande området Rya skog bedöms ej påverkas av den nya anläggningen. Ingen mark avses att tas i anspråk och buller kommer att regleras och belysning anpassas för djurliv i närområdet.

Det materiella resursbehovet vid byggnationen av anläggningen minimeras genom att den integreras med Rya Kraftvärmeverk där delar av den befintliga infrastrukturen kan samutnyttjas.

Göteborg Energi meddelades 20 december 2022 tillstånd av mark och miljödomstolen i Vänersborgs Tingsrätt om att utöka verksamheten vid Rya kraftvärmeverk med en ny bioångpanna för fasta biobränslen med en maximal tillförd effekt om 170MW. I tillståndet beviljas provisoriska villkor för utsläpp till luft under en provotid och där bolaget inom en 4 års period ska utreda och återkomma med förslag på åtgärder och slutliga villkor för utsläpp till luft. Inriktningen från mark och miljödomstolen är att verksamheten ska eftersträva att uppnå de nedre intervallen av gällande BAT-slutsatser (EUs villkor avseende utsläpp till luft för stora förbränningsanläggningar) vilket ställer hårda krav på reningen från anläggningen.

Göteborg Energi har höga ambitioner för anläggningen och planerar för en avancerad reningsutrustning. Miljödomstolens villkor är med anledning av detta inte omöjliga att uppnå men kan bli utmanande i vissa driftsfall och kan möjligen påverka kostnad och garantivillkor för anläggningen.

Göteborg Energi har valt att överklaga delar av domen som även omfattade driften av befintlig kraftvärmeanläggning Rya KVV. Projektets tidplan kommer inte att påverkas.

Bedömning ur social dimension

Investeringen bedöms sammantaget ha en positiv påverkan på den sociala dimensionen då den förstärker försörjningstryggheten av el och värme i staden och till göteborgarna. Investeringen bidrar till utfasning av fossila bränslen mot förnybara alternativ vilket krävs för att fjärrvärmens fortsatt ska vara hållbar och konkurrenskraftig.

Bilagor

1. Protokollsutdrag och handlingar från Göteborg Energi AB, styrelsemöte 2023-03-03, § 8

Ärendet

Ärendet utgör Stadshus yttrande över Göteborg Energi AB:s hemställan angående att godkänna en investeringsram på 2,65 miljarder kronor för byggnation av förnybar kraftvärme i Rya-området och integrering av anläggningen med befintligt Rya kraftvärmeverk.

Beskrivning av ärendet

Styrelsen i Göteborg Energi AB tog vid styrelsemöte 2023-03-03 beslut om att godkänna en investeringsram på 2,65 miljarder kronor för byggnation av förnybar kraftvärme i Rya-området och integrering av anläggningen med befintligt Rya kraftvärmeverk. Vidare beslutades att frågan är av sådan principiell beskaffenhet eller annars av större vikt då beslutet avser en större investering att frågan hemställs till kommunfullmäktige för ställningstagande.

Av Göteborg Energi AB:s bolagsordning och ägardirektiv framgår att bolaget ska inhämta kommunfullmäktiges ställningstagande innan sådana beslut i verksamheten som är av principiell beskaffenhet eller annars av större vikt fattas.

Av Göteborgs Stads riktlinje för ägarstyrning framgår att Stadshus ska yttra sig i ärenden av principiell beskaffenhet eller annars av större vikt från de direktunderställda respektive dotterdotterbolagen som ska till kommunfullmäktige för ställningstagande.

Fjärrvärme i Göteborg och planerad omställning av fjärrvärmesystemet – sammanfattning av beskrivning i beslutsunderlag från Göteborg Energi AB

Fjärrvärmesystemet är en viktig del i stadens totala energiförsörjning. I dagsläget är 90 procent av flerbostadshusen i Göteborg och merparten av villor, industrier, kontor, butiker och offentliga byggnader anslutna till fjärrvärmesystemet. Fjärrvärmesystemet är viktigt också för dimensionering av elsystemet då uppvärmning som inte sker med fjärrvärme ökar efterfrågan av effekt i elsystemet. I beslutsunderlaget från Göteborg Energi AB beskrivs översiktligt komplexiteten och sambanden mellan olika energislag och energimarknader.

Utmärkande för fjärrvärmesystemet i Göteborg är att cirka 70 procent av stadens värmebehov tillgodoses med överskottsvärme från raffinaderier, från Renovas avfallsförbränning och från Gryaabns renade avloppsvatten. Resterande cirka 30 procent av värmebehovet produceras i egna anläggningar samt att det sker ett fjärrvärmeutbyte över kommungränserna med Partille, Ale, Kungälv och Mölndal.

Göteborg Energi AB bedömer att cirka 60 - 70 procent av den egna produktionskapaciteten, cirka 700 MW, behöver ersättas inom de närmaste 10 - 15 åren. Av bolagets senaste 10-årsplan för investeringar framgår att investeringar i fjärrvärmeverksamheten uppskattas till cirka 14 miljarder kronor och för koncernen som helhet uppskattas investeringarna uppgå till 21,7 miljarder kronor. Av bolagets beslutsunderlag framgår att en stor del av systemets egna produktionsanläggningar börjar bli till åren och att i dagsläget befinner sig flera av de större anläggningarna i slutet av sin livslängd. Underhållsbehovet uppges ha ökat och anläggningarnas tillgänglighet blir alltmer utmanande att upprätthålla. Reinvesteringarna beskrivs som nödvändiga för att upprätthålla fjärrvärmeleveranser till kund över tid. Redan 2027 uppstår ett gap mellan värmebehovet i staden och den värme som systemet har förmåga att producera om inte ny produktionskapacitet tillskapas.

Av bolagets beslutsunderlag framgår vidare att i förhållande till resten av den svenska fjärrvärmebranschen har Göteborg Energi AB en relativt liten andel bibränslen i sin bränsemix. Fjärrvärmesystemet i Göteborg är beroende av det västsvenska naturgasnätet och en stor andel av den egna produktionskapaciteten använder i dagsläget gas som huvudbränsle. Av Göteborg Energi AB:s underlag framgår som förklaring till olikheter mellan fjärrvärmerna i Göteborg och i övriga landet den ovanligt stora tillgången på återvunnen värme, närheten till det västsvenska naturgasnätet samt den tidigare tron på biogas som framtidsbränsle.

Angående distributionssystemet tog bolagets styrelse i januari 2020 beslut om en reviderad inriktning för reinvesteringar i fjärrvärmenätet som innebär en ökning av årliga reinvesteringar från en nivå på 50 - 80 miljoner kronor per år upp till nivån 400 miljoner kronor per år. En analys av fjärrvärmenätets reinvesteringsbehov visade ett generellt behov av ökad reinvesteringstakt med extra insatser i distributionssystemet de kommande 15 - 20 åren.

Omställningen av det totala fjärrvärmesystemet bedrivs i nuläget i enlighet med inriktningsdokumentet ”Omställning fjärrvärme 2035” vilket beslutades i Göteborg Energi AB:s styrelse under våren 2022. Inriktningsdokumentet ersätter ”Färdplan Fjärrvärme 2035” som beslutades 2017 vilket tidigare har utgjort inriktningsdokument för fjärrvärmesystemets utveckling. Omställningen av fjärrvärmesystemet beskrivs pågå fram mot 2040 och den planerade investeringen i BKV Rya utgör en viktig del samtidigt som beslutet är det första produktionsprojektet inom ramen för det nya inriktningsdokumentet ”Omställning fjärrvärme 2035”.

Omställningsdokumentet specificerar inriktningen för fjärrvärmesystemets omställning fram till 2035 och omställningen av fjärrvärmesystemet ska ske med flexibilitet för löpande anpassning till förändringar i omvärlden. Omställningsdokumentet anger att styrande för planens utformning är ett antal målsättningar och vägledande principer, exempelvis att fjärrvärmeprodukten ska långsiktigt leverera en räntabilitet i enlighet med gällande ägardirektiv, att senast 2025 ska all fjärrvärme vara återvunnen värme eller producerad från förnybara bränslen och att fjärrvärmeprodukten senast 2030 ska erbjuda negativa (koldioxid-) utsläpp. Av tjänstepersonsdialogen i beredningen av detta ärende framgår att det till omställningsdokumentet i dagsläget finns kopplat ett basscenario som översiktligt beskriver hur produktionskapacitet behöver tillkomma de kommande åren för att säkerställa försörjningstryggheten då gamla anläggningar tas ur bruk. Av beslutsunderlaget framgår att i närtid planeras distributionsförstärkningar, förstärkta partnersamarbeten, nya biobränslepannor samt digitalisering och styrning av effektbehovet i fjärrvärmecentralerna. På längre sikt beskrivs planen vara mer flexibel för olika scenarion, i nuläget inte konkretiserade, där nya tekniska lösningar, värmelager och effektiviseringar kan bli alternativ till traditionell förbränning. Inriktningsdokumentet ”Omställning fjärrvärme 2035” utgör bilaga till Göteborg Energi AB:s beslutsunderlag, vilket i sin tur utgör bilaga till detta ärende.

Den enskilt största satsningen i den omställning av fjärrvärmerna som nu pågår baserat på grundscenariot inriktningsdokumentet ”Omställning fjärrvärme 2035” är uppförandet av BKV Rya.

Framtida värmebehov och effektiviseringar

På uppdrag av kommunfullmäktige redovisade Göteborg Energi under hösten 2021 en utredning avseende effektiviseringspotentialen av stadens energi- och effektanvändning fram till 2030. I Göteborg Stads miljö- och klimatprogram 2021 - 2030 målsätts energieffektiviseringen av fjärrvärme i befintlig bebyggelse till 500 GWh från 2010 fram till 2030. Under samma period ska effektbehovet minska med ca 100 MW. I utredningen bekräftade Göteborg Energi såväl energi- som effektpotentialen och lyfte fram åtgärder som prismodell, energitjänster, ny teknik och laststyrning som exempel för att uppnå effektiviseringen. Framtidsprognoser av energi- och effektbehov är viktiga verktyg för Göteborg Energis energisystemplanering generellt och så även för fjärrvärmerna. Förutom effektiviseringspotentialen i befintlig bebyggelse, som redogjordes för i utredningen till kommunfullmäktige, är det också viktigt att ta hänsyn till nyanslutningar och nybyggnation till följd av stadsutvecklingen. Den senaste prognosen för fjärrvärmesystemets totala framtida energi- och effektbehov och som sträcker sig ytterligare 10 år framåt till 2040 togs fram under 2022. Prognosen visar att effektbehovet i fjärrvärmesystemet då förväntas öka med cirka sju procent samtidigt som energileveransen minskar något och beräknas sjunka med cirka två procent fram till 2040. Prognosen tar hänsyn till effektiviseringar i befintlig bebyggelse samtidigt som det tillkommer energivolymer genom nybyggnation.

Aktuell ekonomisk situation för fjärrvärmeverksamheten

Fjärrvärmerna har under lång tid varit Göteborg Energis resultatmässigt starkaste verksamhet. Stora investeringar under 60- och 70-talet har medfört att fjärrvärmeaffären haft möjlighet att kapitalisera på befintliga tillgångar med positiv resultatutveckling som följd. Anläggningstillgångarna börjar nu bli gamla och en ny tid av investeringar väntar där en stor del av såväl produktionskapacitet som distributionsledningar behöver ersättas.

Det förestående investeringsbehovet inträder i en tid när fjärrvärmeverksamhetens resultat och lönsamhet har försämrats. En viktig förklaring till resultatförsämringen 2022 är gasberoendet i kombination med energikrisen i Europa med höga priser och osäker tillgång på gas.

Av ägardirektivet framgår att en fjärrvärmeverksamhets avkastning, definierad som räntabilitet på totalt kapital, bör ligga någonstans i intervallet 8 - 10 procent. De senaste åren har räntabiliteten på det totala kapitalet sjunkit under ägardirektivets referensvärde. Branschjämförelsen gjordes 2019 i samband med att ägardirektivet kompletterades med ekonomiska avkastningskrav och bygger på Göteborg Energis egen omvärldsanalys.

En förbättring av resultatet förutses 2023 bland annat då en ny pelletspanna tas i drift under året och av beslutsunderlaget framgår att den aktuella investeringen i BKV Rya tillsammans med prisjusteringar och effektiviseringar är av väsentlig betydelse för fjärrvärmeaffärens långsiktiga lönsamhet och konkurrenskraft.

Beslutade prisjusteringar för fjärrvärmerna i Göteborg 2022 och 2023 har uppgått till cirka 3 procent per år. Av tjänstepersondialogen i beredningen av ärendet framgår att snittet avseende prishöjningar för "Prisdialogens" medlemmar (drygt 70 procent av Sveriges fjärrvärme) uppgått till 1,6 procent för 2022 och 5,0 procent för 2023. "Prisdialogen" är en samverkan mellan Energiföretagen, Riksbyggen, Fastighetsägarna och Sveriges Allmännyttan för transparent och rättvis prissättning av svensk fjärrvärme.

Investering bi kraftvärme i Rya – BKV Rya

Styrelsens beslut 2023-03-03 avseende att investera i BKV Rya, i anslutning till befintligt kraftvärmeverk, beskrivs som en viktig del i förnyelsen av anläggningsparken och för fjärrvärmens omställning mot förnybara bränslen. Tillsammans med prisjusteringar och effektiviseringar beskrivs investeringen vara av väsentlig betydelse för fjärrvärmeaffärens långsiktiga lönsamhet och konkurrenskraft.

Projektet befinner sig nu i upphandling som förväntas pågå fram till hösten 2023. Tekniken för anläggningen är känd, väl beprövad, och utifrån valt bränsle och kapacitet beskrivs att det finns många fungerande referensanläggningar med liknande förutsättningar.

Göteborg Energi AB:s styrelse har tidigare, i slutet av 2016, beslutat om att påbörja en förstudie för byggnation av ett nytt bi kraftvärmeverk i Göteborg. Den tilltänkta placeringen var då i Backa som senare visade sig mindre lämpad för ändamålet. 2019 beslutades efter en lokaliseringsutredning om byte av plats till Rya och i samband med detta skalades projektet ned från ett komplett kraftvärmeverk till en bioångpanna. Rya kraftvärmeverk är konstruerat för fyra gasturbiner varav tre i dagsläget är tagna i drift. Genom att komplettera anläggningen med en bioångpanna kan den fjärde linjen nyttjas samtidigt som ångturbin, skorsten och nätanslutning kan återanvändas. Ett fullskaligt nyttjande har tidigare begränsats av miljötillståndet. Förstudien färdigställdes under våren 2022 varpå styrelsen i juni beslutade om att gå vidare med planeringsfasen för upphandling och kontraktsförhandling. Miljötillstånd för anläggningen beviljades i december 2022 och ny detaljplan som möjliggör för byggnationen förväntas bli antagen i september 2023.

BKV Rya ska kunna producera cirka 140 MW förnybar värme och 35 MW el. Tillsammans med befintliga kapacitet i Rya kraftvärmeverk kommer den totala kapaciteten att uppgå till 465 MW värme och 260 MW el.

BKV Rya kommer enligt Göteborg Energi AB:s beslutsunderlag (i nästan alla situationer) att köras som första egna produktionsanläggning i systemet då den återvunna värmen inte räcker för värmebehovet.

Av bolagets beslutsunderlag framgår att BKV Rya kommer att eldas med bi bränsle, huvudsakligen skogsflis (grot) samt återvunnet returträ (RT-flis) men i en framtid kan också andra utsorterade förnybara bränslen bli aktuella. Grot används redan idag inom Göteborgs fjärrvärmesystem och i värmeproduktionen i Mölndal, som det också finns ett värmeutbyte med och där utbytet planeras öka. RT-flis används i värmeproduktionen i Mölndal Energi AB men har inte använts av Göteborg Energi AB tidigare. Bränslet beskrivs bli allt vanligare i fjärrvärmebranschen. Bränslet, som består av återvunnet trä från rivning av byggnader, träpallar, byggvirke med mera, är tekniskt mer utmanande att elda, eftersom de ofta innehåller orenheter. Detta ställer större krav på både pannan och på reningsutrustning, men å andra sidan, enligt beslutsunderlaget, är bränslet oftast betydligt billigare än skogsflis. Tillgången på RT-flis kan variera, beroende på konjunktur och andra parametrar som påverkar hur mycket som byggs och rivs i regionen. RT-flis avses att köpas från någon av de befintliga leverantörerna av träavfall i regionen, där Renova Miljö AB utgör en tänkbar leverantör.

Transporter planeras att ske med lastbil i ett upptagningsområde på cirka 10 mil runt Göteborg. Transporterna till anläggningen kommer att ske med lastbil och beräknas vid

full drift uppgå till ca 2 bilar/h under dagtid under vardagar. Samtidigt beräknas driften av BKV Rya innebära en total omfördelning av biobränslen i fjärrvärmesystemet. Det årliga pelletsbehovet kommer att minska vilket också minskar antalet pelletstransporter med ca 1 bil/h under vår och höst. Möjlighet till framtida tåg- och båttransporter i Rya har bevarats genom planering och överenskommelser med andra aktörer i området.

Aktuell tidplan innebär att, under förutsättning att inga förseningar uppstår, möjlighet finns till att anläggningen ska vara driftsatt under driftsäsongen 2025/2026.

Särskilt om miljö tillstånd

Miljö tillståndsförfarandet beskrivs som en av de mest omfattande och tidskrävande delarna när en ny produktionsanläggning ska byggas. Göteborgs Energi meddelades 2022-12-20 tillstånd av mark- och miljödomstolen i Vänersborgs Tingsrätt om att utöka verksamheten vid Rya kraftvärmeverk med en ny bioångpanna för fasta biobränslen med en maximal tillförd effekt om 170MW. Tillståndet gäller under förutsättning att ny detaljplan vunnit lagakraft och att verksamheten inte står i strid med planen. I tillståndet beviljas bland annat provisoriska villkor för utsläpp till luft under en provotid och där bolaget inom en 4 års period ska utreda och återkomma med förslag på åtgärder och slutliga villkor för utsläpp till luft. Inriktningen från mark- och miljödomstolen är att verksamheten ska eftersträva att uppnå de nedre intervallen av EU:s villkor avseende utsläpp till luft för stora förbränningsanläggningar vilket ställer hårda krav på reningen från anläggningen.

Göteborgs Energi AB planerar för en avancerad reningsutrustning. Miljödomstolens villkor är med anledning av detta inte omöjliga att uppnå men kan bli utmanande i vissa driftsfall och kan möjligen påverka kostnad och garantivillkor för anläggningens uppförande. Att tillståndet är belagt med provisoriska emissionsvillkor är inte optimalt för projektet då upphandling behöver ske på villkor som potentiellt kan ändras efter tagen investering.

Göteborgs Energi har valt att överklaga delar av domen som även omfattade driften av befintlig kraftvärmeanläggning i Rya. En överprövning av domen förväntas pågå upp till ca 1 år, om prövningstillstånd beviljas. Ingen annan part har valt att överklaga domen vilket innebär att det inte föreligger någon risk för försämrade villkor i tillståndet vid ett nytt domslut. Eftersom domen innehåller ett verkställighetsförordnande kan tillståndet tas i anspråk även fast domen överklagats. Projektets tidplan kommer därför enligt underlaget inte att påverkas.

Sammanfattning av beslutsunderlagets beskrivning av antaganden, förutsättningar, projektekonomi, kalkyl och lönsamhet

Investeringsutgiften för BKV Rya är beräknad till 2,3 miljarder kronor. Trots att tekniken är känd, beprövad och att andra aktörer byggt liknande anläggningar så anger beslutsunderlaget att det inte går att förlita sig på historiska prisnivåer vid beräkningen. I projektets förstudie beräknades investeringskostnaden till drygt 1,8 miljarder kronor men inflation, valutakurser, konjunktur, stålpriser, tillgång på material och komponenter samt långa leveranstider anges som exempel på faktorer som väsentligen förändrats sedan dess och som påverkat investeringskostnaden till det negativa. Ovisshet om den framtida ekonomiska utvecklingen har medfört att den maximala utgiften i hemställan till kommunfullmäktige har fastställts till 2,65 miljarder kronor.

Som förutsättning gäller vidare att kalkylperioden omfattar tre byggår och tjugo års drift.

Kalkylen är upprättad i nominella värden med en kalkylränta på totalt nio procent varav inflationsantagandet uppgår till två procent.

Av Göteborg Energi AB:s beslutsunderlag framgår att investeringens löpande ekonomiska nytta, ”driftnytta”, beräknats mot alternativkostnaden i ett referenssystem utan BKV Rya. Referenssystemet utgörs av dagens system med befintliga produktionsanläggningar, och befintliga bränslen kompletterat med redan beslutade investeringar. Referenssystemet antas gälla för hela kalkylperioden på 20 år vilket i praktiken inte är ett möjligt/reellt alternativ då anläggningarna är gamla och inriktningen är att snabbt fasa ut de fossila bränslena och kalkylresultaten måste värderas utifrån detta antagande. BKV Rya medför att årliga minskningar i utbetalningar för bränslen kan identifieras jämfört med referenssystemet utan BKV Rya. De årliga minskningarna i utbetalningar för bränslen utgör framtida positiva betalningsströmmar vilka diskonteras bakåt i tiden och ställs mot grundinvesteringen för BKV Rya. Således blir antaganden om bränslepriser viktiga för bedömning av kalkylen.

Av beslutsunderlaget och av tjänstepersondialogen framgår att kalkylen innehåller positiva framtida betalningsströmmar kopplat till att ”teoretiska” reinvesteringar i referenssystemet inte behöver ske.

Väder (utomhustemperatur och kalla perioders varaktighet) avgör drifttider för olika produktionsanläggningar i fjärrvärmesystemet och har därigenom stor påverkan på investeringens lönsamhet. Historiskt har kalkyler upprättats utifrån normalårskorrigerade väderantaganden för ett teoretiskt normalår så att kalkyler inte låtits påverkas av enskilda kalla eller varma år eller när i tiden dessa antas inträffa. Syftet med att normalårskorrigera väderantaganden är att eliminera osäkerhet och fluktuationer förknippat med enskilda års väder och temperatur från kalkylberäkningen. Av beslutsunderlaget och av tjänstepersondialogen framgår att Göteborg Energi AB utvecklat metodiken och kalkylen för BKV Rya är baserad på de senaste 20 årens faktiska väderlek. och ett antagande om att dessa kommer att upprepas de kommande 20 åren. Kalkylmetoden inkluderar på detta sätt vissa stegeffekter för produktionssystemet som helhet då kalkylen förhåller sig till både varma och kalla år med olika drifttider.

Av bilaga 2, tabell 1, framgår att den genomsnittliga ”driftnytta” uppgår till i stort sett jämförbara belopp oavsett vilken metod för väderantaganden som tillämpas för de olika bränsleprisscenarion som redovisas. I tjänstepersonsdialogen redovisas att återbetalningstider marginellt skiljer sig åt beroende på vilken metod enligt ovan som används för väder (temperatur och kalla perioders varaktighet).

Antaganden om bränslepriser anges som den mest osäkra parametern i kalkylberäkningarna. Ett huvudscenario ”Troligt basfall” utgör det prisscenario som Göteborg Energi bedömer som det mest sannolika. Samtliga bränslepriser är i detta scenario högre än de historiska priserna men samtidigt betydligt lägre än dagens energikrisnivåer. I två ytterligare scenarion kalkyleras investeringens lönsamhet dels med bränslepriser liknande historiska nivåer och dels i en situation med högre priser än ”basfallet” och där biobränslen ökar mer än fossila bränslen. I lönsamhetsanalysen finns också två extremare scenarion vilka utgör ytterligheter, mindre sannolika över tid.

Göteborg Energi AB:s beräkningar visar att, om man bortser från de mest extrema scenarioanalyserna avseende bränslepriser, så kommer grundinvesteringen att vara

återbetald någonstans efter 7,6 - 12,6 års drift. Bränsleprisscenariot ”Troligt basfall” innebär en återbetalningstid på cirka 9 år efter det att investeringen tagits i drift. Inkluderas de 3 byggåren i återbetalningstiden blir återbetalningstiden ca tre år längre.

Beräkningar och kalkyler är baserade på investeringens maximala investeringsram, 2,65 miljarder kronor.

Beslutsunderlaget från Göteborg Energi AB poängterar att fjärrvärmesystemets stora reinvesteringsbehov och fortsatta förflyttning mot fossilfrihet kommer att öka belastningen på balansräkningen, vilket i många fall, för investeringar som följer efter BKV Rya, kommer att ske utan tillkommande ekonomisk nytta. Situationen kommer enligt bolaget att bli utmanande för fjärrvärmeaffären och dess konkurrenskraft om fjärrvärmeverksamhetens avkastningskrav samtidigt ska uppnås.

Risker

De största projektrisken som identifierats av Göteborg Energi AB utgörs av:

- Försening av lagakraftvunnen detaljplan
- Försening på grund av överklagande av upphandling
- Nyckelpersoner lämnar beställarorganisationen
- Begränsat utrymme/arbetsytor under byggfas
- Osäkra markförhållanden

Risken är kopplade till åtgärder vilka är ämnade att förebygga att händelser inträffar eller att icke önskvärda situationer uppstår.

I bilaga till Göteborg Energi AB:s beslutsunderlag listas aktuella händelser/risker som kan inträffa och hur de kan påverka investeringen. Den sammanfattande bedömningen av Göteborg Energi AB är att trots osäkerhet om framtiden så är investeringen robust och står sig bra i de flesta händelser. Inga ”röda risker” som väsentligen ifrågasätter investeringen har identifierats.

De största osäkerheterna som beskrivs i underlaget utgörs av:

- Regelverket för biobränslen med påverkan på anläggningens användbarhet och lönsamhet
- Risk för prisuppgång på biobränslen med påverkan på investeringens lönsamhet
- Risk för hög investeringsutgift till följd av lågkonjunktur och osäker marknad
- Risk för att hårda emissionskrav i miljötillståndet påverkar projektets genomförbarhet, antalet anbud och ökad investeringsutgift

Sammanfattande bedömning

Ny biokraftvärme på Rya - BKV Rya

Styrelsen i Göteborg Energi AB tog vid styrelsemöte 2023-03-03 beslut om att godkänna en investeringsram på 2,65 miljarder kronor (penningvärde dec 2022) för byggnation av förnybar kraftvärme i Ryaområdet och integrering av anläggningen med befintligt Rya kraftvärmeverk. Vidare beslutades att frågan är av sådan principiell beskaffenhet eller annars av större vikt då beslutet avser en beloppsmässigt större investering att frågan hemställs till Göteborgs kommunfullmäktige för ställningstagande.

Göteborg Energi AB:s bedömning är att en investering i BKV Rya är den i nuläget mest resurseffektiva och bästa satsningen i förnyelsen och omställningen av fjärrvärmesystemet mot förnybara bränslen. Investeringen konstateras vara av stor betydelse för fjärrvärmens framtida konkurrenskraft och för uppfyllandet av Göteborg Energis ekonomiska och miljömässiga mål samt för försörjningstryggheten av värme i staden.

Stadshuset konstaterar att det av Göteborg Energi AB:s beslutsunderlag tydligt framgår att den planerade anläggningen är viktig mot bakgrund av att flertalet av Göteborg Energi AB:s största produktionsanläggningar befinner sig i slutet av sin bedömda tekniska livslängd. Stadshuset delar Göteborg Energi AB:s bedömning att anläggningen har betydande påverkan för försörjningstryggheten av värme i staden och att anläggningen är av betydelse för fjärrvärmens framtida konkurrenskraft och för uppfyllandet av Göteborg Energis ekonomiska och miljömässiga mål.

Fördjupad analys av planerade bränslen för BKV Rya

Antaganden om bränslepriser anges som den mest osäkra parametern i kalkylberäkningarna från Göteborg Energi AB. Ett huvudscenario "Troligt basfall" utgör det prisscenario som Göteborg Energi AB bedömer som det mest sannolika. Bränslepriser i detta scenario beskrivs som "högre än de historiska priserna men samtidigt betydligt lägre än dagens energikrisnivåer". Av Göteborg Energi AB:s beslutsunderlag framgår att investeringens löpande ekonomiska nytta, "drifnyttan", beräknats mot alternativkostnaden i ett referenssystem utan BKV Rya. Referenssystemet är "teoretiskt" och utgörs av dagens system med befintliga produktionsanläggningar, och befintliga bränslen kompletterat med redan beslutade investeringar. Referenssystemet antas gälla för hela kalkylperioden på 20 år och kalkylresultaten ska värderas utifrån detta antagande.

Stadshuset konstaterar att det mot bakgrund pågående klimatomställning och samtidigt mycket turbulenta och volatila situation som energimarknaderna befinner sig i är svårt att yttra sig över rimligheten i beslutsunderlagets explicita kalkylantaganden rörande framtida bränslepriser. Resonemangen som förs kring bränsleprisscenarion, undantaget de mest extrema, och som enligt Göteborg Energi AB, i förhållande till det valda referenssystemet, medför återbetalningstider i intervallet 7,6 – 12,6 års efter idrifttagen anläggning förefaller som rimliga för att indikera ett intervall för när investeringen kan vara återbetald.

Bränslen i den planerade investeringen BKV Rya planeras att bestå av grot (skogsflis) och RT-flis (återvunnet returträ). RT-flis kommer att utgöra ett nytt bränsle i Göteborg Energi AB:s egen produktion medan grot används som bränsle sedan tidigare. Stadshuset föreslår att styrelsen i Göteborg Energi AB fördjupar analysen av de planerade bränslena

med avseende på hur de kan komma att utvecklas pris-, efterfråge- och utbudsmässigt under olika antaganden om utveckling i omvärlden och genom tillkomsten av BKV Rya. Hur ser bränsleförsörjningsstrategier ut för det samlade systemet inklusive parter med vilka Göteborg Energi AB har eller kommer att ha värmeutbyte? Den fördjupade analysen föreslås komplettera kommunstyrelsens beredning av ärendet senast 2023-03-31.

Omställning av hela fjärrvärmeverksamheten

Av bolagets beslutsunderlag framgår att fjärrvärmeverksamheten står inför en investeringspuckel gällande såväl produktion som distribution och bedömningen är att cirka 60 - 70 procent av den egna produktionskapaciteten, cirka 700 MW, behöver ersättas inom de närmaste 10 - 15 åren. Av bolagets senaste 10-årsplan för investeringar framgår att investeringar i fjärrvärmeverksamheten totalt uppskattas till cirka 14 miljarder kronor. Investeringen i BKV Rya kommer, vilket också framgår av dialogen i beredningen av ärendet, inom kort att åtföljas av produktions- och distributionsinvesteringar uppgående till betydande belopp.

Fjärrvärmens har under lång tid varit Göteborg Energis resultatmässigt starkaste verksamhet. Det förestående investeringsbehovet inträder i en tid när fjärrvärmeverksamhetens resultat och lönsamhet har försämrats. En viktig förklaring till resultatförsämringen den senaste tiden utgörs av gasberoendet i kombination med energikrisen i Europa med höga priser och osäker tillgång på gas.

Av koncernen Göteborg Energis senaste affärsplaner framgår att vid en utblick över tio år beskrivs utmaningar kopplat till den finansiella situationen utifrån de stora investeringsbehov som ligger framför verksamheterna, där väsentliga delar består av reinvesteringar som inte genererar nya kassaflöden. Av bolagets beslutsunderlag framgår att fjärrvärmesystemets stora reinvesteringsbehov och fortsatta förflyttning mot fossilfrihet kommer att öka belastningen på balansräkningen, vilket i flera fall, för investeringar som följer efter BKV Rya, kommer att ske utan tillkommande ekonomisk nytta. Situationen kommer enligt Göteborg Energi AB att bli utmanande för fjärrvärmeaffären och dess konkurrenskraft om avkastningskravet samtidigt ska uppnås.

Omställningen och förnyelsen av fjärrvärmesystemet i sin helhet bedrivs i enlighet med inriktningsdokumentet "Omställning fjärrvärme 2035" vilket styrelsen i Göteborg Energi AB fattade beslut om under våren 2022. Till inriktningsdokumentet finns i dagsläget kopplat ett basscenario som översiktligt beskriver hur produktionskapacitet behöver tillkomma de kommande åren för att säkerställa försörjningstryggheten för fjärrvärme då gamla anläggningar tas ur bruk. Omställningsdokumentet anger målsättningar och vägledande principer för fjärrvärmesystemets omställning fram till 2035 och att omställningen av fjärrvärmesystemet ska ske med flexibilitet för löpande anpassning till förändringar i omvärlden. Exempelvis anges att fjärrvärmeprodukten långsiktigt ska leverera en räntabilitet i enlighet med gällande ägardirektiv och att senast 2025 ska all fjärrvärme vara återvunnen värme eller producerad från förnybara bränslen.

Givet utmaningar och osäkerheter som energibranschen står inför gör Stadshus bedömningen att för den fortsatta omställningen är det angeläget att Göteborg Energi AB utvecklar inriktningsdokumentet "Omställning fjärrvärme 2035" med olika scenarion över vad fjärrvärmesystemet under olika förutsättningar kan behöva klara av och förhålla sig till exempelvis vad gäller utveckling och efterfrågan för olika bränslen, tillförsel av

köpt värme, utveckling för konkurrerande alternativ eller andra scenarion som bedöms som relevanta.

Stadshus föreslår att kommunfullmäktige ger Göteborg Energi AB i uppdrag att utveckla inriktningsdokumentet ”Omställning fjärrvärme 2035” i enlighet med ovanstående inriktning. Av scenariobeskrivningarna bör framgå hur fjärrvärmeverksamhetens totala ekonomi och lönsamhet, investeringar, konkurrenskraft, prisutveckling med mera under olika förutsättningar kan komma att påverkas. Stadshus föreslår att det sker en skriftlig återrapportering till kommunstyrelsen/kommunfullmäktige under andra kvartalet 2024.

Styrelsens inriktningsdokument ”Omställning fjärrvärme 2035” omfattar ett antal målsättningar som ska uppnås inom ramen för fjärrvärmesystemets omställning, bland annat anges att fjärrvärmeprodukten senast 2030 ska erbjuda negativa utsläpp av koldioxid. Stadshus har tidigare i samband med uppföljnings- och årsrapport konstaterat att det på flera håll i Stadshuskoncernen (Göteborg Energi AB, Renovakoncernen och Göteborgs Hamn AB) pågår förstudier eller liknande rörande koldioxidinfångning och infrastruktur för möjliggörande av koldioxidlagring. Stadshus gör fortsatt bedömningen att en inriktning av denna art, bland annat då investeringsutgifterna sannolikt är betydande och att tekniken är oprövad, utgör en principiell frågeställning och att kommunfullmäktige i ett tidigt skede bör ges möjlighet att ta ställning till eventuella satsningar rörande koldioxidinfångning och lagring ut ett ”hela staden perspektiv” samt vilka alternativ som kan finnas och vilka konsekvenser en sådan satsning kan medföra.

Framtida värmebehov och effektiviseringar

I Göteborg Stads miljö- och klimatprogram 2021 - 2030 målsätts energieffektiviseringen av fjärrvärme i befintlig bebyggelse till 500 GWh från 2010 fram till 2030. Under samma period ska effektbehovet minska med ca 100 MW. I tidigare utredningar har Göteborg Energi AB bekräftat såväl energi- som effektpotentialen och lyfte fram åtgärder som prismodell, energitjänster, ny teknik och laststyrning som exempel för att uppnå effektiviseringen. Framtidsprognoser av energi- och effektbehov är viktiga verktyg för Göteborg Energis energisystemplanering generellt och så även för fjärrvärmerna. Förutom effektiviseringspotentialen i befintlig bebyggelse, som redogjordes för i utredningen till kommunfullmäktige, är det också viktigt att ta hänsyn till nyanslutningar och nybyggnation till följd av stadsutvecklingen.

Den senaste prognosen för fjärrvärmesystemets totala framtida energi- och effektbehov och som sträcker sig till 2040 togs fram under 2022. Prognosen visar att effektbehovet i fjärrvärmesystemet förväntas öka med cirka 7 procent fram till 2040 samtidigt som energileveransen minskar något och beräknas sjunka med två procent över perioden. Prognosen tar hänsyn till effektiviseringar i befintlig bebyggelse samtidigt som det tillkommer energivolymer genom nybyggnation.

Stadshus konstaterar att det är angeläget att ur ett ägarperspektiv styra och följa upp målsättningar och uppdrag rörande effektiviseringar, och säkerställa att energi- och effekt effektivisering prioriteras såväl i det enskilda bolaget som med fokus på hela energisystemet inklusive slutförbrukning hos kunder. Genom ett ägarfokus på hela energisystemet (produktion, distribution och användning) skapas förutsättningar för att minska investeringar i produktionskapacitet på marginalen. Göteborgs kommun har genom sitt stora ägande i bostäder och lokaler stor rådighet att påverka det samlade

energisystemet och prioritera nyttan av investeringar i produktion på marginalen mot investeringar i effektiviseringar.

Eva Hessman

Vd, Göteborgs Stadshus AB

STYRELSEPROTOKOLL

Bolag: Göteborg Energi AB

Protokollsnr. 2023/03

Dag: 2023-03-03 **Tid:** 14.00 – 16.05

Plats: Johan Willins Gata 3, rum Hammarkullen

Närvarande:

Ledamöter

Jan Hallberg, ordförande
Gunnar Westerling
Ellinor Karlsson
Patrik Höstmad
Mats Rahmberg, 1:e vice ordförande
Michael Koucky, 2:e vice ordförande
Mattias J Henriksson, *t.o.m. p 7*
Johan Gente, *t.o.m. p 8*
Yvonne Staberg

Suppleanter

Eva-Lena Fransson, *tjänstgör fr.o.m. p 8*
Anders Åkvist
Adli Abouzeedan, *tjänstgör fr.o.m. p 9*

Personalrepresentanter

Helena Grunditz, SACO
Ulf Berndtsson, Vision
Björn Sighed, Vision

Övriga närvarande

Malin Flysjö, *p 6*
Daniel Stridsman, *p 8*
Annsofie Rajgård, *p 8*
Kristofer Weiler, *p 8*

Frånvarande:

Frånvarande

Cecilia Elb
Salaheldin Mohammed
Anna-Sofia Wannernskog

VD

Per-Anders Gustafsson

Ekonomidirektör

Anna-Karin Jernberg

Protokollförare

Anna Maria Dermark Dunér

Diarienummer:
10-2022-1989

Ärende:

8. **Omställning genom förnybar kraftvärme i Rya**

Daniel Stridsman, Annsofie Rajgård och Kristofer Weiler föredrar ärendet i enlighet med på förhand utsända handlingar.

Styrelsen diskuterar och Daniel Stridsman, Annsofie Rajgård samt Kristofer Weiler svarar på frågor.

Styrelsen beslutar att

1. Godkänna en investeringsram på 2,65 mdkr (penningvärde dec 2022) för byggnation av förnybar kraftvärme i Rya-området och integrering av anläggningen med befintligt Rya kraftvärmeverk.
2. Frågan är av sådan principiell beskaffenhet eller annars av större vikt då beslutet avser en större investering att frågan härmed hemställs till Göteborgs Stads Kommunfullmäktige för ställningstagande.

Rätt utdraget i tjänsten intygar

Ann-Jeanette Pihlström

Beslutsunderlag

Datum: 2023-03-03

Diarienummer: 10-2022-1989

Handläggare: Annsofie Rajgård, Daniel Stridsman

Telefon: 031-627312, 031-626535

E-post: annsofie.rajgard@goteborgenergi.se
daniel.stridsman@goteborgenergi.se

Omställning genom förnybar Kraftvärme i Rya



Figur 1. Vinnande gestaltning av bioångpannan "Kakelugnen", vy från Nya Varvet.

Förslag till beslut

I styrelsen för Göteborg Energi AB:

Jag föreslår att styrelsen beslutar att

1. godkänna en investeringsram på 2,65 mdkr (penningvärde dec 2022) för byggnation av förnybar kraftvärme i Rya-området och integrering av anläggningen med befintligt Rya kraftvärmeverk.
2. frågan är av sådan principiell beskaffenhet eller annars av större vikt då beslutet avser en större investering att frågan härmed hemställs till Göteborgs Stads Kommunfullmäktige för ställningstagande.

Sammanfattning

Fjärrvärmesystemet i Göteborg behöver ställas om.

För att upprätthålla en enkel och trygg energiförsörjning, möta kundernas förväntningar på ett lågt klimatavtryck och konkurrenskraftiga priser, ägarnas krav på avkastning och stadens mål om en klimatneutral stad 2030, behöver fossila bränslen som gas och olja fasas ut och ersättas med alternativa lösningar och förnybara bränslen.

Föreliggande investering om biobaserad kraftvärme i Rya (BKV Rya) är Göteborg Energis största och viktigaste investering i den omställningen. Investeringen innebär inte bara att fjärrvärmeleveransen under normala förhållanden blir helt

återvunnen och förnybar utan är även av central betydelse för fjärrvärmeaffärens framtida resultatutveckling. Anläggningen är central för försörjningstryggheten i fjärrvärmesystemet då den väsentligen minskar beroendet till gamla uttjänta anläggningar och av naturgas från Europa.

Investeringen är en av de första investeringarna i den omställningsresa som planeras för fjärrvärmesystemet fram till 2035.

Fjärrvärmesystemet utgör en viktig del av stadens totala energiförsörjning. Ca 90% av flerbostadshusen i Göteborg är anslutna till fjärrvärmesystemet och utan fjärrvärmens hade stadens elbehov varit nästan dubbelt så stort. Styrkan i systemet är den stora andelen återvunnen värme som vid varmt väder är tillräcklig för hela stadens värmebehov. Först vid kallare väder produceras värme från systemets egna produktionsanläggningar.

Fjärrvärmeaffären har under lång tid varit Göteborg Energis starkaste affär med en god avkastning på ca 8% per år. Kunderna i Göteborg väljer fjärrvärme och leveranserna har ökat över tid. Tack vare stora investeringar under 60- och 70-talet har fjärrvärmeaffären haft möjlighet att kapitalisera på befintliga tillgångar med positiv resultatutveckling. Nu börjar anläggningstillgångarna bli gamla och en ny tid av investering väntar där ca 60% av produktionskapaciteten behöver ersättas och viktiga distributionsledningarna måste bytas ut kommande 15 års-period.

Samtidigt har fjärrvärmens resultat snabbt försämrats. Bakgrunden är energikrisen i Europa med höga priser och osäker tillgång på gas som inte bara fördubblat fjärrvärmens bränslekostnader utan också är en utmaning för försörjningstryggheten i Göteborg.

För fjärrvärmeaffären är en omställning till återvunnen och förnybar energi således en nödvändighet, inte bara för produktens klimatavtryck utan också för försörjningstryggheten, den ekonomiska utvecklingen och i förlängningen också för konkurrenskraften mot alternativa uppvärmningslösningar. Investeringsbehovet i det gamla sammanfaller väl i tid med omställningsbehovet mot det nya. Med fokus på totaloptimering av stadens energiförsörjning finns goda förutsättningar att även stärka fjärrvärmens roll genom att inte bara vara det verktyg som staden behöver i energiomställningen och för att nå satta klimatmål utan också för att hantera annalkande elbristsituation med förmåga att möta lokala effekttoppar med flexibilitet och lokal kraftvärmeproduktion.

Anläggningen, som i praktiken är en bioeldad ångpanna av känd och beprövad teknik, är en modern anläggning med avancerad reningsutrustning som beräknas bidra med 140MW värme och 35 MW el till de lokala energisystemen. Det motsvarar ca en femtedel av den produktionskapacitet som behöver ersättas i fjärrvärmesystemet de närmsta åren. Bränslet till anläggningen är skogsflis och återvunnet returträ, transporterat med lastbil. Anläggningen erbjuder ny flexibilitet genom möjligheten att välja värme före elproduktion beroende på marknadsläge samt att integrera olika typer av träavfall i bränslemixen.

Investeringsutgiften är beräknad och förväntas uppgå till maximalt 2,65 mdkr och generera en förväntad genomsnittlig resultateffekt för fjärrvärmeaffären på ca 234 mkr per år. Projektet befinner sig nu i upphandling vilket förväntas pågå fram till hösten 2023. Miljötillstånd meddelades för anläggningen i december 2022.

Under förutsättning att ny detaljplan vinner laga kraft och att kommunfullmäktige tillstyrker investeringsramen före sommaren 2023, planeras driftsättning av anläggningen under vintersäsongen 2025/26.

Bedömning ur ekonomisk dimension

En kostnadsberäkning av investeringsutgiften för BKV Rya indikerar att investeringen kommer att uppgå till 2,3 mdkr (penningvärde dec 2022). I summan ingår hela projektets omfattning från förstudie och planering till genomförande och driftsatt anläggning. Den maximala investeringsutgiften bedöms samtidigt till 2,65 mdkr vilket därför utgör investeringsramen i enlighet med detta ärende. Investeringen kan storleksmässigt jämföras med den årliga nettoomsättningen för värmeförsäljningen i fjärrvärmeaffären som under 2022 uppgick till 2,2 mdkr.

Investeringen visar på en god lönsamhet med en beräknad genomsnittlig resultateffekt på ca 234 mkr/år. Den ekonomiska nyttan av investeringen utgörs av den alternativkostnad som finns i dagens fjärrvärmesystem och som kvarstår om investeringen inte genomförs. I praktiken handlar det om de sänkta råvarukostnader och ökade elintäkter som investeringen genererar. Lönsamhetskalkylen baseras på investeringsramens maxbelopp 2,65 mdkr, en kalkylränta på 9% samt den genomsnittliga väderleken för de 20 senaste åren. Bränslepriserna har ansatts utifrån olika scenarier där det mest sannolika bedöms vara en avmattning från dagens höga energikrisnivåer, men med en generellt högre prisbild för samtliga bränslen än vad som förelegat historiskt. Den diskonterade återbetalningstiden i beräknade scenarier varierar mellan 4 och 17 år (exkluderat de tre byggåren), där 9 år bedöms som det mest sannolika utfallet. Investeringen i BKV Rya beräknas, vid driftsättningen 2026, förbättra fjärrvärmeaffärens räntabilitet med omkring +1,4 procentenheter, vilket förflyttar affären i riktning mot uppsatta avkastningskrav.

Bedömning ur ekologisk dimension

BKV Rya blir en modern och effektiv anläggning, med avancerad katalytisk reningsutrustning för att säkerställa låga utsläpp av kväveoxider och svaveloxider till luft. Investeringen i BKV Rya är i linje med Göteborg Stads miljö- och klimatprogram och följer den inriktning som framgår i stadens energiplan för att uppnå miljömålen. Investeringen bidrar till upprätthållandet av ett stabilt energisystem utan störningar och målet att producerad energi enbart ska ske från förnybara bränslen. Ett genomförande innebär ett positivt tillskott av såväl förnybar värme- och elproduktion i Göteborg och stärker flexibiliteten och tryggheten i stadens energiförsörjning som helhet. Anläggningen bidrar vidare till utfasningen av äldre fossila anläggningar med bristande tillgänglighet samt minskar beroendet av gas från Europa genom att öka andelen inhemsk skogsflis och introducerar träavfall i bränslemixen. Transporterna till anläggningen sker med lastbil från närområdet vilket enligt genomförda beräkningar inte medför att miljö kvalitetsnormen överskrids. Möjlighet till framtida tåg- och båttransporter har bevarats genom planering och överenskommelser med andra aktörer i området. Det anslutande området Rya skog kommer ej påverkas av den nya anläggningen. Ingen mark kommer tas i anspråk, buller kommer att regleras och belysning anpassas för djurliv i närområdet. Det materiella resursbehovet vid byggnationen av anläggningen minimeras genom att den integreras med Rya Kraftvärmeverk där delar av den befintliga infrastrukturen kan samutnyttjas.

Bedömning ur social dimension

Investeringen har en positiv påverkan på den sociala dimensionen då den förstärker försörjningstryggheten av el och värme i staden och till göteborgarna. Utfasning av fossila bränslen mot förnybara alternativ innebär sänkta produktionskostnader vilket är en förutsättning för en hållbar och konkurrenskraftig prissättning och möjliggör för fler att ansluta sig till fjärrvärmenätet när staden växer. Möjligheten att använda returträ som bränsle stärker försörjningstryggheten genom ökad bränsleflexibilitet. Förflyttningen bidrar vidare till att mildra den klimatoro som finns och yttrar sig i samhället.

Investeringen bidrar även med utökad lokal elproduktion till det lokala elsystemet vilket är en kritisk förutsättning för stadens omställning och tillväxt.

Framåtblickande lastprognoser för elsystemet förutsår ett underskott av 250 MW el i Göteborg 2030. Den lokala elproduktionsförmågan är därför viktig för möjligheten till nya industrietableringar och nya jobbtillfällen i staden.

Samverkan

Samverkan har skett enligt Göteborg Energis och Göteborgs Stads riktlinjer.

Bilagor

1. Omställning fjärrvärme 2035
2. Beräkningsprinciper, antaganden och resultat
3. Risker och händelser
4. Ordlista

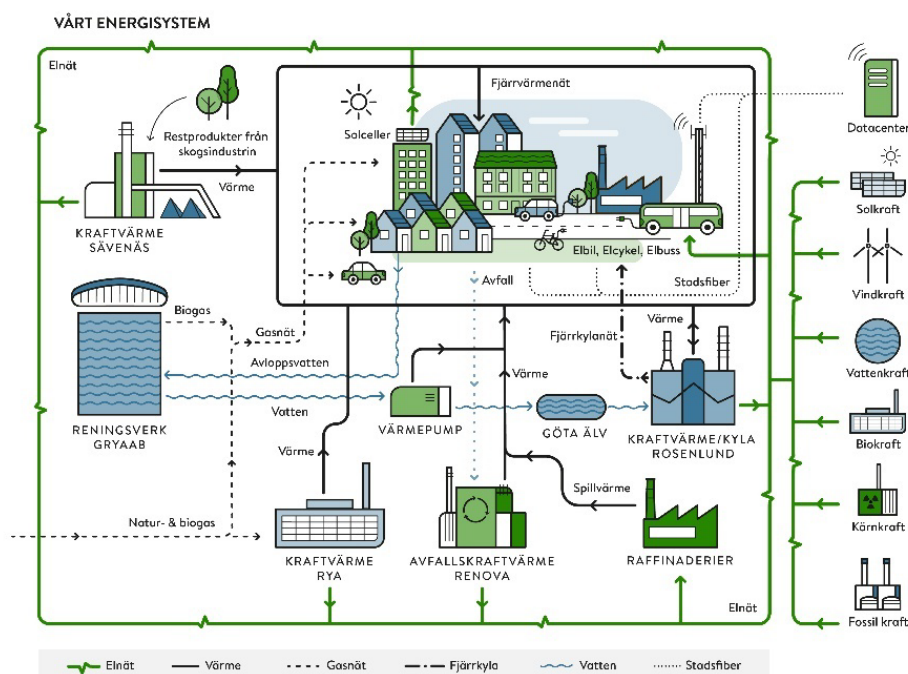
Ärendet

Beskrivning av ärendet

Ärendet avser beslut om investeringsram för byggnation av en ny biobrännseledd kraftvärmeanläggning i Ryaområdet (BKV Rya) till en maximal investeringsutgift om 2,65 mdkr (penningvärde dec 2022). Anläggningen, som planeras i anslutning till befintligt kraftvärmeverk är en viktig del i förnyelsen av fjärrvärmesystemet, för försörjningstryggheten och för fjärrvärmens omställning mot förnybara bränslen. Tillsammans med prisjusteringar och effektiviseringar är investeringen av väsentlig betydelse för fjärrvärmeaffärens långsiktiga lönsamhet och konkurrenskraft.

Bakgrund

Energisystemet i Göteborg



Figur 2. Energisystemet i Göteborg.

Göteborg har ett stort och komplext energisystem bestående av flera olika system som är tätt sammankopplade och beroende av varandra, se figur 2. Vissa av systemen sitter även ihop med de regionala, nationella och europeiska systemen. Detta är fallet för tex el- och gasnätet, där tillgång och efterfrågan på energilagen i de överliggande systemen styr priset och tillgången lokalt. Fjärrvärmesystemet i sin tur är sammankopplat med el och gasnätet för driften av systemet och som råvara till produktionsanläggningarna. Vidare har fjärrvärmesystemet en stark koppling till stadens avlopps- respektive avfallssystem där överskottsvärmen från verksamheterna återvinns för uppvärmning. Värme återvinns även från värmealstrande processer i stadens raffinaderier och det överskott som på sommaren inte används för uppvärmning levereras via fjärrvärmesystemet vidare till fjärrkylasystemet för absorptionskylproduktion. Fjärrvärmenätet levererar och

importerar värme över kommungränserna och producerar och levererar också el till elsystemet genom så kallad kraftvärme. El produceras även i stadens avfallsförbränning.

Tillsammans sörjer de olika systemen för stadens totala energiförsörjning.

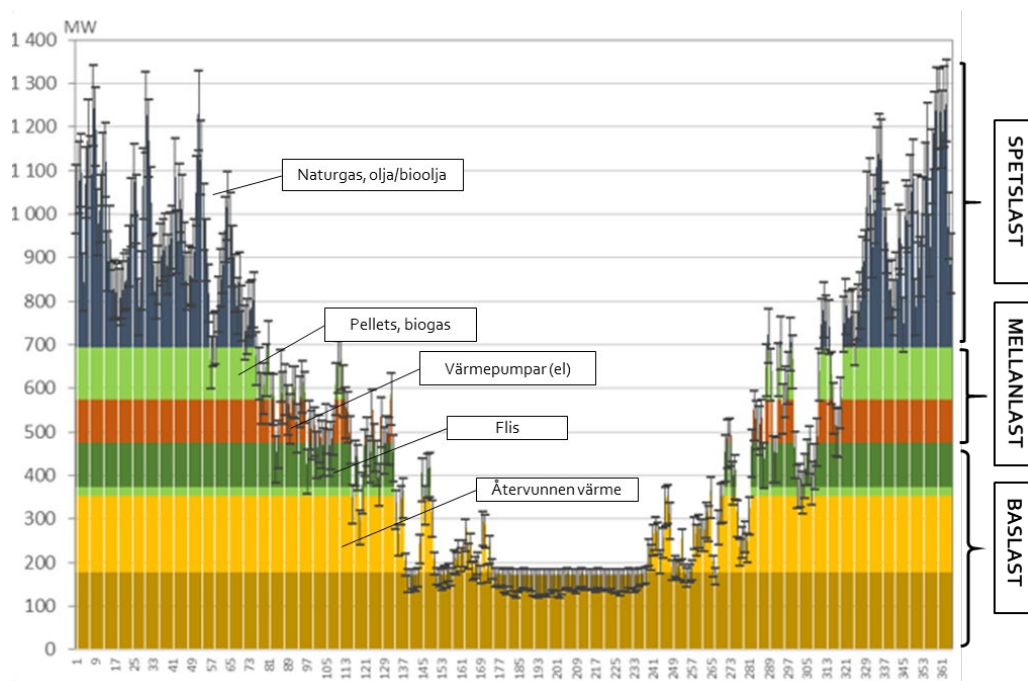
Stadens fjärrvärmesystem

Fjärrvärmen utgör en viktig pusselbit i stadens energisystem. 90% av flerbostadshusen i Göteborg, 10 000 villor och otaliga industrier, kontor, butiker och offentliga byggnader är anslutna till fjärrvärmesystemet. Den levererade energin uppgår till ca 3 500 GWh per år och är inte bara av betydelse för göteborgarnas värmeförsörjning utan även för dimensioneringen av elsystemet. Utan fjärrvärmen hade stadens elbehov varit ca 85% (+730 MW) högre än vad det är idag om motsvarande värmebehov hade behövt tillgodoses med värmepumpar.

Elnätskapaciteten i Göteborg hade då varit än mer ansträngd.

Göteborgs fjärrvärmesystem är väl utbyggt och består av ca 120 mil ledningsnät som distribuerar värme från i huvudsak Ryaområdet i väst, Sävenäsområdet i öst och Mölndal i söder. Rosenlundverket i centrum är systemets största spets- och reservanläggning och stöttar systemet vid kall väderlek och vid oförutsedda händelser. Systemet är tätt sammankopplat med fjärrvärmenäten i Partille, Ale, Kungälv och Mölndal och värmeleveranser sker över kommungränserna. Styrkan i Göteborgs fjärrvärmesystem är att ca 70% av stadens värmebehov tillgodoses med återvunnen värme från stadens raffinaderier, från Renovas avfallsförbränning och från Gryaabns renade avloppsvatten. Under sommarhalvåret är den återvunna värmen tillräcklig för hela Göteborgs fjärrvärmebehov.

Värmeproduktionen i fjärrvärmesystemet dimensioneras utifrån det maximala behovet av värme när det är som kallast och med viss reservkapacitet. De egna produktionsanläggningarna startas först när den återvunna värmen inte längre räcker till, vilket inträffar vid en utomhustemperatur på ca 10°C. Den så kallade körordningen på anläggningarna prioriteras efter ekonomi och miljö där baslasten utgörs av skogsflis och mellanlasten av pellets, el och naturgas/biogas. När det är riktigt kallt eller vid produktionsstörningar behövs systemets spets- och reservanläggningar, vilka i dagsläget använder naturgas, olja och bioolja som bränsle. I nedan belastningsdiagram, Figur 3, illustreras körordningen i Göteborg Energis fjärrvärmesystem.



Figur 3. Belastningsdiagram för Göteborg Energis fjärrvärmesystem under ett kallt år. Under sommarhalvåret är den återvunna värmen tillräcklig för hela stadens värmebehov men på vinterhalvåret är systemet beroende av de flesta av sina anläggningar, även spetslasten. Anläggningarna startas i körordning allteftersom temperaturen sjunker med de billigaste bränslena först (baslast), därefter mellanlast och sist spetslast (dyrast).

Utveckling av fjärrvärmesystemet

Fjärrvärmeutvecklingen utgår från principen att ta tillvara på restflöden av material och energi för att lösa stadens uppvärmningsbehov på smartast möjliga sätt. Energieffektivisering är alltid första prioritet för att minska energibehovet. I Göteborg Stads miljö- och klimatprogram 2021-2030 målsätts energieffektivisering för såväl värmeenergi som värmeeffekt i fjärrvärmesystemet. Effektiviseringstakten kompenseras för tillkommande stadsutveckling, men inte mer. Det innebär att inga stora förändringar från dagens effekt- och energibehov i fjärrvärmesystemet är att förvänta.

Aktuellt värmebehov ska, så långt det är möjligt, tillgodoses med återvunnen värme. Först när den återvunna värmen inte längre räcker till så startas de egna produktionsanläggningarna. Principen är att i första hand använda förnybara bränslen och restprodukter som returträ (träavfall) och skogsflis (grot), därefter mer förädlade bränslen som pellets, el, bioolja, och biogas. I sista hand används fossila bränslen som naturgas och olja. Bränslenas priser ökar med förädlingsgraden och stiger uppåt i körordningen. Vid investering i nya produktionsanläggningar behöver förutom bränslepriser, även drifttid och investeringsutgift beaktas. Returträ och skogsflis är billiga bränslen, men förbränningsanläggningarna är dyra. Dessa lämpar sig därför bäst som baslast eftersom det krävs många driftstimmar för att investeringen ska vara motiverad. Pellets, bioolja, biogas har en dyrare prisbild. I gengäld är anläggningarna billigare i investering. Dessa bränslen används i regel som mellanlast och spetslast, där driftstimmarna är färre, och bränslepriset inte får så stor genomslagskraft. Spets- och reservanläggningar är oftast svåra investeringar att motivera eftersom anläggningarna sällan används, kanske bara några timmar per

år. Ofta utgörs dessa av gamla anläggningar som successivt skjuts upp i körordningen i samband med nyinvestering.

Fjärrvärmesystemet i Göteborg är beroende av det västsvenska naturgasnätet. En stor andel av den egna produktionskapaciteten använder i dagsläget gas som huvudbränsle. Under normala omständigheter startas den första gasanläggningen vid relativt måttliga utomhustemperaturer mellan 0-2 plusgrader vilket i dagens energiläge, där EU behöver frigöra sig från rysk gas, är att betrakta som en sårbarhet och en risk för såväl försörjningstryggheten som ekonomin. Under 2022 har bolaget vidtagit ett antal åtgärder för att tillgängliggöra gamla oljeanläggningar med syfte att säkerställa försörjningstryggheten vid gasbrist. Åtgärderna strider mot bolagets övergripande inriktning att fjärrvärmeleveransen ska bli helt återvunnen och förnybar, men är att betrakta som en kortsiktig lösning på en akut situation och i övergången till anläggningar på förnybara bränslen.

I förhållande till resten av den svenska fjärrvärmebranschen har Göteborg Energi en relativt liten andel biobränslen i sin bränslemix. I praktiken är valmöjligheterna på bränslemarknaden begränsade och de som inte har tillgång till naturgas/biogas har redan genomfört sin omställningsresa från olja och kol till träflis, pellets och bioolja. I dagsläget kommer således den svenska fjärrvärmeproduktionen i princip uteslutande från biobränslen.

Att Göteborg Energi inte har samma bränslefordelning som resten av branschen förklaras delvis av den ovanligt stora tillgången på återvunnen värme som finns i Göteborg, närheten till det västsvenska naturgasnätet samt tron på biogas som framtidsbränsle. Den huvudsakliga anledningen är dock att befintliga anläggningar ännu inte reinvesterats.

Konsekvensen är dock att Göteborg Energi är relativt ensam i sin utsatta position till den internationella gasmarknaden vilket gör omställning till biobränslen än mer angelägen.

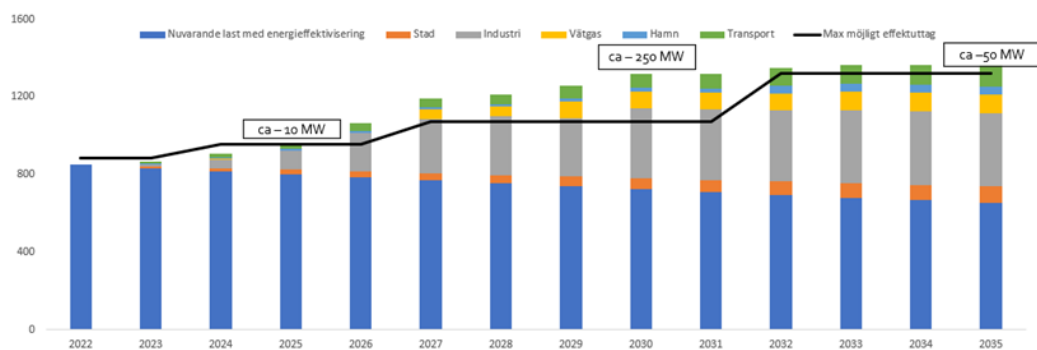
Elkapaciteten i Göteborg och kopplingen till fjärrvärmesystemet

I takt med elektrifieringen och omställningen av samhället har frågan om elkapacitet blivit alltmer aktuell, inte minst i storstadsregionerna. Samtidigt som en stor del av den inhemska elproduktionen sker i norra Sverige så är elanvändningen som störst i de södra delarna av landet, vilket ställer krav på en god överföringskapacitet i kraftledningarna. När elektrifieringstakten för att ställa om industri och transporter ökar så uppstår flaskhalsar i elnäten och i vissa delar av landet föreligger risk för lokal kapacitetsbrist. I Malmö och Stockholm är kapacitetsbristen identifierad som akut vilket begränsar städernas möjlighet till elektrifiering och nyetableringar. Även i Göteborg ökar elbehovet dramatiskt framöver och inom bara några år blir kapacitetsbristen påtaglig även här. Göteborg Energis prognoser över stadens elbehov visar på en stark ökning, där framförallt industrins elektrifiering och nyetableringar är tongivande. Prognosen är framtagen i dialog med aktuella aktörer och baserad på pågående och planerade projekt. Sannolikheten i prognosen är därför att betrakta som hög.

I figur 4 visualiseras prognosticerad lastutveckling i elnätet (staplar) i relation till förväntad tillgänglig kapacitet (svart kurva) med hänsyn tagen till planerad utbyggnadstakt i överliggande nät (nuvarande planer). Staplarna avser det maximala eleffektbehovet under kalla dagars höglasttimmar. Fram till 2030 förväntas stadens eleffektbehov att öka med mer än 50% från dagens behov och

under samma period uppstår en kapacitetsbrist att möta behovet på ca 250MW till följd av flaskhalsar i överliggande nät.

Göteborg Energi Nät AB (GENAB) arbetar aktivt med kapacitetsfrågan i dialog med regionnätägaren Vattenfall och stamnätägaren, Svenska Kraftnät. Investeringarna är dock dyra, tidskrävande och inte uteslutande de mest kostnadseffektiva för att möta lokala effekttoppar. I dagsläget importeras 90% av elen i Göteborg från överliggande nät vilket skapar beroenden med stora potentiella konsekvenser. Staden behöver därför ta ett större eget ansvar för den lokala elförsörjningen i syfte att säkra leveranssäkerhet, tillväxt och utveckling på kort och lång sikt. Här finns ett tydligt behov där lokal elproduktion är motiverad.



Figur 4. Lastprognos för eleffektbehovet i Göteborg i relation till tillgänglig kapacitet. Observera att kapaciteten och utbyggnadstakten i överliggande är antaganden och inte några garantier.

I fjärrvärmesystemet ingår Rya Kraftvärmeverk (Rya KVV) som är Göteborgs Energis största värmeproduktionsanläggning. Förutom ca 300MW värme kan anläggningen producera ca 260MW el. Möjligheten att inom fjärrvärmesystemet styra mellan konsumtion och produktion av el beroende på förutsättningarna på elmarknaden ger flexibilitet och en ekonomisk trygghet för fjärrvärmeaffären. När elpriserna är höga prioriteras Rya KVV i körordningen eftersom elintäkterna ger en låg (ibland till och med negativ) värmeproduktionskostnad. Vid låga elpriser prioriteras istället driften av värmepumpar. Möjlighet finns att i kraftvärmeverket välja värme före el varpå värmeproduktionen i anläggningen kan maximeras till ca 380MW. Anläggningen som i dagsläget bränsleförsörjs med gas har i december 2022 fått tillstånd enligt miljöbalken att även använda bioolja vilket förbättrar flexibiliteten och ökar försörjningstryggheten i systemet.

En anläggning som Rya KVV är en styrka för Göteborgsregionen. Elproduktionskapaciteten motsvarar en knapp tredjedel av Göteborgs totala effektbehov och möjligheten att lokalt möta effekttoppar vid elbrist är unik. Fjärrvärmesystemets flexibilitet att producera el är alltså inte bara bra för affären utan också en av flera viktiga pusselbitar för att hantera en annalkande elbristsituation. BKV Rya som är föremål för detta investeringsärende är till skillnad från Rya KVV en baslastanläggning med många driftstimmar per år och som bidrar med förnybar elproduktion kontinuerligt, större delen av året och inte bara vid effekttoppar.

Lokal elproduktion har på senare år även fått en allt större betydelse för den regionala elförsörjningen. Svenska Kraftnät har vid flertal tillfällen avropat Rya KVV för nätreglering (omfördelning av el i överliggande nät) vid ansträngda situationer i elnätet. Tillgången till produktionskapaciteten avtalas i förväg och tillhandahålls på affärsmässiga villkor för fjärrvärmeaffären. Under vintern 2022/2023 är anläggningen kontrakterad till Svenska Kraftnäts effektreserv.

Leveransförmåga och reinvesteringarbehov

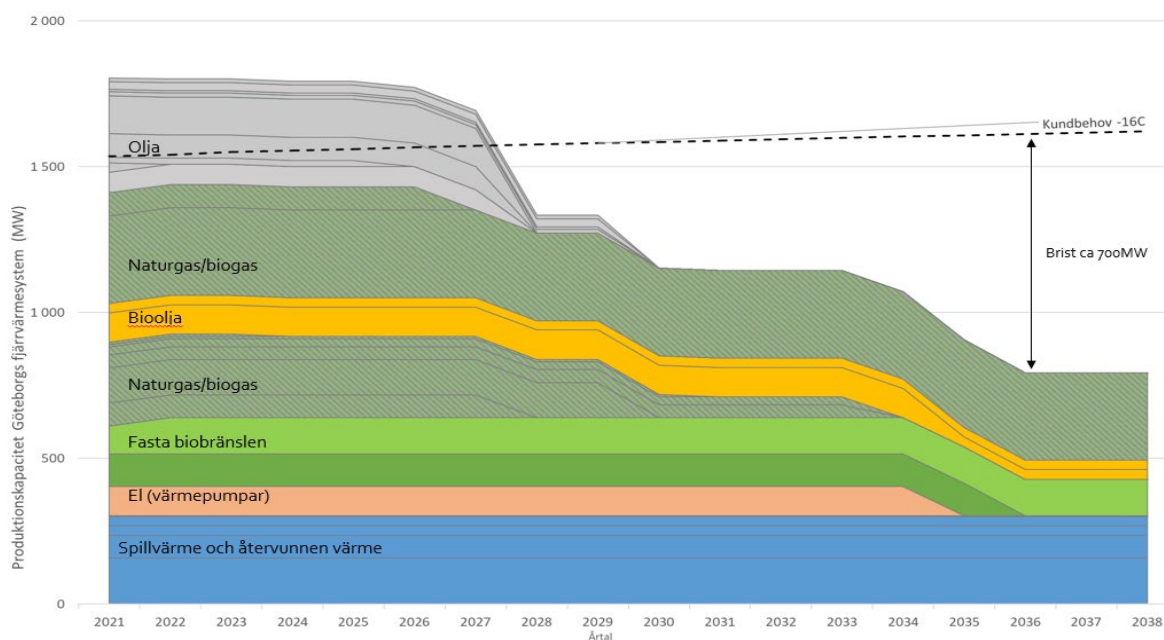
Det ska vara enkelt och tryggt att vara fjärrvärmekund i Göteborg. Leveranssäkerheten är viktig för konkurrenskraften och uppgår i dagsläget till 99,8%.

Etableringen av fjärrvärme i Göteborg påbörjades redan på 60-talet och byggdes ut kraftigt under 80-talet. En stor del av systemets egna produktionsanläggningar byggdes under den här tiden och börjar nu bli till åren. I takt med att anläggningarna åldras så ökar underhållsbehovet och tillgängligheten blir alltmer utmanande att upprätthålla. I dagsläget befinner sig åtta av Göteborg Energis tio största produktionsanläggningar i slutet av sin bedömda tekniska livslängd. När anläggningarna överskridit sin livslängd finns risk att de inte längre kan köras på ett säkert sätt, och de kan beläggas med körförbud. Bedömningen är att, trots effektivisering i befintligt fastighetsbestånd, så måste i storleksordningen 60-70% av den egna produktionskapaciteten, ca 700MW värme, ersättas inom de närmsta 10-15 åren till en total investeringsutgift i storleksordningen 10-15 mdkr. Det handlar i huvudsak om gamla gas- och oljeanläggningar i Sävenäs och Rosenlund men även om värmepumparna i Rya och systemets viktigaste och idag enda flisförsörjda baslastanläggning, hetvattenpanna 3 (HP3) i Sävenäs.

Den investeringspuckel som genomfördes under 60-80-talet är alltså återkommande och Göteborg Energi behöver ställa om från en lång tid av förvaltning, till en framtid av större reinvesteringar som kommer att belasta balansräkningen.

Reinvesteringarna är dock nödvändiga för att upprätthålla fjärrvärmeleveransen till göteborgarna.

I figur 5 framgår hur produktionskapaciteten utvecklas över tid om inga reinvesteringar genomförs. Redan 2027 uppstår ett gap mellan värmebehovet i staden och den värme som systemet har förmåga att producera.



Figur 5: Produktionskapaciteten i Göteborg Energis fjärrvärmesystem i körordning med återvunnen värme i botten, baslast, mellanlast, spetslast och reserv. Utan reinvesteringar kommer produktionskapaciteten att minska över tid och redan år 2027 inte att räcka till för att möta stadens värmebehov.

Fjärrvärmeaffären

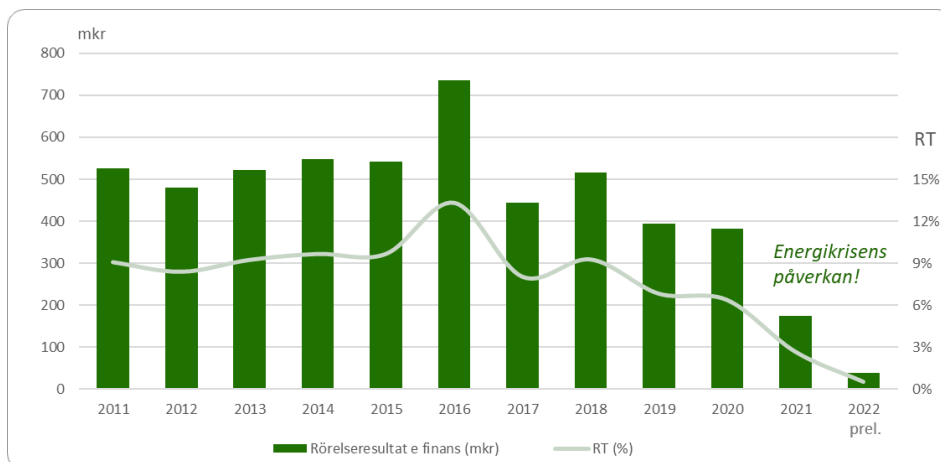
De 3 övergripande målen som är styrande för fjärrvärmeaffären är:

- Stabil lönsamhet och konkurrenskraft
- Bibehållen hög leveranssäkerhet
- En återvunnen och förnybar fjärrvärmeleverans

Fjärrvärmeaffären har länge varit Göteborg Energis starkaste affär och har kontinuerligt levererat en god avkastning och ett årligt rörelseresultat på omkring 500 mkr. Allt sedan den stora utbyggnaden som gjordes under 60-, 70- och 80-talet har det varit möjligt att ge avkastning på befintliga anläggningstillgångar. När nu behovet av reinvestering, i såväl produktionsanläggningar- som i distributionsinfrastruktur, ökar så utmanas också lönsamheten eftersom ersättningsinvesteringarna belastar balansräkningen men bara i mindre omfattning bidrar till kostnadsänkningar eller nya intäcksströmmar.

Men, för Göteborg Energi har den pågående energikrisen i Europa inneburit stora ekonomiska utmaningar där fjärrvärmeaffärens bränslekostnader mer än fördubblats under de senaste åren. Det är framförallt verksamhetens gasberoende och kopplingen till den europeiska marknaden som fått långtgående konsekvenser. Gaspriserna har periodvis varit mer än 10 gånger högre än de historiska nivåerna och jämte elhandeln är det fjärrvärmens bränslekostnader som är den enskilt största anledningen till att bolaget under 2021 och 2022 redovisar ett kraftigt

försämrat resultat. Fjärrvärmeaffärens resultat och räntabilitetsutveckling över tid presenteras i figur 6.



Figur 6: Historisk utveckling av "Resultatet efter finans" och "Räntabilitet på totalt kapital" för fjärrvärmeverksamheten på Göteborg Energi.

Den pågående energikrisen visar med all tydlighet att en stabil, lönsam och konkurrenskraftig fjärrvärmeaffär kräver en snabb omställningen från olja och naturgas mot förnybara bränslen. Behovet av omställning sammanfaller med behovet av reinvestering, vilket skapar dubbel nytta, där lönsamhet och förnybarhet utvecklas parallellt och i positiv riktning i takt med att investeringar genomförs. För en lönsam och hållbar fjärrvärmeaffär behöver förnybar produktionskapacitet även kombineras med andra åtgärder, tex effektiviseringar av verksamheten samt tydliga prissättningsstrategier. Det senare för att bidra till en god kostnadstäckning samt för att skapa tydliga incitament för kunden att begränsa sitt effektbehov då det är som allra kallast.

Framtida värmebehov och effektiviseringar

På uppdrag av kommunfullmäktige redovisade Göteborg Energi under hösten 2021 en utredning avseende effektiviseringspotentialen av stadens energi och effektanvändning fram till 2030. I Göteborg Stads miljö- och klimatprogram 2021-2030 målsätts energieffektiviseringen av fjärrvärme i befintlig bebyggelse till 500 GWh från 2010 fram till 2030. Under samma period ska effektbehovet minska med ca 100 MW. I utredningen bekräftade Göteborg Energi såväl energi- som effektpotentialen och lyfte fram åtgärder som prismodell, energitjänster, ny teknik och laststyrning som exempel för att uppnå effektiviseringen.

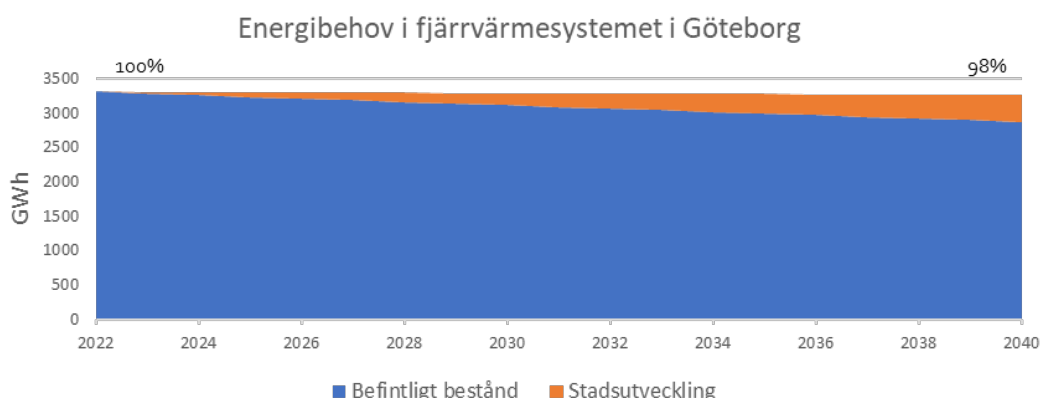
Framtidsprognoser av energi- och effektbehov är viktiga verktyg för Göteborg Energis energisystemplanering generellt och så även för fjärrvärmen. Förutom effektiviseringspotentialen i befintlig bebyggelse, som redogjordes för i utredningen till kommunfullmäktige, är det också viktigt att ta hänsyn till nyanslutningar och nybyggnation till följd av stadsutvecklingen. Den senaste prognosen för fjärrvärmesystemets totala framtida energi och effektbehov togs fram under 2022 och presenteras i figur 7a och 7b.

I prognoserna förutspås en svagt avtagande effektiviseringstakt över tid när den initiala effektiviseringspotentialen successivt effektuerats. Nybyggda fastigheter beräknas redan från början ha en högre energieffektivitet än gamla fastigheter vilket begränsar deras framtida effektiviseringspotential. För stadsutvecklingsprognosen

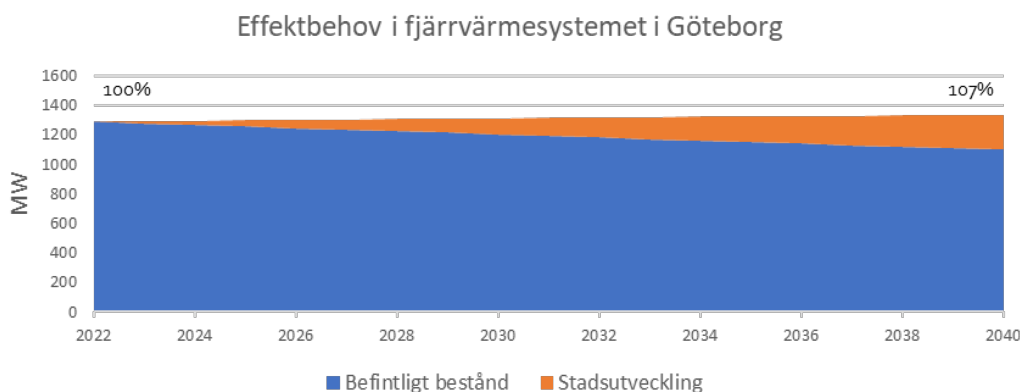
utvärderas stadens alla planprogram och planprojekt och en bedömning genomförs av vilka områden som kan anslutas och där tillkommande fjärrvärmebehov.

Den sammanslagna prognosen visar att effektbehovet i fjärrvärmesystemet förväntas öka med ca 7% fram till år 2040 samtidigt som energileveransen sjunker med 2%. Effektiviseringsåtgärderna i befintligt bestånd gör således stor nytta för det framtida energi och effektbehovet i staden och kompenserar i stor utsträckning, men inte fullt ut, för nybyggnationens tillkommande last. I Göteborg föreligger därför inte samma risk för överinvestering i ny produktionskapacitet i fjärrvärmesystemet, som däremot kan finnas i mindre städer där effektiviseringar kan urholka nyttan av de investeringar som tagits.

Framtidsprognosen uppdateras löpande i syfte att i god tid kunna parera för eventuella förändringar.



Figur 7a. Framtidsprognosen för energibehovet i fjärrvärmesystemet med hänsyn till effektivisering och stadsutveckling.



Figur 7b. Framtidsprognosen för effektbehovet i fjärrvärmesystemet med hänsyn till effektivisering och stadsutveckling.

Omställningen av fjärrvärmesystemet

Inriktningen att fasa ut fossila bränslen till förmån för återvunna och förnybara alternativ linjerar med stadens energiplan för 2022-2030 och stadens miljö- och klimatprogram där målet är att energi enbart ska vara återvunnen eller produceras av förnybara källor.

Vidare är omställningen till en klimatneutral eller kanske till och med en klimatpositiv fjärrvärme en förutsättning för att nå stadens gemensamma mål om ett klimatneutralt Göteborg 2030.

Omställningen av fjärrvärmesystemet förväntas pågå fram till 2040 där gamla anläggningar successivt ersätts med hållbara och förnybara alternativ. Arbetet bedrivs i enlighet med inriktningsdokumentet "Omställning Fjärrvärme 2035" som beslutades i Göteborg Energis styrelse under våren 2022, se bilaga 1. Omställningen bedöms kosta 10-15 mdkr. I närtid är planen konkretiserad med distributionsförstärkningar, förstärkta partnersamarbeten, nya biobränslepannor i Rya, Riskulla, Sörred och/eller Sävenäs samt digitalisering och styrning av effektbehovet i fjärrvärmecentralerna. På längre sikt är planen mer flexibel för olika scenarier där nya tekniska lösningar, värmelager och effektiviseringar kan bli spelbara alternativ till traditionell förbränning. Då ersättningsbehovet är stort och kommer att pågå under en lång tid finns goda förutsättningar att inför varje nytt beslut planera om och parera för förändringar som kan påverka teknikval, bränsleval och/eller investeringsomfattning.

Omställningsresan av fjärrvärmesystemet är redan påbörjad. Göteborg Energis styrelse har sedan tidigare fattat beslut om reinvestering i en ny pelletspanna som färdigställs under driftsäsongen 2022/2023. Styrelsen har vidare beslutat om en ny mindre bioolja i södra delen av nätet samt om en ny överföringsledning mellan Mölndal Energi och Göteborg Energi i syfte att totaloptimera systemen över kommungränserna. Det utökande samarbetet innebär att Göteborg Energi kan tillgodogöra sig mer förnybar värme från Mölndal under vintertid samtidigt som Mölndal sommartid kan få tillgång till överskott av återvunnen värme från Göteborgs industrier och avloppsvatten. Tillsammans kan systemen stötta varandra vid störningar och driftavbrott vilket minskar det totala behovet av reservkapacitet i systemen.

Förutom ovanstående bedriver Göteborg Energi ett antal förstudier avseende mindre biobränsleanläggningar på lämpliga platser i systemet.

Den enskilt största satsningen i fjärrvärmens omställning är dock uppförandet av förnybar kraftvärme i Ryaområdet, BKV Rya. Anläggningen motsvarar en femtedel av systemets totala förnyelsebehov och är inte bara av betydelse för den framtida leveransförmågan och omställningen till förnybara bränslen utan även för fjärrvärmeaffärens ekonomiska utveckling och lönsamhet.

Investering BKV Rya

Projektet

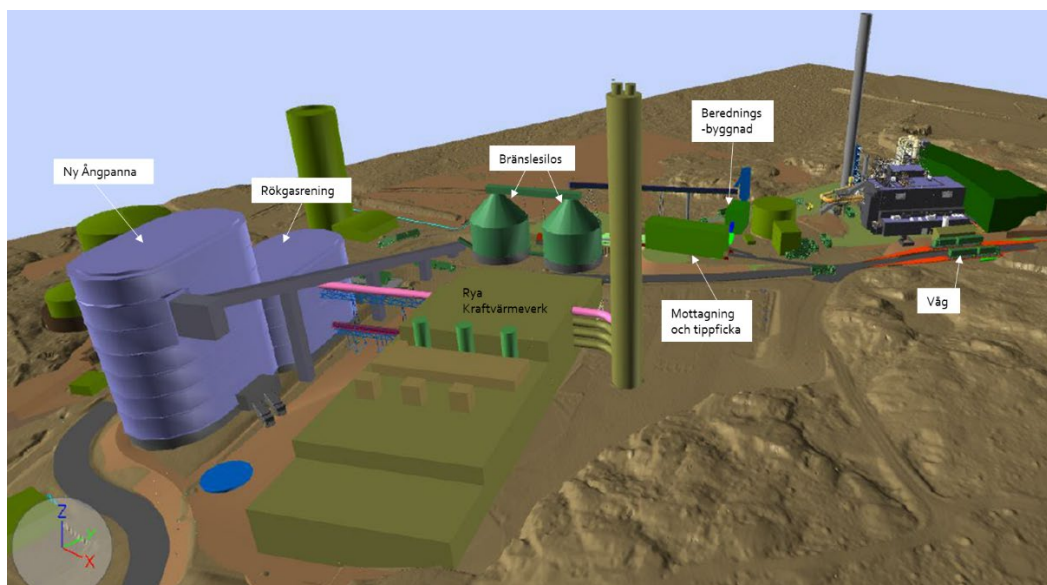
Att genomföra ett projekt av storleken kraftvärme i Rya är en tidskrävande process på flera år, med många involverade parter i tidiga skeden. Göteborg Energis styrelse fattade 2016 beslut om att påbörja en förstudie för byggnation av ett nytt biokraftvärmeverk i Göteborg. Den tilltänkta placeringen var då i Backa som senare visade sig mindre lämpad för ändamålet. 2019 beslutades, utifrån genomförd lokaliseringsutredning, om byte av plats till Rya och i samband med detta skalades projektet ned från ett komplett kraftvärmeverk till en traditionell bioeldad ångpanna som integreras med befintlig kraftvärmeanläggning för möjligheten till kostnadseffektiv, förnybar elproduktion. Förstudien färdigställdes under våren 2022 varpå styrelsen beslutade om att gå vidare med planeringsfasen för upphandling och kontraktsförhandling.

Miljötillstånd för anläggningen beviljades i december 2022 och ny detaljplan som möjliggör för byggnationen förväntas bli antagen i september 2023.

Göteborg Energi håller en hög ambitionsnivå för den nya kraftvärmeanläggningen i Rya som kommer att få en påkostad och tilltalande gestaltning i Göteborgs hamninlopp. BKV Rya blir en modern och effektiv anläggning, med avancerad katalytisk reningsutrustning för att säkerställa låga utsläpp av kväveoxider och svaveloxider till luft. Tekniken för anläggningen är känd, väl beprövad, och utifrån valt bränsle och kapacitet finns det många fungerande referensanläggningar med liknande förutsättningar. Investeringen i förnybar kraftvärme ökar flexibiliteten i fjärrvärmesystemet, inte bara genom möjligheten att producera både värme och el, utan också genom möjligheten att använda returträ, olika sorters träavfall, i bränslemixen. Detta är idag inte möjligt på någon av Göteborg Energis befintliga anläggningar.

Den nya anläggningen ska producera ca 140 MW förnybar värme och 35 MW el. Den totala kapaciteten för BKV Rya och Rya KVV gemensamt blir efter investeringen 465 MW värme och 260 MW el. En stor fördel med att bygga en förnybar kraftvärmeanläggning inom Rya-området är att mycket av den befintliga infrastrukturen kan samutnyttjas.

Ångpannan och tillhörande reningsutrustning placeras på öppen yta direkt framför Rya kraftvärmeverk, se figur 8. I bilden framgår också de övriga delar, tex bränslehanteringen, som ingår i anläggningen och är en del av projektet.



Figur 8. Vy över anläggningen från Sydost (Ålvsborgsbron). De större delar som omfattas av projektet är markerade. Anläggningen (panna+rökgasrening) placeras på öppen yta framför Rya Kraftvärmeverk.

Att integrera den nya anläggningen med befintliga Rya Kraftvärmeverk är naturligt då Rya KVV redan från början är anpassad för ökade produktionsmöjligheter. Rya kraftvärmeverk driftsattes 2007 och är en av Göteborg Energis nyaste anläggningar. Integreringen av en bioeldad ångpanna innebär att anläggningens fulla potential nyttjas samtidigt som drifttiden utökas på en systemmässigt strategisk plats i fjärrvärmesystemet. Fjärrvärmedistributionen ut från Rya-området är väl utbyggd

och den högtempererade värmen från BKV Rya kompletterar den mer lågtempererade värmen från raffinaderierna och värmepumparna (Gryaabs avloppsvatten).

Samlokaliseringsvinster och alternativa teknikval

Skillnaden mellan en traditionell hetvattenpanna och en kraftvärmeanläggning är förmågan att förutom värme också producera el. Flexibiliteten och den utökade affärsmöjligheten erhålls mot en högre investeringsutgift där materialval i panna, tillkommande turbinbyggnad, ångturbin, generator och elnätsanslutning är stora kostnadsdrivande delar. I gengäld erhålls en större samhällsnytta då kraftvärmen utgör en sektorkoppling mellan el- och fjärrvärmesystemet med förmågan att stötta båda systemen när behov uppstår eller är ekonomiskt motiverat.

I Rya finns goda förutsättningar för kostnadseffektiv förnybar elproduktion. Den befintliga gasturbinanläggningen på Rya KVV är designad för ytterligare en linje (ursprungligen tänkt för en fjärde gasturbin) som idag står outnyttjad. Genom att bygga en separat ångpanna och via ”den fjärde linjens anslutningar” integrera den nya pannans ångsystem med befintligt kraftvärmeverk så kan ny elproduktion åstadkommas genom att nyttja befintlig utrustning. Turbinhall, ångturbin, generator, turbinkondensator och anslutningen till elnätets 130 kV-system finns redan på plats för befintligt kraftvärmeverk och kan samutnyttjas, se Figur 9.



Figur 9. Förutsättningarna för att ansluta och integrera nya BKV Rya med befintligt kraftvärmeverk är goda då befintlig utrustning kan samutnyttjas.

Den tillkommande investeringsutgiften, för att i samband med uppförandet av den nya bioeldade ångpannan, även erhålla möjligheten att producera 35 MW förnybar och planerbar el blir därför låg och beräknas till ca 90 mkr. Förklaringen till det låga beloppet är att stora delar av projektkostnaden, så som markarbeten, grundläggning, bränslehantering och pannhus inte påverkas av pannvalet utan blir densamma även vid uppförandet av en traditionell hetvattenpanna med samma kapacitet och bränsleval. Utgiftsökningen, om 90 mkr, kan även jämföras med

uppförande av en ny komplett kraftvärmeanläggning, där investeringsutgiften för motsvarande elproduktionsutrustning beräknas till ca 500 mkr. Förutom möjligheten att producera förnybar el innebär integrationen även andra besparingar för projektet, exempelvis kan befintlig matarvattentank, skorsten och distributionsledningarna samutnyttjas.

Ekonomi

Den sannolika investeringsutgiften för BKV Rya är i detta skede beräknad till 2,3 mdkr (penningvärde december 2022). Den maximala investeringsutgiften och som också utgör föreslagen investeringsram i enlighet med detta ärende är 2,65 mdkr (penningvärde december 2022). I bedömningarna ingår hela projektets omfattning från förstudie och planering till genomförande och driftsatt anläggning. Dessvärre innebär det rådande marknadsläget att kalkylen är osäker. Trots att tekniken är känd, beprövad och att många andra aktörer byggt liknande anläggningar så går det inte att förlita sig på historiska prisnivåer vid beräkningen. I projektets förstudie beräknades investeringsutgiften till drygt 1,9 mdkr, men inflation, valutakurser, konjunktur, stålpriser, tillgång på material och komponenter samt långa leveranstider är exempel på faktorer som väsentligen förändrats sedan dess och som påverkat investeringsbeloppet till det negativa. Ovisshet om framtiden och den ekonomiska utvecklingen innebär också att leverantörerna har svårt att ge tidiga prisuppgifter och de offerter som inhämtas har kort giltighetstid. Den verkliga investeringsutgiften för projektet kommer av dessa skäl inte att vara känd förrän efter sommaren 2023 när färdigförhandlade anbud från leverantörerna finns framme.

För att projektet ska kunna genomföras enligt plan och klara tidsfristerna inom upphandlingen så behöver kommunfullmäktiges godkännande av investeringen ändå inhämtas redan nu. Under förutsättning att kommunfullmäktige tillstyrker investeringsramen, och att inget förändras som väsentligen påverkar inriktningen, kommer Göteborg Energis styrelse under hösten 2023 att fatta ett slutgiltigt beslut om ett genomförande, utifrån ett exakt investeringsbelopp för projektet.

Investeringen i BKV Rya är en stor investering för Göteborg Energi och för fjärrvärmeaffären. Fjärrvärmesystemet i Göteborg är ett av de största i Sverige och nuanskaffningsvärdet (NUAK) för anläggningstillgångarna uppskattas till ca 30 mdkr. Samtidigt uppgår det bokförda värdet för anläggningstillgångarna till 5,4 mdkr (2021 års särredovisning för fjärrvärme). Den stora skillnaden mellan nuanskaffningsvärde och bokfört värde speglar tydligt det föreliggande behovet av reinvestering och sätter också storleken på investeringen i BKV Rya i ett ekonomiskt sammanhang. Investeringsutgiften kan också sättas i relation till fjärrvärmeaffärens årliga omsättning för värmeförsäljning som uppgick till 2,2 mdkr år 2022.

Antaganden för lönsamhets- och resultatberäkningar

För att ekonomiskt värdera investeringen har en lönsamhetsanalys och en simulering av investeringens resultatpåverkan genomförts. I detta avsnitt beskrivs ett antal viktiga förutsättningar och antaganden som använts i beräkningarna. En sammanställning presenteras i tabell 2. För en mer utförlig beskrivning av analys- och kalkylförutsättningar hänvisas till bilaga 2.

Investeringsutgift

Även om den sannolika investeringsutgiften idag är bedömd till 2,3 mdkr så är de beräkningar som redovisas i detta ärende baserade på investeringens framräknade högsta belopp, dvs investeringsramens 2,65 mdkr. Det medför att en lägre investeringsutgift förbättrar såväl investeringens lönsamhet som resultateffekt. För att undvika osäkerheter i valuta och inflation är investeringsutgiften beräknad med penningvärde i december 2022. Investeringsutgiften är i kalkylen fördelad på fyra år (2023-2026) och baserad på historiska betalplaner för andra projekt av motsvarande teknik och omfattning.

Referenssystem

Lönsamhetskalkylen är en differenskalkyl där den ekonomiska nyttan av investeringen utgörs av alternativkostnaden, dvs den situation och de kostnader som uppstår/kvarstår om investeringen inte genomförs. Som referens i beräkningarna används dagens fjärrvärmesystem med befintliga produktionsanläggningar och bränslen. Eftersom anläggningarna i det befintliga systemet är gamla så innebär ett bevarande av dessa, att löpande tillgänglighetshöjande reinvesteringar behöver genomföras för att upprätthålla samma systemmässiga produktionseffekt som investeringen i BKV Rya tillför. Referenssystemet belastas därför med en i sammanhanget konservativ reinvesteringsutgift om 440 mkr under kalkylperioden. I lönsamhetsanalysen har reinvesteringsutgiften för referenssystemet hanterats genom att kreditera investeringsbeloppet för BKV Rya med reinvesteringsutgiften för referenssystemet. Det ska poängteras att befintligt system endast används som jämförelse för den ekonomiska analysen. I praktiken är detta inget möjligt alternativ då anläggningarna är gamla och inriktningen är att fasa ut de fossila bränslena.

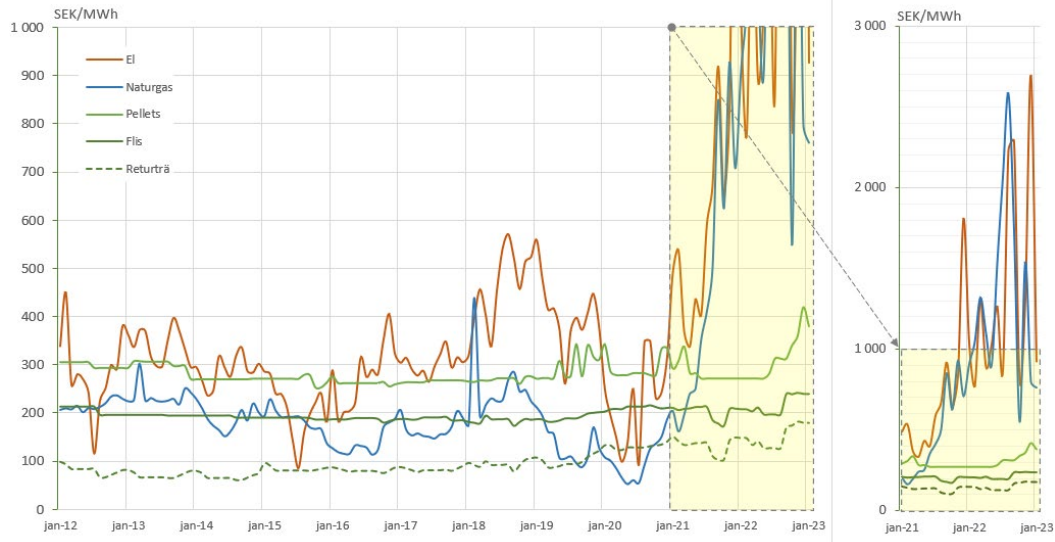
Väderlek

Väder (utomhustemperatur och kalla perioders varaktighet) avgör drifttider för olika produktionsanläggningar i fjärrvärmesystemet och har därigenom stor påverkan på investeringens lönsamhet. Eftersom väderförutsättningarna inte är statiska utan varierar mellan olika år baseras lönsamhetsberäkningarna på den genomsnittliga driftnyttan av den faktiska väderleken för de senaste 20 åren. På detta sätt fångas både den genomsnittliga väderleken samt eventuella stegeffekter i produktionskostnader för de olika anläggningarna upp i beräkningarna.

Bränslepriser

Bränslepriserna är den mest osäkra parametern i lönsamhetsanalysen och har därför ansatts utifrån fem olika prisscenarier med bred spännvidd. Ur ett historiskt perspektiv har priserna för returträ, flis och pellets varit mycket stabila och därmed ekonomiskt fördelaktiga. Även gas- och elpriset har historiskt sett varit lågt, om än mer volatila, vilket under lång tid gynnat fjärrvärmeaffären. Energikrisen som började under 2021 och fortfarande pågår, har dock skakat om den bränslemarknad som tidigare var stabil och förhållandevis förutsägbar. Det finns ingen som idag med säkerhet kan säga hur framtidens priser kommer att se ut men generellt högre energipriser än tidigare är sannolikt att vänta. I dagsläget råder en extraordinär situation med höga och volatila bränslepriser som en direkt avspegling av osäkerheten i omvärlden. El- och gaspriserna som är centrala i krisen har periodvis varit tio gånger högre än normalt. I Figur 10 presenteras prisutvecklingen för fjärrvärmesystemets viktigaste bränslen de senaste tio åren.

Fossila bränslen som olja och naturgas belastas också med energi- och koldioxidskatt samt kostnader för utsläppsrätter. Dessa har också stigit explosionsartat under energikrisen och är kostnader som tillkommer utöver de priser som presenteras i diagrammet.



Figur 10. Göteborg Energis historiska prisutveckling för de viktigaste bränslena i fjärrvärmeproduktionen. Notera också att de två senaste åren med energikris har presenterats med annan skala längst till höger.

Principerna för de bränsleprisscenarier som använts i lönsamhetsanalysen framgår i tabell 1. Huvudscenariot "Troligt basfall" utgör det prisscenario som Göteborg Energi bedömer som det mest sannolika. Samtliga bränslepriser är i detta scenario högre än de historiska priserna men samtidigt betydligt lägre än dagens energikrisnivåer. I scenarierna "Frid och fröjd" respektive "Allt blir dyrt" testas investeringens lönsamhet mot en potentiell spridning för framtida el- och bränslepriser. I lönsamhetsanalysen finns också två extremare scenarion, "Fossil comeback" och "Energikris 2022". Dessa utgör ytterligheter som är mindre sannolika över tid, men ger scenarioanalysen en nödvändig spännvidd för den osäkerhet som råder på marknaden.

Fossil comeback	Frid och Fröjd	Troligt basfall	Allt blir dyrt	Energikris 2022
Fossila bränslen och utsläppsrätter håller historiskt låga prisnivåer. Biobränslen är dyra.	Alla bränslen inkl utsläppsrätter är billiga (Historiskt låga prisnivåer).	En avmattning av energikrisens priser, men generellt högre bränsleprisnivå för samtliga bränslen och för utsläppsrätter än historiskt.	Alla bränslepriser, även utsläppsrätter, är dyrare än historiskt. En större prisökning för biobränslen än för fossila bränslen.	Aktuella energikrispriser. Extremt höga priser för fossila bränslen och för utsläppsrätter. Marginellt högre biobränslepriser.

Tabell 1: Bränsleprisscenarier som använts i lönsamhetsanalysen. Ju längre till höger i tabellen desto gynnsammare förhållanden för investeringen i BKV Rya. Exakta bränslepriser framgår i bilaga 2.

I "Energikris 2022" används prisnivåer som i det stora hela speglar dagens pågående energikris. Priserna på utsläppsrätter, olja, gas och el är höga medan biobränslepriserna är fortsatt låga. Scenariot är mycket fördelaktigt för BKV Rya-investeringen som gynnas av en hög alternativkostnad och en hög elintäkt. I

scenariot "Fossil comeback" råder motsatta förhållanden. Här är priserna på utsläppsrätter och fossila bränslen satta till historiskt låga nivåer medan bibränslepriserna justerats upp till en betydligt högre nivå. Exempelvis är kostnaden för returträ fördubblad i detta scenario. Scenariot "Fossil comeback" tillför bredd i den ekonomiska analysen av investeringens lönsamhet men är i verkligheten inte ett realistiskt alternativ. Även om de fossila bränslepriserna blir billiga är en fossil framtid inte förenlig med fjärrvärmekundernas förväntningar och de målsättningar som finns för stadens klimatomställning. För mer information om bränslepriser se bilaga 2.

Sammanställning av beräkningsförutsättningar

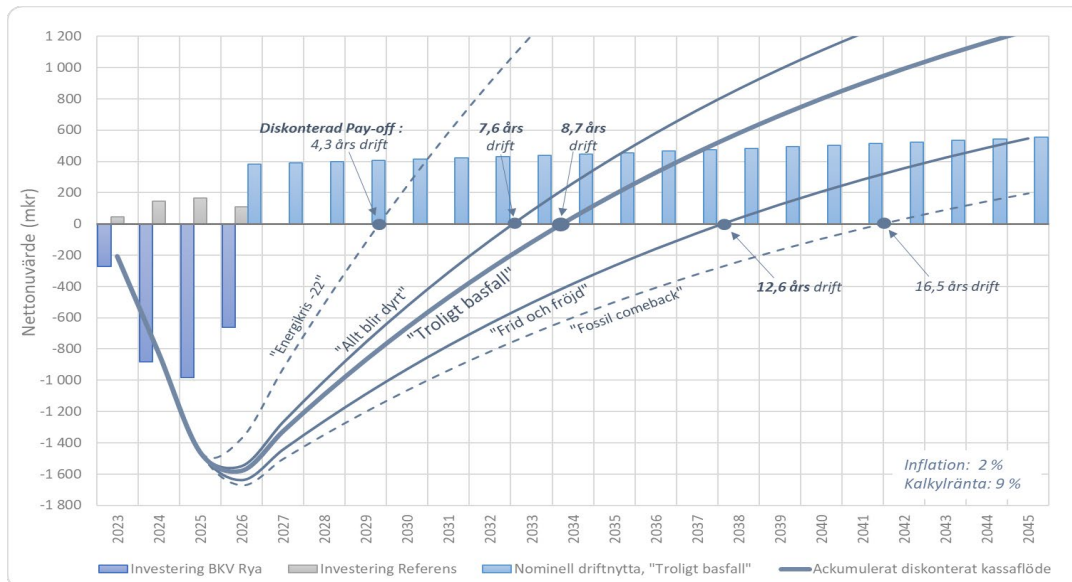
Parameter	Använt värde
Kalkylmetod för ekonomisk driftnytta	Differenskalkyl, där skillnader i bränsle- och skattekostnad, elintäkt, gastransport, otillgänglighet samt drift och underhåll är värderade.
Kalkylperiod	23 år (3 byggår och 20 års drift)
Investeringsutgift	Högsta investeringsramen 2,65 mdkr (i penningvärde dec 2022). Betalplanen för entreprenaderna är fördelad över åren 2023-2026.
Investerings avskrivningstid	25 år beräknat på investeringsramens belopp från första driftåret 2026.
Referenssystem	Befintligt fjärrvärmesystem kompletterat med redan beslutade investeringar. Referenssystemet belastas i beräkningarna av en livstidsförlängning av befintliga pannor. Reinvesteringen uppgår till 440 mkr.
Väderlek	20 års faktiska väderleksutfall (dygnsmedeltemperaturer år 2003-2022).
Kalkylränta	9%
Inflation	2% (Riksbankens inflationsmål).
Bränslepriser	Beräknat för fem scenarier, där "troligt basfall" utgör det mest sannolika.
Skatter	Enligt gällande nivåer i december 2022. Tillfälligt undantag av Kraftvärme-skatten (i jan -23) har inte beaktats.
Räntor som belastar FV-resultatet	100% belåning av investeringsramens belopp. Genomsnittlig upplåningsränta på 2,4%, där hela kostnaden belastar fjärrvärmeaffärens resultat.
Prisjusteringar för fjärrvärme (för beräkning av framtida resultat)	+4,7% år 2024 och 2025. Därefter är inga prisjusteringar inkluderade.

Tabell 2. Förutsättningar för lönsamhets- och resultatberäkning

Lönsamhets- och resultatanalys

I figur 11 presenteras investeringens lönsamhetsanalys utifrån redovisade antaganden och de fem olika bränsleprisscenarierna. "Troligt basfall" utgör tjock heldragen linje i mitten, omringad av en sannolik utfallskorridor för scenarierna

”Frid och fröjd” och ”Allt blir dyrt” (tunna heldragna linjer). ”Fossil comeback” respektive Energikris 2022 (streckade linjer) utgör ett väl tilltaget utfallsrum för extrema bränsleprisvariationer.



Figur 11. Lönsamhetsanalys för nya BKV Rya, där återbetalningstiden för ”Troligt basfall” (8,7 års drift) samt spridningen för fyra alternativa scenarier med bättre respektive sämre förutsättningar framgår.

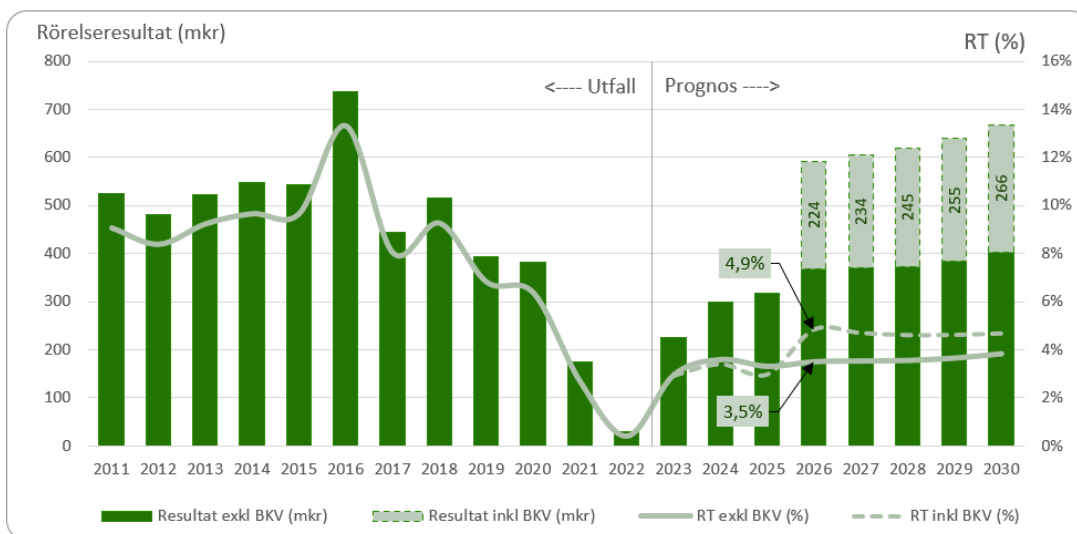
Beräkningarna visar att investeringen i BKV Rya ger en god ekonomisk nytta för samtliga fem scenarier. Bakgrunden till detta är givetvis det dåliga utgångsläge som fjärrvärmesystemet befinner sig i med beroende till dyrare fossila bränslen. Återbetalningstiden varierar i beräkningarna mellan ca 4 och 17 år, där sannolik återbetalning (”Troligt basfall”) uppnås ca 9 år efter driftsatt anläggning. Den årliga driftnyttan, dvs värdet av sänkta bränslekostnader och ökad elintäkt, beräknas i basfallet till 389 mkr med ett potentiellt spann mellan 257 mkr om förutsättningarna för investeringen är mycket dåliga (Fossil comeback) och 685 mkr om förutsättningarna är väldigt bra (Energikris 2022). Efter tillkommande avskrivnings- och räntekostnad erhålls en sannolik resultatförbättring för fjärrvärmeaffären på omkring 234 mkr/år. Slutsatsen är att investeringen, oavsett prisscenario, är lönsam och kommer att bidra till ett förbättrat resultat för fjärrvärmeaffären.

I figur 12 har fjärrvärmeaffärens historiska resultat och räntabilitet kompletterats med en framåtblickande prognos för ”Troligt basfall”. Balansräkning, räntekostnader och avskrivningar har justerats i enlighet med investeringsramens belopp.

Framtidsprognosen utgår från principen ”allt annat lika” vilket innebär att exempelvis nyttan av kostnadseffektiviseringar och framtida, ej beslutade investeringar inte har beaktats. Fjärrvärmepriset har justerats enligt affärsplan fram till 2025 och har därefter lämnats ojusterat. Prognosen utgår från gällande affärsplans normalår.

Av framtidsprognosen framgår en ekonomiskt ansträngd situation för fjärrvärmeaffären de närmsta tre åren med historiskt låga rörelseresultat och en oförmåga att av egen kraft uppnå avkastningskraven, $RT > 8\%$. När BKV Rya

driftsätts förbättras det beräknade rörelseresultatet med drygt 200 mkr och det totala resultatet för fjärrvärmeaffären uppgår då till ca 600 mkr. Trots detta och trots att avkastningen samtidigt förbättras (+1,4 procentenheter), kommer fjärrvärmeaffären ändå inte att nå upp till avkastningskravet. Investeringen i BKV Rya bidrar alltså till både resultat och avkastning, men utgör långtifrån hela lösningen för fjärrvärmeaffären. Här krävs fler åtgärder som inbegriper investeringar, prissättning och intern effektivisering. Det ska alltjämt poängteras att fjärrvärmesystemets stora reinvesteringsbehov och fortsatta förflyttning mot fossilfrihet kommer att öka belastningen på balansräkningen, vilket i de flesta fall kommer att ske utan tillkommande ekonomisk nytta. Situationen kommer att bli utmanande för fjärrvärmeaffären och dess konkurrenskraft om avkastningskravet samtidigt ska uppnås.



Figur 12. Framtidsprognos för hur investeringen i nya BKV Rya påverkar fjärrvärmeaffärens rörelseresultat och räntabilitet. Prognosen bygger på principen "allt annat lika" och tar inte hänsyn till andra åtgärder som förväntas ge ökad avkastning framöver.

Lokalisering

I projektets uppstartsfas genomfördes en lokaliseringsutredning för att hitta den mest lämpliga platsen för en ny kraftvärmeanläggning. Utredningen genomfördes i tre steg: en grov GIS-utsökning av möjliga områden, en detaljerad granskning av områdena och en urvalsprocess. I urvalsprocessen beaktades parametrar som störningsrisk för boende, störningsrisk för natur och rekreation, markfrågor och tillgänglighet för transporter, rimlighet i genomförande samt miljöbalkens krav på lämplig plats. Ryahamnen föll bäst ut i utvärderingen med slutsatsen att samlokalisering med befintlig verksamhet medför stora fördelar ur ett resurs- och systemperspektiv. Området i Ryahamnen är dessutom redan i anspråkstaget för liknande verksamheter och håller ett bra avstånd till övrig bebyggelse. Det anslutande området Rya skog kommer ej påverkas av den nya anläggningen. Ingen mark kommer tas i anspråk, buller kommer att regleras och belysning anpassas för djurliv i närområdet.

Energisystemplaneringen i Göteborgs stora fjärrvärmesystem är komplex. I enlighet med lokaliseringsstudien behöver nya produktionsanläggningar placeras på ett

sådant sätt att störningar för omgivningen i möjligaste mån förebyggs. Generellt gör det urvalet av platser begränsat och i praktiken behöver anläggningarna placeras utanför stadskärnan, långt ifrån den största kundlasten. I Göteborg är huvuddelen av produktionskapaciteten förlagd i Ryaområdet i väst samt i Sävenäsområdet i öst. Rosenlundsverket, som är en spets- och reservanläggning stöttar systemet vid kall väderlek och störningar.

BKV Rya kommer att starta först i körordningen, när den återvunna värmen inte längre räcker till. Det innebär att värmen behöver distribueras från Rya och långt ut i systemet för att få avsättning och nå alla kunder i de centrala delarna av staden. När vädret blir kallare, ökar kundlasten i hela Göteborg och så även i Ryas närområde. Värmen behöver då inte transporteras lika långt för att få avsättning vilket kompenseras med att ytterligare en panna startas tex i Sävenäs för att värmeförsörja de kunder som nu inte längre nås av värmen från Rya. Placeringen av nya anläggningar är således en balansövning och ett komplext samspel mellan olika delar av systemet där distributionskapaciteten i rörledningarna är en begränsande faktor. En baslastanläggning som BKV Rya kräver således god distributionskapacitet eftersom värmen behöver nå långt ut i systemet när kundlasten är låg. En spetslastanläggning ställer däremot inte lika stora krav på distributionskapacitet eftersom den startas först vid kallare väderlek när värmeavsättningen är stor i närområdet. En stor fördel med Ryaområdet är att distributionskapaciteten redan nu är väl utbyggd. Det innebär att uppförandet av anläggningen inte villkoras av några kostsamma eller tidskrävande distributionsförstärkningar. Motsatta förutsättningar råder i Sävenäs, där det redan idag är ansträngt att få ut den baslast som finns i området.

Miljötilstånd

Miljötilståndsförfarandet är en av de mest omfattande och tidskrävande delarna när en ny produktionsanläggning ska byggas. Processen beräknas ta ca 4 år med framtagning av handling till inlämnad ansökan, samråd, beredning och beslut. Göteborg Energi meddelades 20 december 2022 tillstånd av mark och miljödomstolen i Vänersborgs Tingsrätt om att utöka verksamheten vid Rya kraftvärmeverk med en ny bioångpanna för fasta biobränslen med en maximal tillförd effekt om 170MW. Tillståndet gäller under förutsättning att ny detaljplan vunnit lagakraft och att verksamheten inte står i strid med planen. Tillståndet reglerar bullernivåer och belysning som skydd för människor och djur i närområdet. I tillståndet beviljas vidare provisoriska villkor för utsläpp till luft under en provotid och där bolaget inom en 4 års period ska utreda och återkomma med förslag på åtgärder och slutliga villkor för utsläpp till luft. Inriktningen från mark och miljödomstolen är att verksamheten ska eftersträva att uppnå de nedre intervallen av gällande BAT-slutsatser (EUs villkor avseende utsläpp till luft för stora förbränningsanläggningar) vilket ställer hårda krav på reningen från anläggningen. Göteborg Energi har redan höga ambitioner för anläggningen och planerar för en avancerad reningsutrustning. Miljödomstolens villkor är med anledning av detta inte omöjliga att uppnå men kan bli utmanande i vissa driftsfall och kan möjligen påverka kostnad och garantivillkor för anläggningen. Att tillståndet är belagt med provisoriska emissionsvillkor är inte optimalt för projektet då upphandling behöver ske på villkor som potentiellt kan ändras efter tagen investering. Göteborg Energi har valt att överklaga delar av domen som även omfattade driften av befintlig kraftvärmeanläggning Rya KVV. En överprövning av domen förväntas

pågå upp till ca 1 år, om provningstillstånd beviljas. Ingen annan part har valt att överklaga domen vilket innebär att det inte föreligger någon risk för försämrade villkor i tillståndet vid ett nytt domslut. Eftersom domen innehåller ett verkställighetsförordnande kan tillståndet tas i anspråk även fast domen överklagats. Projektets tidplan kommer därför inte att påverkas.

Bränslen

Anläggningen kommer att öka flexibiliteten i fjärrvärmesystemet, eftersom BKV Rya kan använda flera typer av biobränslen jämfört med dagens pannor. Huvudsakligen kommer skogsflis (GROT) samt återvunnet returträ (RT-flis) från regionen att användas.

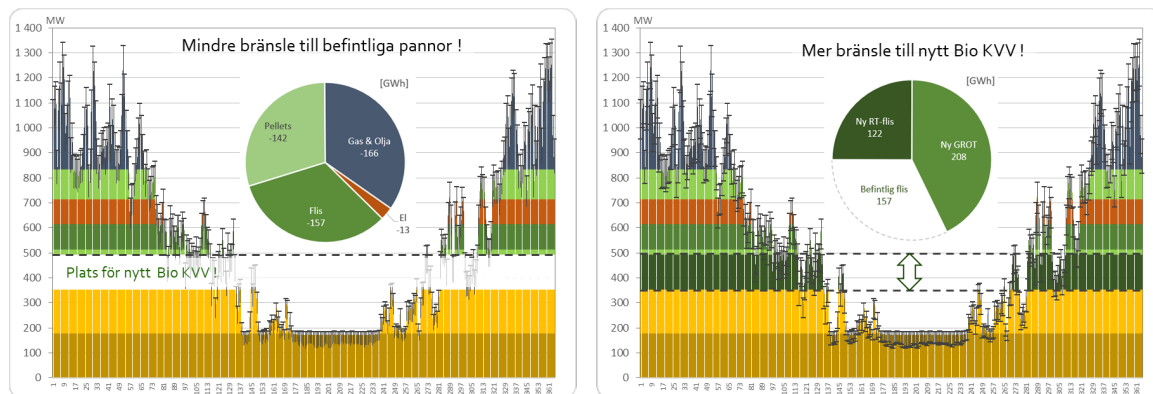
RT-flis har inte använts av Göteborg Energi tidigare, men blir allt vanligare i fjärrvärmebranschen. Bränslet, som består av återvunnet trä från rivning av byggnader, träpallar, byggvirke med mera, är tekniskt mer utmanande att elda, eftersom de ofta innehåller orenheter, som färgrester, spikar, murbruksrester och annat. Detta ställer större krav på både pannan och på reningsutrustning, men å andra sidan är bränslet oftast betydligt billigare än GROT. Regionens eget avfallsbolag Renova är exempel på en viktig leverantör av RT-flis. Tillgången på RT-flis kan variera, beroende på konjunktur och andra parametrar som påverkar hur mycket som byggs och rivs i regionen. Därför kommer anläggningen också att använda GROT och till exempel bark från massaindustrin. Tillgången på skogsflis är mer långsiktigt stabil, och är därmed ett utmärkt komplement till RT-flisen. Kostnadsmässigt är det, utöver just RT-flis, den billigaste typen av biobränslen, och lämpar sig därför väl för anläggningar som ska köras relativt mycket.

GROT, som i praktiken är avverkningsrester från skogsbruket dvs grenar och toppar, utgör en mycket liten andel av den totala volymen skogsråvara som tas ut vid avverkning och har ett obetydligt ekonomiskt värde för skogsindustrin. Inte sällan, främst i de norra delarna av landet, lämnas GROT kvar på hyggena eftersom lönsamheten är så låg. Av samma anledning har användningen av GROT ingen som helst påverkan på den totala avverkningsnivån i skogsbruket vilken snarare drivs av efterfrågan på massaved och timmer. Konsekvensen av ökad efterfrågan och konkurrens om GROT skulle därför sannolikt inte innebära en bristsituation utan mer sannolikt ha en prispåverkan.

Skogsflis används redan idag inom Göteborgs fjärrvärmesystem bland annat i hetvattenpanna 3 (HP3) i Sävenäs och i Mölndals panna1, från vilken Göteborg Energi köper värme.

BKV Rya kommer att påverka den totala bränslemixen i systemet och bidra till utfasningen av fossila bränslen. Anläggningen har den lägsta bränslekostnaden och blir därför den första pannan att starta när den återvunna värmen inte längre räcker till. Det innebär att befintliga produktionsanläggningar skjuts uppåt i körordningen och får mindre drifttid. Vid måttligare temperaturer (vår och höst) ersätter driften av BKV Rya, flispannor som HP3 i Sävenäs och Panna 1 i Mölndal samt pellets i HP8 i Rya. Det innebär att den totala bränslevolymen till dessa pannor minskar i motsvarande omfattning. Vid lite kallare temperaturer (vinter) behöver alla biobränslepannor vara i drift och värmetillskottet från BKV Rya ersätter då i stället fossila bränslen som gas och olja. Beräknat över ett helår kommer BKV Rya att i scenarioanalysens basfall att ersätta ca 166 GWh fossila bränslen, 142 GWh pellets och 157 GWh flis i det befintliga systemet.

Samtidigt tillkommer det bränsle som behövs för driften av BKV Rya. Returflys som inte används i systemet alls idag ökar med 122 GWh och blandas med 365 GWh flis. Nettoökningen av flis i systemet som helhet blir 208 GWh.



Figur 13. Till vänster: BKV Rya flyttar upp befintliga pannor i körordningen och ersätter bränslevolymer av flis, pellets och fossila bränslen. Till höger: Driften av BKV Rya tillför RT-flis till bränslemixen och ökar systemets totala behov av flis med ca 208 GWh.

Transporter och logistik

Anläggningen kommer normalt att köras kontinuerligt från slutet av september till mitten på maj, ca 4000 timmar per år. Transporterna till anläggningen kommer att ske med lastbil och beräknas vid full drift uppgå till ca 2 bilar/h under dagtid, vardagar. För anläggningen planeras ett relativt stort bränslelager (72h vid full drift), vilket ger en flexibilitet i logistiken och anpassningsmöjligheter för tex rusningstrafik.

BKV Rya kommer att vara den anläggning i systemet som bränsleförsörjs först, vilket då företrädesvis sker med bränsle från regionens närliggande upptagningsområde (10 mils radie). För transport med tåg eller båt krävs minst en omlastning av bränslet vilket för korta transportavstånd är varken praktiskt eller ekonomiskt försvarbart. Genomförda beräkningar av luftföroreningar visar att det ökade antalet lastbilstransporter inte medför att miljö kvalitetsnormen överskrids. Samtidigt kommer driften av BKV Rya innebära en total omfördelning av biobränslen i fjärrvärmesystemet (i enlighet med tidigare resonemang). Det årliga pelletsbehovet kommer att minska vilket också minskar antalet pelletstransporter med ca 1 bil/timme under vår och höst. Eftersom systemets enda pelletspanna, HP8, även den ligger i Rya så kommer ett minskat behov av pelletstransporter delvis att kompensera för det ökade antalet flistransporter som den nya anläggningen tillför området.

För systemets övriga flispannor, HP3 i Sävenäs och P1, i Mölndal blir dock bränslelogistiken mer utmanande framöver. Den kontinuerliga driftstiden minskar och bränslebehovet blir mer varierat och väderberoende. För att hantera utmaningen krävs samarbete mellan Göteborg Energi och Mölndal Energi för lösningar att hantera ett mer fluktuerande behov och med ett potentiellt större upptagningsområde. Som exempel kan lagring på nya terminalytor, just in time-flisning vid kallt väder, en centraliserad bränsleberedning och kanske även en ny tåglossning på bränsleplanen vid Sävenäs vara möjliga alternativ.

Möjlighet till framtida tåg- och båttransporter i Rya har ändå bevarats genom planering och överenskommelser med andra aktörer i området, för det fall att förutsättningarna väsentligen skulle förändras.

Gestaltning

BKV Rya kommer att få en framträdande roll i Göteborgs hamninlopp. Utformningen av byggnaden har arbetats fram tillsammans med staden genom en gestaltningstävling. Intresset var stort och över 20 arkitektbyråer deltog i tävlingen där Göteborg Energi, branschorganisationen Sveriges Arkitekter och Stadsbyggnadskontoret fanns representerade i juryn. Vinnande anbud blev Gottlieb Paludans vars gestaltungsförslag "Kakelugnen" återges i Figur 1 och figur 14



Figur 14. Vinnande gestaltning av anläggningen "Kakelugnen", vy från Röda Sten.

Risker och händelser

Risker att beakta är dels de risker som finns i projektet och riskerar projektets genomförbarhet, tidplan eller ekonomiska förutsättningar och dels de affärsmässiga risker som avser investeringens lönsamhet eller kan påverka bolagets vilja att genomföra investeringen.

Projektrisker och planerad åtgärd

Nedan följer de största projektrisker som projektet identifierat samt hur projektet jobbar förebyggande med risken.

- **Försening av Laga kraft vunnen detaljplan** – Tät kommunikation med stadsbyggnadskontoret och noggrant arbete för att bemöta granskningskommentarer.

- **Försening p.g.a. överklagande av upphandling** – Noggrant arbete för att utforma anbudshandlingar inkl. utvärderingskriterier tydligt. Inplanerade marknadsdialoger med möjliga anbudsgivare.
- **Nyckelpersoner lämnar beställarorganisationen** – Tillfälligt utpekade ersättare för respektive nyckelperson. Kontinuerligt samtal om arbetssituation inom projektgruppen.
- **Begränsat utrymme under byggfas** – Dialog med Göteborgs Hamn för att tillsammans hitta lämpliga arbetsytor.
- **Osäkra markförhållanden** – Markprover är tagna. Förtida sanering planeras för att minimera ekonomisk risk då slutligt investeringsbeslut fattas.

Affärsrisker

Förnybar kraftvärme i Rya är en stor investering för Göteborg Energi och behöver genomföras i en tid av lågkonjunktur och med osäkerhet kring valutakurser, stålpriser och material och komponenttillgång. I bilaga 3 listas elva aktuella händelser/risker som kan inträffa och hur de kan påverka investeringen och dess förutsättningar. Den sammanfattande bedömningen är att trots osäkerhet om framtiden så är investeringen robust och står sig bra i de flesta händelser. Inga röda risker som väsentligen ifrågasätter investeringen har identifierats.

Störst osäkerhet råder avseende;

- **Regelverket för biobränslen** – vilket skulle kunna innebära att tex flis beläggs med extra avgifter/skatter. Risker hanteras genom bränsleflexibilitet på anläggningen och påverkansarbete.
- **Prisutvecklingen på bränslemarknaden** - vilket generellt utmanar fjärrvärmens lönsamhet och konkurrenskraft. Risker hanteras genom bränsleflexibilitet på anläggningen och påverkansarbete.
- **Investeringsutgiften** – vilken i rådande marknadsläge är svårbedömd och därigenom kräver en generös investeringsram. Risker hanteras genom upphandling och kontraktsförhandling och att Göteborg Energis styrelse fattar ett slutgiltigt investeringsbeslut utifrån dessa underlag.

Tidplan

Aktuell tidplan för projektet presenteras i Figur 15. Med anledningen av anläggningens betydelse för klimatomställningen, för försörjningstryggheten och för bolagets ekonomi har stor ansträngning skett för att korta ned tiden mellan milstolparna. Under förutsättning att inga förseningar uppstår finns möjlighet till driftsatt anläggning under driftsäsongen 2025/26.

Om investering i BKV Rya inte genomförs kommer Göteborg Energis mål om förnybar och återvunnen värme försenas vilket i sin tur kan påverka stadens möjligheter att nå miljö- och klimatprogrammets uppsatta klimatmål i tid.

Kommunikationsplan

En kommunikationsplan tas fram i projektet i samråd med koncernen Göteborg Energi.

Göteborg Energis bedömning

Göteborg Energis bedömning är att investering i förnybar kraftvärme i Rya, BKV Rya, är den mest resurseffektiva och bästa satsningen i förnyelsen och omställningen av fjärrvärmesystemet mot förnybara bränslen. Investeringen är av betydelse för fjärrvärmens framtida konkurrenskraft och för uppfyllandet av Göteborg Energis ekonomiska och miljömässiga mål.

Bedömningen är vidare att beslutet inte bör försenas då anläggningen har betydande påverkan på Göteborg Energis framtida ekonomiska resultat och för försörjningstryggheten av värme i staden.

Göteborg som ovan

Per-Anders Gustafsson



Omställning Fjärrvärme 2035

Bakgrund

Fjärrvärmesystemet är en möjliggörare för energiomställningen i Göteborg. Kundernas och samhällets förväntningar på energibranschen ökar. För fjärrvärmen är ett minskat klimatavtryck genom omställning till 100% återvunnen energi och förnybara bränslen numer en nödvändighet för produktens fortlevnad, och det är bråttom. I framtiden förväntas negativa utsläpp vara avgörande för konkurrenskraften. Samtidigt finns utvecklingspotential. Med fokus på totaloptimering av stadens energiförsörjning finns goda förutsättningar för fjärrvärmen att stärka sin ställning och vara det verktyg i energiomställningen som staden behöver för att nå satta klimatmål och uppfylla Klimatkontrakt 2030. Oavsett ökade förväntningar är Göteborg Energis fjärrvärmesystem i behov av omställning. Anläggningsparken är gammal och 60% av produktionskapaciteten behöver bytas ut de närmsta 10-15 åren. Även distributionssystemet börjar bli till åren vilket kräver större reinvesteringsinsatser än tidigare. Med stor del av anläggningstillgångarna i slutet av sin livslängd ökar risken för otillgänglighet och ökade produktionskostnader. Göteborg Energi är i förhållande till andra fjärrvärmebolag i Sverige mer exponerade mot den europeiska gasmarknaden. Satsningen på gas har historiskt varit en medveten inriktning genom tillgången till det västsvenska stamnätet och tron på biogas för omställning. I dagsläget innebär ett stort gasberoende snarare en risk då inflödet av gas till Europa blivit föremål för politiskt maktspel och konkurrensen om tillgänglig biogas hårdnar. En minskad gasexponering i bränslemixen är nödvändig för att säkra såväl leveranssäkerhet som ekonomi på sikt. Därtill har Göteborg Energi ett uppdrag ifrån staden att senast 2040-45 avveckla den stora spets- och reservanläggningen, Rosenlundsverket. Avvecklingen behöver genomföras samtidigt som staden växer och fjärrvärmesystemet byggs ut till nya stadsdelar. Omställningen av fjärrvärmesystemet ska ske i hållbarhetens tecken, med en varsam resursanvändning och med stadens helhetsperspektiv i fokus. Investeringsvolymen för omställningen förväntas uppgå till 10-15 mdkr. Detta dokument specificerar inriktningen för fjärrvärmesystemets omställning fram till 2035 vars syfte är att bidra till optimeringen av stadens energiförsörjning samt säkerställa långsiktigt hållbara och prisvärda värmeleveranser till stadens invånare.

Inriktning

Omställningen av fjärrvärmesystemet ska ske med flexibilitet för löpande anpassning till förändringar i omvärlden. Styrande för planens utformning är ett antal målsättningar och vägledande principer vilka arbetats fram tillsammans med Göteborg Energis styrelse.

Målsättningar

Följande målsättningar ska uppnås inom ramen för fjärrvärmesystemets omställning:

- Fjärrvärmesystemet ska vara ett verktyg i energiomställningen och för uppfyllandet av stadens klimatmål.



- Senast 2025 ska all fjärrvärme vara återvunnen värme eller producerad från förnybara bränslen.
- Fjärrvärmeprodukten ska senast 2030 erbjuda negativa utsläpp
- Anläggningarna ska förnyas så att leveransförmågan bibehålls, till en medveten risknivå.
- Bränslemixen ska vara flexibel och vara mindre beroende av gas
- Rosenlundsverket ska avvecklas under första halvan av 2030-talet.
- Fjärrvärmeprodukten ska långsiktigt leverera en räntabilitet i enlighet med gällande ägardirektiv

Principer för omställningen

Följande principer ska vara vägledande i omställningen:

1. Omställning med staden i fokus

Fjärrvärmeproduktens roll och långsiktiga konkurrenskraft ska stärkas genom integrering och anpassning till stadens energiförsörjning ur ett helhetsperspektiv. Utvecklingsmöjligheter avseende spillvärme, kraftvärme och sektorkoppling med andra energislag är exempel som ska beaktas i totaloptimeringen av energiförsörjningen i staden samt uppfyllandet av stadens klimatmål.

2. Resursanvändning, energieffektivisering och klimatpåverkan

Förbränning är alltid, oavsett bränsle, förknippat med klimatpåverkande utsläpp. Omställningsplanen bör i möjligaste mån eftersträva att minska förbränningen genom riskavvägning och kompletterande lösningar som ger en effektiv användning av tillgänglig energi. Samarbeten och totaloptimering tillsammans med andra ska eftersträvas för att minska resursanvändningen.

3. Kund och konkurrenskraft

Fjärrvärmesystemet ska där det är möjligt och ekonomiskt försvarbart byggas ut till nya stadsdelar för att möjliggöra anslutning. Omställningen av fjärrvärmesystemet ska ske med lyhördhet för kundernas förväntan och möjliggöra för en långsiktigt konkurrenskraftig fjärrvärmeprodukt och prissättning. På sikt ska mervärdet av negativa utsläpp kunna erbjudas och hjälpa fjärrvärmekunderna till ett lägre klimatavtryck.

4. Leveransförmåga

En medveten och avvägd risknivå för leveransförmågan ska eftersträvas i systemet. Installerad effekt och redundans i distributionssystemet ska ställas i relation till sannolikhet och konsekvens av att en händelse inträffar. Sektionering och krisplaner ska övervägas som alternativ till investering.

5. Avvecklingen av Rosenlundsverket

Avvecklingen av Rosenlundsverket ska ske så snart som möjligt. Det ska dock inte ske på bekostnad av leveransförmågan.

6. Bränsleval

Bränslen i nya anläggningar ska vara förnybara och valda för ändamålet.

7. Reinvestering i fjärrvärmenätet

Reinvesteringar i distributionsnätet ska genomföras i enlighet med Bilaga 2, "Inriktning för ökad reinvesteringstakt i fjärrvärmenätet", 10-2020-0089. Inriktningen innebär en upptrappning av den årliga reinvesteringens volymen med övergång från händelsestyrd till proaktiv reinvestering. Förstärkt samordning med stadens övriga aktörer och planerande nämnder ska eftersträvas för att minska resursanvändningen och påverkan på stadens invånare.



Rapportering till styrelsen

Viktiga strategiska beslut av stor ekonomisk omfattning kommer att behöva fattas de närmsta åren. Då besluten påverkar fjärrvärmeprodukten och Göteborg Energi på lång sikt är styrelsens förståelse och nära involvering i omställningen central.

- Styrelsen informeras årligen (Q3) om omställningsplanen, eventuella förändringar och status i viktiga projekt.
- Styrelsen informeras och involveras löpande och vid behov inom strategiska områden med väsentlig bäring på måluppfyllnad, risk och ekonomi tex bränslestrategi, redundans- och systemeffektbehov.

Bilaga 2

Beräkningsprinciper, antaganden och resultat

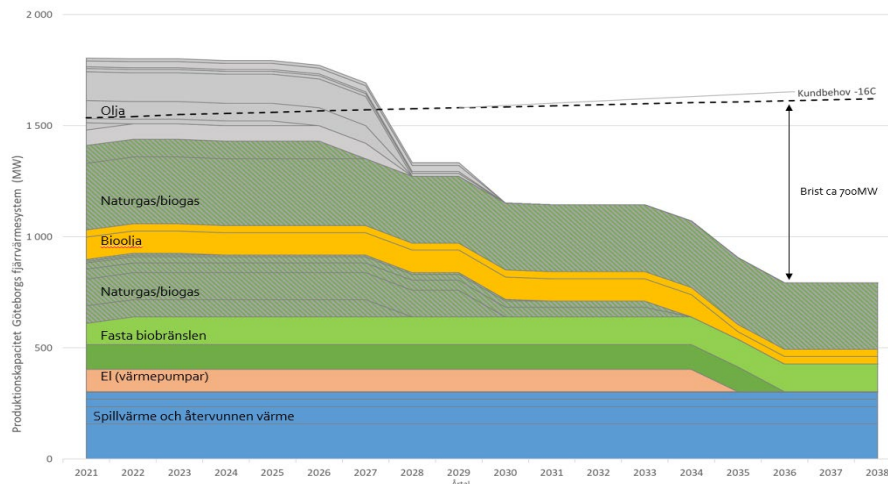
Bakgrund till bilagan

När den ekonomiska nyttan av en ny produktionsanläggning i fjärrvärmesystemet skall bedömas, så behöver flera olika faktorer beaktas. Listan kan göras lång, men några viktiga exempel är: Hur ser det referenssystem ut som investeringen ska jämföras med? Hur ser den framtida prisbilden ut för olika bränslen? Hur påverkas driften av anläggningen av olika typer av väderlek? Vilka bedömningar behöver göras i beräkningarna för att de ska vara representativa för framtiden? Vilka potentiella händelser kan inträffa som påverkar investeringens lönsamhet? osv. I denna bilaga redogörs lite mer utförligt än i huvuddokumentet, för de beräkningsprinciper och antaganden som använts vid den ekonomiska analysen av investeringen i BKV Rya. Här framgår också mer detaljerade bränsleprisuppgifter och resultat från beräkningarna.

Referenssystem för lönsamhetsberäkning

Referenssystemet utgör det alternativa system som aktuell investering jämförs mot. Den ekonomiska nyttan av investeringen utgörs av alternativkostnaden, dvs den situation och de extra kostnader som uppstår eller kvarstår om investeringen inte genomförs. Det handlar alltså inte om några nya intäktsflöden till följd av investeringen utan snarare om undvikna kostnader i referenssystemet. För BKV Rya gäller följande avseende referenssystemet:

- Referenssystemet utgörs av befintligt system, med befintliga produktionsanläggningar, se figur 1.
- Referenssystemet använder samma bränslen och har samma tillgänglighet som dagens system.
- I referenssystemet ingår bara de investeringar som redan beslutats. Andra framtida nyinvesteringar som kan bidra med ekonomisk nytta är inte beaktade.
- Referenssystemet belastas med reinvesteringar om 440 mkr (penningvärde december 2022) för att upprätthålla samma leveransförmåga och tillgängliga värmeproduktionseffekt i de gamla anläggningarna som BKV Rya tillför (+170MW). Reinvesteringsutgiften är konservativt satt och krediteras investeringsbeloppet för BKV Rya i lönsamhetskalkylen.
- Referenssystemet är ett teoretiskt system för ekonomisk jämförelse. I verkligheten är anläggningarna för gamla för en trovärdig, långsiktig leveranstrygghet. Ett bevarande av anläggningar för fossila bränslen är heller inte i linje med inriktningen om utfasning av fossila bränslen.
- Drifnyttan beräknas genom differenskalkylering och utgörs av skillnaden i råvarukostnader, elintäkter, underhållskostnader samt andra omkostnader för referenssystemet med och utan investeringen.



Figur 1. Befintligt fjärrvärmesystem 2022 används som referenssystem för beräkning av driftnyttan av investeringen i BKV Rya. I praktiken är detta snarare ett teoretiskt än ett realistiskt alternativ sett till anläggningarnas ålder och inriktningen om att fasa ut fossila bränslen.

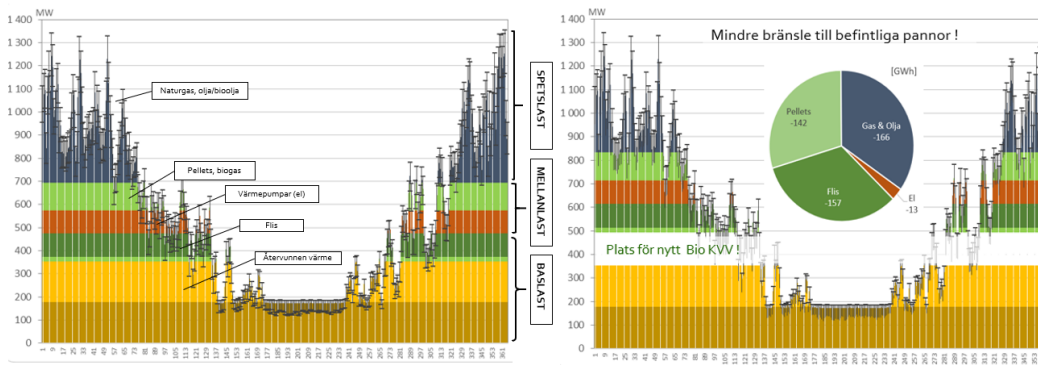
Nyttan av BKV Rya

I belastningsdiagrammet nedan, se figur 2, presenteras en typisk körordning för fjärrvärmesystemets produktionsanläggningar och hur investeringen i BKV Rya påverkar densamma. Nya BKV Rya kommer att ha den lägsta bränslekostnaden i systemet och med anledning av detta starta som första produktionsanläggning, direkt efter den återvunna värmen. Driftstiden i övriga pannor kommer således att minska vilket innebär att elförbrukning och bränslebehov för dessa anläggningar minskar i motsvarande omfattning. För ett genomsnittligt år minskar behovet av el med 13 GWh, pellets med 142 GWh och behovet av fossila bränslen (naturgas) minskar med 166 GWh. Investeringen innebär vidare att behovet av träflis till systemets enda flispanna, HP3 i Sävenäs, minskar med 157 GWh.

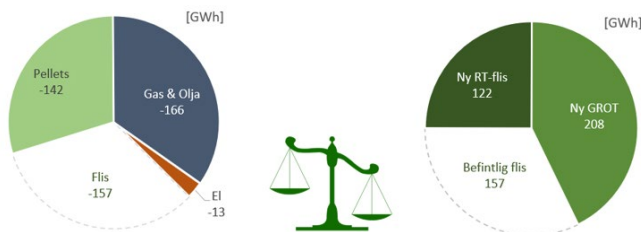
I figur 3 framgår vilka bränslen som istället tillkommer med anledning av investeringen. Härvid tillförs 122 GWh returträ som ett nytt bränsle i systemet. Utöver den flis som "blev över" från HP3 så ökar GROT i systemet med ytterligare 208 GWh.

BKV Rya bidrar således med följande positiva förflyttningar:

- Fossil gas och olja ersätts med förnybar GROT
- Bearbetad pellets ersätts med återvunnet returträ
- Högre elproduktion för befintlig flis i den effektivare BKV pannan
- Sänkta bränsle- och skattekostnader
- Ökade elintäkter, minskade drift och underhållskostnader, minskade kostnader för otillgänglighet och minskade transportkostnader för den naturgas som inte längre används.



Figur 2. Till vänster: Körorrdning i Göteborgs fjärrvärmesystem. Till höger: BKV Ryas plats i systemet samt bränslen som anläggningen skjuter undan.



Figur 3: Till vänster: Bränslen som "skjuts undan" av BKV Rya. Till höger: Tillkommande bränslen för BKV Rya.

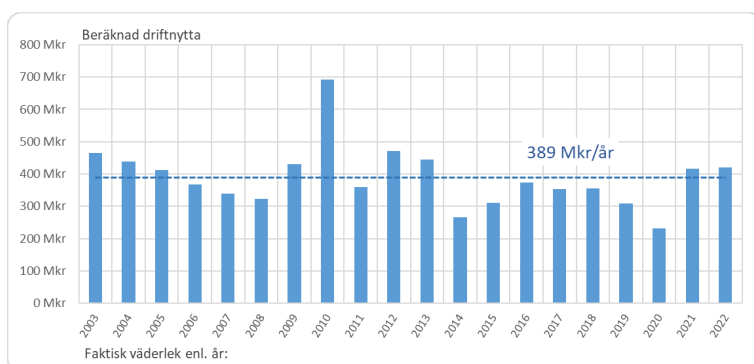
20 års historisk väderlek som beräkningsgrund

Utomhustemperatur och kalla perioders varaktighet är direkt avgörande för BKV Ryas lönsamhet. Anläggningen kommer nästan alltid att ha den lägsta produktionskostnaden i systemet. Vid kall väderlek kommer BKV Rya att ersätta dyra fossila bränslen och vid varm väderlek ersätts istället billigare flis-, pellets- och värmepumpsanläggningar. Historiskt har Göteborg Energi använt en förenklad metod för att hantera väderlekens påverkan på olika investeringars driftnytta. Den tidigare metoden bygger på enbart ett beräkningsår, vilket är ett teoretiskt skapat "normalår" vars utformning baseras på statistiska analyser av väderlekshistorik. Beräkningsprincipen med ett teoretiskt "normalår" tenderar att underskatta driftnyttan för kalla år samtidigt som driftnyttan för varma år överskattas. Frågan om vad som är ett lämpligt "normalår" och hur detta skall konstrueras för att skapa en representativ bild av många års väderlek är ständigt återkommande inom branschen. Snarlika modeller används och utvecklas men någon vedertagen standard för normalår finns inte att tillgå. Det skall noteras att det normalår som SMHI fastställer, utifrån faktiskt temperaturutfall från 1991-2020, endast anger en normaltemperatur per månad. Detta är ett utmärkt underlag för väderlekskorrigerad av olika värmebehov, men för beräkning av effektbehov och driftnytta i ett fjärrvärmesystem behövs en mer detaljerad bild som fångar vädrets variationer per timme.

För denna investering har osäkerheten kring normalårsdefinitionen hanterats genom att driftnyttan av investeringen har beräknats individuellt för den faktiska väderleken för vart och ett av de senaste 20 åren (år 2003-2022). Marknadspriser,

kundstock och anläggningspark är oförändrad mellan beräkningsåren. Utifrån dessa 20 individuella resultat har sedan ett medelvärde av driftnyttan beräknats. Som jämförelse har en beräkning även genomförts med den historiska metoden för normalårskorrigerad driftnytta. Kontrollberäkningens driftnytta blir som förväntat något högre, (+16 mkr för "Troligt basfall") eftersom metoden missar de stegeffekter som finns i produktionsapparaten och som innebär att driftnyttan överskattas under år med varma vintrar. I tabell 1 redovisas driftnyttan för samtliga scenarier och utifrån de två väderkorrigeringsmodeller som redogjorts för i detta avsnitt.

Beräkningsförfarandet, med genomsnittlig driftnytta för de senaste 20 årens väderlek, har använts för samtliga scenarioberäkningar i lönsamhetsanalysen. I figur 4 exemplifieras hur den väderlekskorrigerade driftnyttan ser ut för scenariot "troligt basfall".



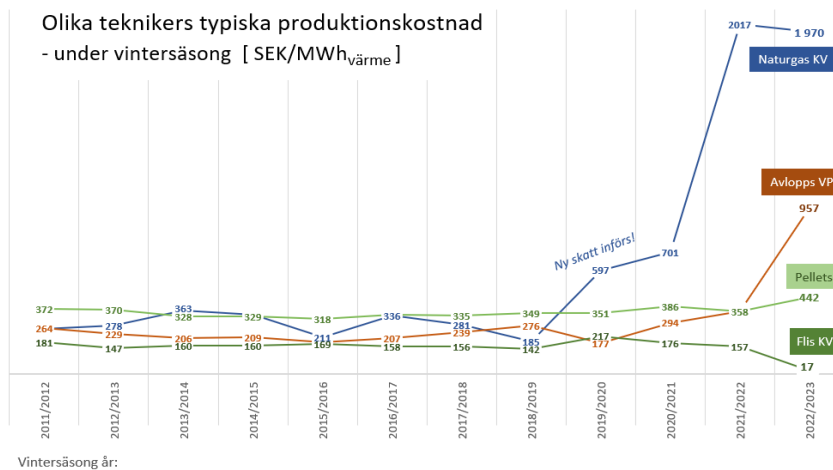
Figur 4. Den väderlekskorrigerade driftnyttan beräknad utifrån de senaste 20 årens faktiska väderlek för scenariot "troligt basfall". Den genomsnittliga driftnyttan uppgår för detta scenario till 389 mkr/år.

Produktionskostnad för olika produktionstekniker

I huvuddokumentet redogörs för hur bränsleprisutvecklingen sett ut de senaste 10 åren och hur de påverkats av energikrisen. I figur 5 nedan illustreras hur produktionskostnaden för fyra viktiga produktionsanläggningar i systemet (med olika tekniker) har utvecklats under samma tidsperiod. Verkningsgrad, elintäkt, bränsle-, skatte-, transport- och driftkostnader har beaktats i den rörliga produktionskostnad som redovisas.

Energikrisens påverkan är tydlig, där kostnaderna för eldrivna värmepumpar och naturgasdriven kraftvärme ökat explosionsartat. Även värmeproduktion från pellets har blivit dyrare. Produktionskostnaden för flisbaserad kraftvärme går dock i omvänd riktning och har blivit billigare under krisen. Förklaringen är de höga elpriserna, där den ökade elintäkten får större genomslag än ett måttligt stigande flispris. Trots att energikrisen har drivit upp priset för samtliga bränslen, så har konkurrenskraften för flisbaserad kraftvärme således förstärkts.

BKV Rya skulle med sitt billigare bränsle (returträ), högre elutbyte samt bättre verkningsgrad bli både stabilare och mer konkurrenskraftigt jämfört med övriga alternativ. Lönsamheten skulle härvid också förstärkas av höga el- och bränslepriser i enlighet med tidigare resonemang.



Figur 5. De tolv senaste vintrarnas typiska produktionskostnader för fyra viktiga anläggningar i Göteborgs fjärrvärmesystem. Fliskraftvärmens robusta konkurrenskraft framgår här tydligt.

Scenarioanalys

I huvuddokumentet redogörs för hur bränsleprisutvecklingen sett ut de senaste 10 åren och hur de påverkats av energikrisen. En förhållandevis stabil och förutsägbar marknad för bränslen har utvecklats till att bli betydligt mer volatil och svår att förutse. Tidigare försök att prognostisera ”hög framtida priser” har under energikrisen varit mer eller mindre lönlösa och priserna har överträffats många gånger om. Utgångspunkten för den scenarioanalys som genomförts för BKV Rya har varit att illustrera ett sannolikt ”utfallsrum” för investeringens lönsamhet, snarare än att ge en ”prognos” för det förväntade ekonomiska utfallet. Avsikten med de fem prisscenerierna är således att skapa en så stor spännvidd som möjligt i syfte att visualisera riskbilden och möjligheterna som olika bränslepriser innebär för investeringens lönsamhet.

Prisscenerier

I huvuddokumentet redogörs för de olika bränsleprisscenerierna. De exakta bränslepriser som använts i de olika scenarierna framgår av tabell 1 nedan. ”Troligt basfall” utgör det mest sannolika scenariot och balanserar mellan ”Frid och fröjd” där allt är billigt och återgår till det historiska läget samt ”Allt blir dyrt”, där energikris och elfektbrist får varaktig påverkan på energimarknaden. Som ytterligheter har också två extremare prisscenerier skapats, dels ”Energikris 2022” som utgör ett nuläge med rådande bränslepriser och dels ”Fossil comeback” där marknadspriser på fossila bränslen samt regelverk/skatter utvecklas helt i motsatt riktning för en ökad användning av förnybara bränslen i fjärrvärmesystemet.

I enlighet med ”Troligt basfall” är det sannolikt att biobränslepriserna ökar något från historiska prisnivåer. De fossila bränslepriserna bedöms sjunka från energikrisens extrema nivåer, men ändå vara förhållandevis dyra sett ur ett historiskt perspektiv. Elpriserna stabiliserar sig som medel (under vintern) på en nivå klart över den historiska, men även här långt under de priser som figurerat under 2022.

Prisscenario:

	Fossil comeback <i>Billigt fossilt. Dyrt biobränsle.</i>	Frid och fröjd <i>Varmår före krisen. Allt är billigt.</i>	Troligt basfall <i>Balanserad bedömning av framtida priser.</i>	Allt blir dyrt <i>Negativ bedömning av framtida priser.</i>	Energikris 2022 <i>Aktuella priser under pågående energikris.</i>
Naturgas	300 kr/MWh	280 kr/MWh	450 kr/MWh	740 kr/MWh	980 kr/MWh
Olja	700 kr/MWh	670 kr/MWh	960 kr/MWh	1200 kr/MWh	1750 kr/MWh
Utsläppsrätter (EUA)	410 kr/ton	400 kr/ton	800 kr/ton	900 kr/ton	1000 kr/ton
Elpris	380 kr/MWh	350 kr/MWh	650 kr/MWh	950 kr/MWh	1650 kr/MWh
Pellets	410 kr/MWh	320 kr/MWh	385 kr/MWh	460 kr/MWh	355 kr/MWh
GROT (Flis)	300 kr/MWh	210 kr/MWh	275 kr/MWh	350 kr/MWh	245 kr/MWh
Returträ	260 kr/MWh	150 kr/MWh	215 kr/MWh	350 kr/MWh	185 kr/MWh
Teknikscenario:	Väderlekskorrigerad driftnytta beräknat för 20 år:				
"Allt annat lika"	257 mkr	302 mkr	389 mkr	434 mkr	685 mkr
	<i>Traditionellt beräknad driftnytta via ett teoretiskt normalår:</i>				
Kontrollberäkning	272 mkr	316 mkr	405 mkr	453 mkr	707 mkr

Tabell 1. Fem prisscenarier för differensberäkningen av den årliga väderlekskorrigerade driftnyttan. Längst ned i tabellen framgår den nominella driftnyttan som beräknats i det tekniska grundfallet, "Allt annat lika", för år 2027.

Den beräknade, genomsnittliga väderlekskorrigerade, driftnyttan för de fem olika scenarierna varierar från 257 mkr för "Fossil comeback" till 685 mkr för "Energikris 2022". Sist i tabellen finns också resultatet för en kontrollberäkning som genomförts med den förenklade normalårshandling som använts traditionellt.

Investeringskalkylen

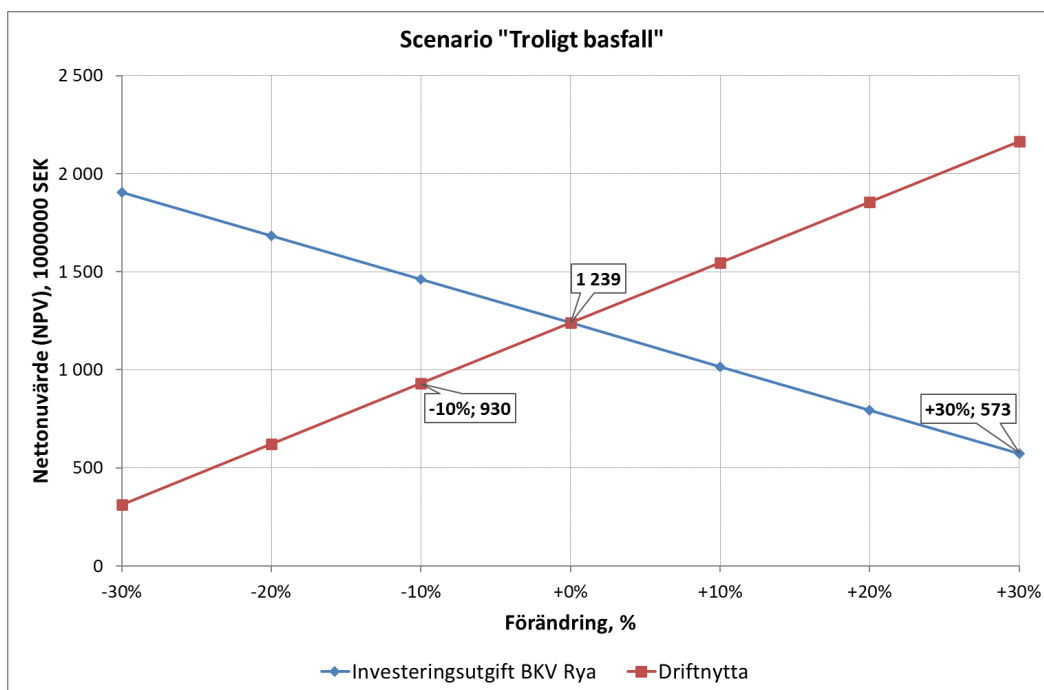
Precis som i alla sammanhang måste antaganden göras för att beskriva en okänd framtid. Dessutom har olika inställningar i kalkylverktyget betydelse för resultatet. En lönsamhetskalkyl är följaktligen en modell, och ingen exakt utfästelse, där olika indata och kalkylparametrar har större eller mindre betydelse för lönsamhetsanalysen. Förutom den tidigare beskrivningen kring hur de olika driftnyttorna tagits fram är också kalkylparametrarna av intresse. I kalkylen har antagits 3 byggår samt 20 driftår, alltså totalt 23 års kalkyltid, där samtliga kassaflöden diskonteras till första byggåret som därmed utgör kalkyltidpunkten. Efter kalkyltiden förutsätts heller inget kvarvarande restvärde/fortsatt drift, vilket är ett medvetet försiktigt antagande och som därmed verkar dämpande på investeringens lönsamhet.

Lönsamhetskalkylen bygger på investeringsutgiften 2 650 mkr som indexerats med ett inflationsantagande om 2% årligen, vilket motsvarar Riksbankens långsiktiga inflationsmål för penningpolitiken. Därtill har investeringen åsatts en genomsnittlig avskrivningstid på 25 år (olika delar av entreprenaden har i realiteten olika avskrivningstid).

Lönsamhetskalkylen är av typen differenskalkyl, där BKV Ryas investeringsutgift och driftskostnader sätts i relation till de investeringsutgifter och kostnader som alternativet (utan BKV Rya) medför. Den ingående driftnyttan i lönsamhetskalkylen har beräknats med hjälp av simuleringsprogrammet Martes, med priser och teknikantaganden enligt tidigare. Energi- och CO2-skatter för olika bränslen och tekniker är i samtliga fall gällande skattesatser i december 2022. Framtida skattehöjningar har metodmässigt hanterats genom att bränslepriserna i de olika scenarierna korrigerats uppåt. I samtliga fem scenarier har den i ärendet sökta investeringsramen om 2,65 mdkr använts. För referensfallet har reinvesteringsutgiften beräknats uppgå till 440 mkr (i penningvärde dec 2022).

Med dessa utgångspunkter har fem olika lönsamhetskalkyler upprättats. "Troligt basfall", som av Göteborg Energi betraktas som det mest sannolika scenariot, ger ett nettonuvärde (NPV) på 1 239 mkr och en internränta (IRR) på 16,4%. Samtidigt uppgår den diskonterade återbetalningstiden i detta scenario till 12 år (inkl de 3 årens byggtid).

I figur 5 nedan illustreras risk- och känslighetsanalysen för "Troligt basfall" utifrån alkylerad investeringsutgift och driftnytta. Av diagrammet framgår att nettonuvärdet i scenariot "Troligt basfall" är något känsligare (linjernas lutning) för förändringar i driftnyttan än investeringsutgiften. Vid -10% lägre driftnytta (än det antagna ingångsvärdet på 389 mkr/år) blir NPV istället 930 mkr. Vid ett teoretiskt antagande om att investeringsutgiften i stället ökar med +30% (vilket för övrigt är utanför den sökta investeringsramen), så skulle BKV Rya fortfarande vara lönsam med ett NPV på 573 mkr. Som framgår av diagrammet tål scenariot "Troligt basfall" en försämring >30%, av antingen investeringsutgiften eller driftnyttan, utan att bli olönsamt vid den valda kalkylräntan på 9%.



Figur 6. Diagrammet visar förändring av nettonuvärdet för scenariot "Troligt basfall" i relation till simulerad procentuell förändring av antingen komponenten investeringsutgift eller driftnytta.

EBITDA, rörelseresultat före avskrivningar och räntekostnader, är för "Troligt basfall" beräknad till 389 mkr (år 2027). Efter avskrivningar och räntekostnader uppgår BKV Ryas resultatförbättring till 234 mkr. Om investeringsutgiften skulle öka med 30% (enligt resonemanget ovan) så sjunker resultatförbättring till 182 mkr. Motsvarande känslighetsanalys med 30% försämring av driftnyttan, ger ett EBITDA på 272 mkr och en resultatförbättring på 118 mkr efter avskrivningar och räntekostnad. Detta är dock fortfarande något högre än i det mest extrema scenariot "Fossil comeback".

I tabell 2 nedan redovisas en sammanställning över lönsamhetsanalys och resultat för de fem olika lönsamhetskalkylerna.

	Fossil comeback	Frid och fröjd	Troligt basscenario	Allt blir dyrt	Energikris 2022
Nettonvärde (NPV)	195 mkr	550 mkr	1 239 mkr	1 596 mkr	3 598 mkr
Internränta (IRR)	10,29%	12,49%	16,41%	18,31%	27,95%
Diskonterad återbetalnings tid (inkl. 3 byggår)	19,5 år	15,6 år	11,7 år	10,6 år	7,3 år
EBITDA (år 2027)	257 mkr	302 mkr	389 mkr	434 mkr	685 mkr
Periodens vinst/förlust (år 2027)	103 mkr	148 mkr	234 mkr	279 mkr	531 mkr

Tabell 2. Sammanställning av resultat från lönsamhets- och resultatanalys för Nya BKV Rya.

Bilaga 3. Risker och händelser

Riskenr.	Händelse/ Risk	Riskbedömning	S/K
1.	<p>Risk för överinvestering i produktionskapacitet</p> <p>(Dvs. risk för att investeringen i BKV Rya blir onödig produktionskapacitet pga. minskat värmebehov genom tex effektiviseringar, ökad spillvärmelieferans, varmare klimat eller lågt elpris med ökad konkurrens av värmepumpar etc.)</p>	<p>Inom 10-15 år behöver 60-70% (700MW) av fjärrvärmesystemets totala produktionskapacitet reinvesteras pga ålder. BKV Rya (140MW) är en av de första investeringarna att genomföras och utgör enbart en femtedel av den totala effekt som behöver ersättas.</p> <p>Med hänsyn till effektivisering och tillkommande last i stadsutvecklingen förväntas effektbehovet i fjärrvärmesystemet öka med ca 7% fram till år 2040 samtidigt som den årliga energilieferansen sjunker med 2%.</p> <p>BKV Rya startas direkt efter den återvunna värmen, som den första egna produktionsanläggningen i körordningen. I det fall att fjärrvärmebehovet minskar är det snarare någon av pannorna som kommer senare i körordningen som blir överflödiga och inte behövs. Eftersom förnyelsen av fjärrvärmesystemet är omfattande och kommer att pågå under lång tid finns goda förutsättningar att löpande anpassa ambitionen och den totala investeringsnivån med hänsyn till eventuella förändringar i tex effektbehov. I bästa fall kan investeringen i en sista spetslastpanna undvikas.</p> <p>I BKV Ryas lönsamhetsberäkning har en känslighetsanalys genomförts för ett scenario där fjärrvärmebehovet minskar med 10% (oavsett anledning). Investeringens lönsamhet minskar i ett sådant scenario med 91 mkr per år (23%).</p> <p>Mot bakgrund av ovan nämnda anledningar är risken för att BKV Rya inte behövs i det framtida fjärrvärmesystemet mycket liten.</p>	
2.	<p>Risk för att en minskad andel återvunnen värme</p>	<p>En stor andel återvunnen värme är en tillgång men också en risk i fjärrvärmesystemet. Om återvunnen värme försvinner behöver</p>	

	påverkar anläggningens lönsamhet.	<p>värmebortfallet kompenseras med egen produktion vilket då sker till en dyrare kostnad.</p> <p>Eftersom BKV Rya blir den anläggning i systemet som har den lägsta produktionskostnaden så kommer den också att bli den första egna anläggningen att starta när den återvunna värmen inte längre räcker till. I det fall återvunnen värme faller bort får anläggningen starta ännu tidigare och får då utökad driftstid. Utan BKV Rya i systemet får istället andra anläggningar med dyrare produktionskostnader startas för att kompensera för bortfallet.</p> <p>Eftersom BKV Ryas lönsamhet beräknas mot alternativet så ökar således den ekonomiska nyttan av investeringen vid ett bortfall av återvunnen värme.</p>	
3.	Risk för att regelverket för biobränslen förändras med påverkan på anläggningens användbarhet och lönsamhet.	<p>Flera förslag i EU-politiken syftar till att begränsa användning av biomassa för energiändamål, och även skogsbruk som sådant. Tak för bioenergianvändning och förbud mot stöd, är exempel på konkreta förslag i förhandlingarna. De konkreta effekterna på marknaden i Sverige, om sådana förslag blir verklighet, blir sannolikt högre priser på biomassa, som en följd av en minskad tillgång.</p> <p>Frågan förhandlas inom EU och inom kort torde inriktningen bli tydligare och konsekvenserna av ett eventuellt beslut blir då lättare att överblicka.</p> <p>Biobränslefrågan är en överlevnadsfråga för fjärrvärmens i Sverige varför ett negativt beslut blir en branschgemensam fråga att hantera.</p> <p>(BKV Rya använder upp till 50% returträ i bränslemixen. Returträ omfattas inte av denna risk då det är att betrakta som avfall.)</p> <p>Se bilaga 2 för scenarioanalys av hur högre biobränslepriser påverkar investeringens lönsamhet.</p>	
4.	Risk för att investering i elproduktion, (kraftvärme istället för hetvattenpanna)	Den flexibilitet mellan elproduktion och värme som BKV Rya innebär erhålls till en marginell tilläggskostnad. Kostnadsdrivande delar för elproduktion som ångturbin och elanslutning	

	<p>ger en oskäligt hög investeringskostnad och en försämrad lönsamhet för investeringen.</p>	<p>finns redan på plats och samutnyttjas genom integreringen med befintligt kraftvärmeverk.</p> <p>Alternativet att bygga en hetvattenpanna (flis) av samma storlek som BKV Rya och på samma plats bedöms ge en besparing på ca 10% på pannutgiften till följd av något enklare material. Kostnad för markentreprenad och bränslehantering påverkas inte och utgör ca 50% av den totala investeringsutgiften.</p> <p>Bedömningen är att investeringen i en hetvattenpanna på samma plats och med samma bränsle sannolikt skulle bli ca 90 mkr billigare att bygga men att den extra investeringsutgiften är försumbar i förhållande till det mervärde som den genererar.</p>	
5.	<p>Risk för att prisuppgång på biobränslen påverkar investerings lönsamhet.</p>	<p>Priset på flis och returträ har över tid klarat sig bättre mot prisuppgång än andra bränslen som tex gas, olja och pellets. En förklaring till detta är att flisen varit ett lokalt bränsle som ekonomiskt inte kunnat bära långväga transporter och konkurrera på den internationella marknaden.</p> <p>Bedömningen är att flis och returträ sannolikt kommer att stiga något i pris framöver men att andra bränslen kommer att ha samma utveckling. Eftersom lönsamheten för investeringen beräknas mot en investering i ett alternativt bränsle så kommer lönsamheten bestå även om bränslepriserna ökar.</p> <p>Utmaningen ligger snarare i den högre prisbilden för bränslen generellt som innebär ökade kostnader för fjärrvärmens och i slutändan ett högre fjärrvärmepris mot kund.</p> <p>Se bilaga 2 för scenarioanalys av hur högre biobränslepriser påverkar investeringens lönsamhet.</p>	
6.	<p>Risk för att förändrade elpriser påverkar nyttan av att investera i ny elproduktion</p>	<p>Elprisutvecklingen är svår att förutspå. Det är dock sannolikt att vi fortsatt kommer ha perioder då det kommer att vara mycket lönsamt att producera el.</p> <p>Lastprognoserna för eleffektbehovet i Göteborg visar på en brist på elkapacitet i storleksordningen 250 MW 2030 vilket kan påverka tillväxten och omställningen i staden.</p>	

		<p>Den lokala elproduktionen har således ett viktigt tomrum att fylla vilket inte bara bidrar till försörjningstryggheten i staden utan även till nya affärsmässiga möjligheter.</p> <p>Investeringen innebär vidare flexibilitet att kunna välja mellan värme och elproduktion. Vid normal maxlast produceras 140MW värme och 35 MW el. Om elproduktion inte är lönsamt kan man välja att "dumpa" ångan som normalt går genom ångturbinen för att istället bara producera värme (ca 170MW).</p>	
7.	<p>Risk för hög investeringskostnad till följd av lågkonjunktur och osäker marknad.</p>	<p>Marknadsförutsättningarna är osäkra och priserna på material och tjänster har stigit de senaste två åren. Investeringskostnaden kommer således att vara högre idag än om investeringen genomförts för bara några år sedan. Samtidigt har energikrisen med begränsad tillgång och stigande priser på gas gjort investeringen alltmer angelägen och ökat lönsamheten.</p> <p>Resultateffekten av investeringen beräknas vid normala omständigheter till ca 234 mkr per år vilket med marginal kompenseras för den prisuppgång som skett på marknaden.</p>	
8.	<p>Risk för att hårda emissionskrav i miljötilståndet påverkar projektets genomförbarhet, antalet anbud i upphandling och ökar investeringskostnaden.</p>	<p>Emissionskraven i miljötilståndet är hårda och ligger i det nedre intervallet för gällande BAT-slutsatser för stora förbränningsanläggningar.</p> <p>Projektet bedömer dock, i dialog med leverantörerna, att dessa villkor går att uppfylla med rätt reningsutrustning.</p> <p>Vidare är bedömningen att etablerade leverantörer kommer att lämna anbud men att villkor och kostnadsbild kan påverkas.</p> <p>En fullständig överblick av konsekvenserna går att få först vid anbudsutvärderingen vilken kommer att ske under hösten 2023.</p>	
9.	<p>Risk för att prövotidsvillkor i miljötilståndet innebär tillkommande investeringar i framtiden.</p>	<p>De emissionsvillkor som anges i miljötilståndet är provisoriska under en provotid av 2 år efter anläggningen tagits i drift. Under provotiden ska en utredning genomföras med syfte att fastställa slutliga villkor för anläggningen.</p>	

		<p>Anläggningen upphandlas på de villkor som anges i miljötillståndet och kommer således att vara anpassad att klara angivna nivåer.</p> <p>Göteborg Energi har överklagat delar av domen och eftersom ingen annan part valt att överklaga kan villkoren i ett framtida domslut inte bli sämre än de som redan meddelats. Meddelad dom har ett verkställighetsförordnande vilket innebär att tillståndet får tas i anspråk även om domen överklagats. Projektets tidplan påverkas därför inte av Göteborg Energis val att överklaga.</p>	
10.	<p>Risk för att ökad konkurrens och begränsad tillgång på biobränsle påverkar anläggningens framtida användbarhet och lönsamhet.</p>	<p>Det är mindre sannolikt att begränsningar i utbudet av biobränsle, till följd av förändringar i regelverket, skulle leda till en reell brist. De regulatoriska riskerna kopplade till bioenergi leder sannolikt till en minskad konkurrens om bioenergi på sikt, i och med att utvecklingen av avancerade biodrivmedel och grön kemi hämmas.</p> <p>Anläggningen är flexibel då både skogsflis och returträ kan användas. Vid brist på returträ kan mer skogsflis användas. I dagsläget finns stora volymer GROT som inte tas ut från skogen av kostnadsskäl. Risken för att biobränslet tar slut i praktiken bedöms därför som osannolik även om prisbilden sannolikt påverkas av en ökad efterfrågan.</p> <p>Det är dock inte självklart att BKV Rya tappar i konkurrenskraft om priserna stiger eftersom investeringens lönsamhet beräknas mot alternativa bränslen. Trots historiska prisvariationer på bränslemarknaden har relationen mellan fossila bränslen och biobränslen alltid varit bestående, även under energikrisen. Om priserna på biobränslen ökar är det därför mycket sannolikt att även de fossila bränslepriserna ökar, vilket innebär att anläggningen alltid kommer att vara den mest lönsamma anläggningen att köra.</p>	
11.	<p>Risk för ökad konkurrens om Returträ i staden</p>	<p>Returträflis, som mestadels består av återvunnet trä från rivning av byggnader, träpallar och byggvirke, är en avfallsklassad bränslefraktion som samlas in och hanteras av avfallsaktörerna i</p>	

		<p>regionen. En viktig aktör är stadens eget avfallsbolag Renova.</p> <p>Återvunnet returträ har till skillnad från restavfall (där avfallslämnaren betalar en avgift per ton lämnat avfall) ett marknadsvärde vilket innebär att Renova inte själv eldar dessa fraktioner utan säljer dem vidare. BKV Rya blir här en ny potentiell kund till Renova men konkurrerar inte om bränsle till Renovas avfallspannor.</p>	
--	--	---	--

Bilaga 4 Ordlista

Absorptionskyla	Teknik för kylproduktion där värmen nyttjas för att driva kylmaskinen.
BAT-slutsatser	Branschvisa slutsatser om vad som är bästa tillgängliga teknik. Innehåller krav på utsläppsvärden.
Bioångpanna	Anläggning som med biobränsle producerar överhettad ånga som kan användas till värme- och elproduktion
Biobränsle	Förnybara bränslen från biomassa tex restprodukter från skogsindustri
Distributionsnät för fjärrvärme	Ledningsnät som överför värme från produktionskällan och ut till kund
Distributionskapacitet	Hur mycket värme som en ledning klarar av att överföra från en plats till en annan.
Driftnytta	Kostnadsbesparing som investeringen genererar genom att ersätta befintliga anläggningar som använder dyrare bränslen
Effekt	Den mängd energi som används eller förbrukas i varje ögonblick. Mäts i watt (W).
Eleffektbehov	Den mängd energi som behövs i ett specifikt ögonblick (max eleffekt är det eleffektbehov som behövs när det är riktigt kallt och då förbrukningen är som högst)
Elkapacitet	Den möjliga maximala eleffekt som kan levereras/överföras via ledningsnät till ett specifikt område
Emissioner till luft	De utsläpp som en förbränningsprocess avger till luft efter rening tex kväveoxider, svaveloxider etc.
Förnybara bränslen	Bränslen som kommer från förnybara energikällor som vind sol, vatten, skog etc. Energikällorna tar inte slut utan är under ständig förnyelse.
GIS-utsökning	GIS = geografisk informations system där man kan göra utsökningar baserat på olika attribut. Används bland annat vid stadsplanering och visualisering av miljö- och klimatpåverkan.
GROT	Grenar, toppar etc dvs de avverkningsrester som blir kvar när stamveden tagits ut vid avverkning.
Hetvattenpanna	Förbränningsanläggning som producerar hetvatten för värmeproduktion
HP3	Hetvattenpanna 3 i Sävenäs

Klimatavtryck	Den totala mängden utsläpp av växthusgaser som tex en produkt, en person eller ett företag orsakar.
Klimatneutral	När den totala klimatpåverkan från en viss aktivitet har nettosumman noll. Det råder balans mellan utsläpp och upptag av koldioxid. Vid förbränning av trädränslen kompenseras utsläppet av det upptag som sker genom skogens fotosyntes.
Kraftvärme	En resurseffektiv förbränningsanläggning som producerar både el och värme.
Körordning	Den ordning som egna produktionsanläggningar startas vilket sker i ordning efter produktionskostnad dvs den anläggning som har lägst produktionskostnad startas först.
Nuanskaffningsvärde	Samma sak som återanskaffningsvärde dvs den utgift som företaget skulle få om man vid värderingstillfället skulle anskaffa en identisk eller likvärdig tillgång.
Produktionskapacitet	Det effektbehov som en anläggning maximalt kan producera
Returträ, RT-flis	Träavfall från exempelvis emballage, lastpallar, rivningsvirke etc.
Skogsflis	Flis som produceras av grot dvs grenar, toppar samt röjnings och gallringsvirke
Teknisk livslängd	Den tid som en anläggning är tekniskt funktionsduglig
Tillgänglighet	Den omfattning (%) som en anläggning är funktionsduglig för drift
Ångturbin	Utrustning som används för att omvandla ånga till elektricitet
Återvunnen värme	Värme som genererats som en biprodukt i en annan industriellverksamhet och som tagits tillvara i fjärrvärmesystemet