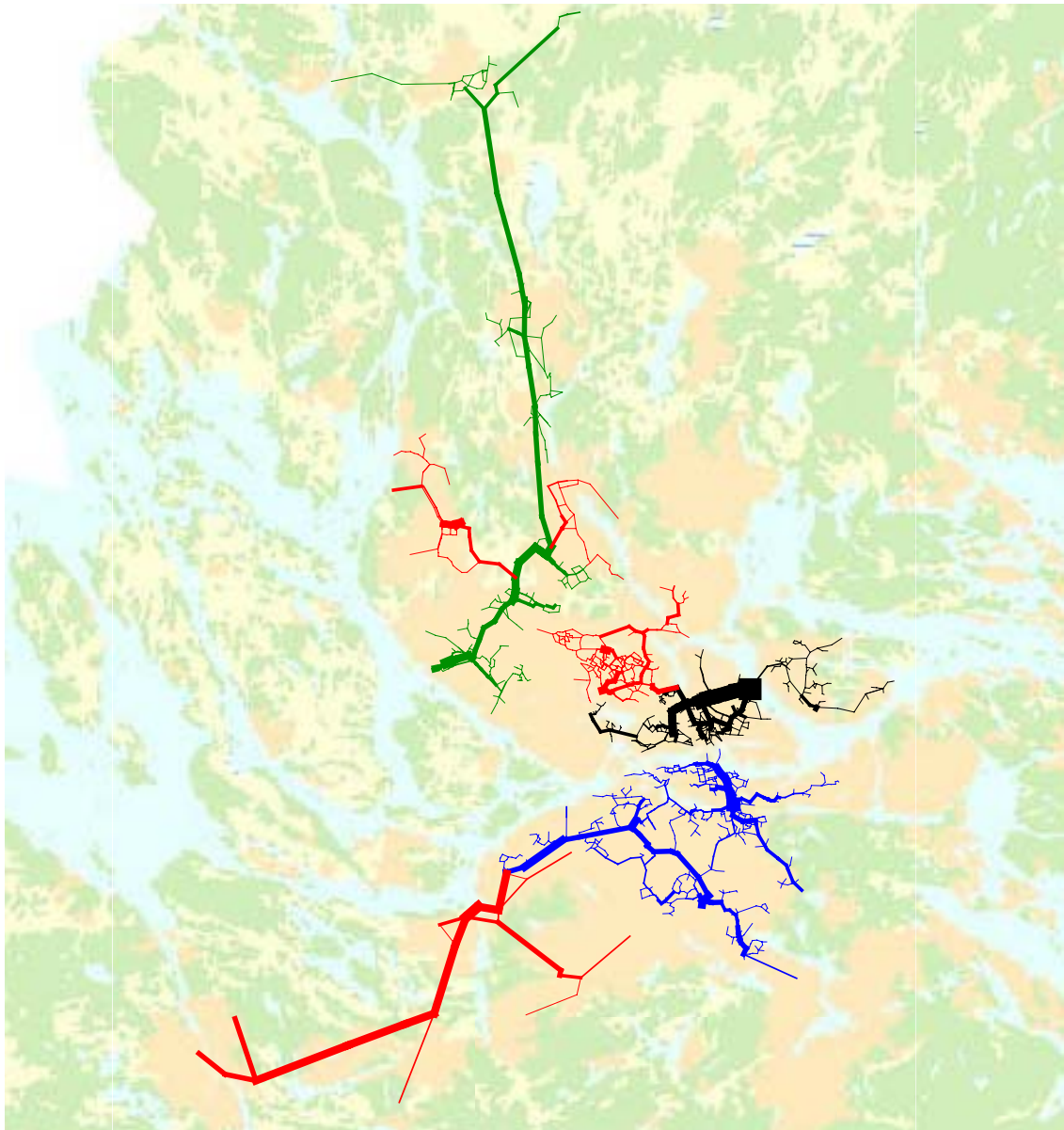


Möjlighetsstudie: Nätintegration Storstockholm



Copyright bakgrundskarta SBK/Lantmäteriet
HYDRORUM AB

AB Fortum Värme samägt med Stockholms stad
115 77 Stockholm
www.fortum.se
Telefonnummer: 08-671 70 00

Organisationsnummer: 556016-9095

Dokumentet är författat av Karin Djurberg (Fortum Värme) och Ola Rossing (HydroRam) i maj 2005. Projektet är samfinansierat av Fortum Värme och Stockholms stadsbyggnadskontor. Medel från miljömiljarden har givits projektet. Frågor besvaras av Karin Djurberg, 08-671 74 37.

INNEHÅLL

Sammanfattning	3
1 Bakgrund	5
2 Syfte	6
3 Tekniska förutsättningar	6
3.1 Flödeskapacitet i befintliga ledningsnät.....	6
3.2 Trycknivå i dagsläget för näten i Stockholmsområdet.....	8
3.3 Tryckhållning och expansionsvolymmer	9
3.4 Lämplig och möjlig trycknivå vid stor integration av alla fjärrvärmenät i Stockholm	10
4 Föreslagen systemlösning och lämpliga dimensioner	12
4.1 Delsträckor.....	12
4.2 Centrala - Södra	12
4.3 Hammarby - Högdalen	14
4.4 Västra - Centrala	15
4.5 Västra - Norrenergi.....	16
4.6 Säkerhet och sektionering.....	17
5 Distributionskapacitet för fem lokaliseringar av ny KVV	18
5.1 Förutsättningar.....	18
5.2 Brista.....	18
5.3 Hässelby.....	18
5.4 Värtan	19
5.5 Skarpnäck	19
5.6 Igelsta.....	19
5.7 Jämförelse mellan lokaliseringsalternativ	20
6 Slutsatser	21
6.1 Placering av ny KVV	21
6.2 Ihopkopplingsprincip Centrala - Södra	21
6.3 Vikigaste sammankopplingarna.....	21
7 Referenser	22

Sammanfattning

Sammankopplingar av fjärrvärmesystemen ökar flexibiliteten i produktionsmixen och minskar riskutsättningen för snabba förändringar av bränslepriser och skatter. Vid varje planerad sammankoppling bör lösningar eller försvåranden för andra tänkbara sammankopplingar i möjligaste mån undvikas, varför en långsiktig plan behövs. Denna studie har aktualiserats av de pågående diskussionerna med Stockholm stad om lokaliseringsmöjligheter för ny kraftvärmeproduktion, samt av den pågående förprojekteringen av en sammankoppling mellan Centrala och Södra nätet.

Av de i studien undersökta tänkbara lokaliseringarna för ett nytt kraftvärmeverk (Brista, Hässelby, Värtan, Skarpnäck och Igelsta) visar sig Värtan vara den i bästa platsen med hänsyn till distributionskapaciteten i Fortum Värmes fjärrvärmenät. Det är möjligt att distribuera både Centrala och Södra nätens behov av ny baseffekt från Värtan, medan distributionskapaciteten från t ex Brista endast räcker till Västra nätets behov av ny baslast.

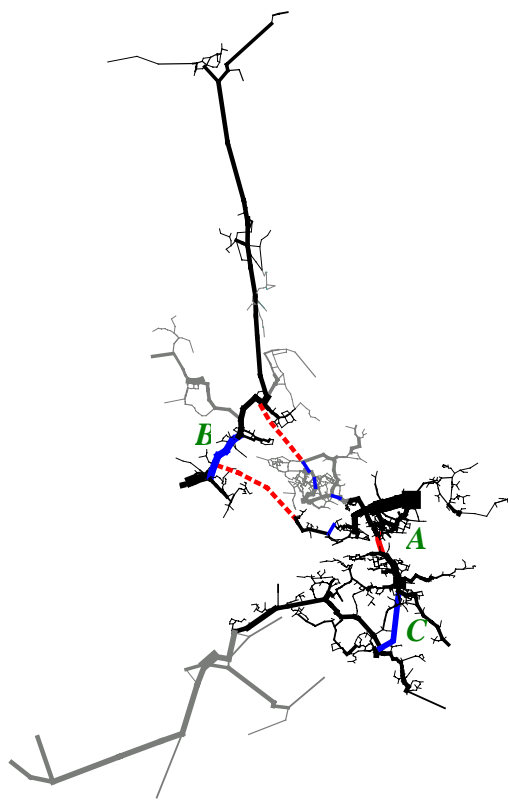
Av integrationsledningarna på kartan till höger är det tre ledningar som förefaller intressantare än andra, nämligen:

A: Sammanbindningsledningen Centrala-Södra ger en avsevärt mer flexibel bränslemix i Centrala och Södra nätet och mildrar olägenheterna av distributionsbegränsningen mellan Högdalen och Hammarby. Investering cirka 96 mkr.

B: Förstärkning av Hässelbyutmatningen ger en möjlighet att sänka framtemperaturen från Hässelbyverket med ökat elutbyte och minskade värmeförluster som följd. Befintlig ledning är i dåligt skick med höga drift- och underhållskostnader. Investering cirka 73 mkr.

C: Förstärkning Högdalen - Hammarby minskar produktionskostnaderna i Södra nätet. Investering cirka 76 mkr. (Eventuella förstärkningar mot Årsta tillkommer).

Teknikvalet för en eventuell sammankoppling mellan Centrala och Södra nätet avgörs troligen av att det blir betydligt billigare och enklare att skilja trycknivåerna åt vid den pumpstation som ändå måste byggas i anslutning till transteringsledningen än att lösa det svårare och dyrare alternativet att klossa upp delar av Centrala nätet och tryckväxla ackumulatorn vid Värtan. Vid en framtida sammankoppling med Västra nätet skulle dock en höjning av trycknivån i Centrala nätet kunna bli aktuell, eftersom en sammankoppling mellan Västra och Centrala nätet annars säkerhetsmässigt kompliceras av Centrala nätets låga tryckhållningsnivå, i kombination med den mycket starka tryckhållning som ackumulatorn utgör.



1 Bakgrund

I början på 1990-talet gjordes ett flertal studier på sammankopplingar av fjärrvärmenät i stockholmstrakten [1]. Trots att distributionsnäten i huvudsak är desamma som då har förutsättningarna i hög grad förändrats, dels på grund av att en del av näten faktiskt har kopplats ihop de senaste 10-15 åren, dels på grund av en förändrad tro om framtida bränsle- och elprisutveckling.

De sammankopplingar som har kommit till stånd de senaste 15 åren är:

- **1992: Hässelbynätet - Järfälla** byggdes ihop med en sammanbindning av dimension DN500 och kapaciteten är cirka 70 MW. Ledningen syftade till import av värmepumpbaserad värme från Järfälla till Hässelby, vilket också blev fallet under många år. Med dagens elpris exporteras istället kraftvärmebaserad värme från Hässelby till Järfälla. I samarbetsavtalet med Järfälla garanterades också 70 MW effektreserv till Västra nätet till och med 2006.
- **1997: Märsta - Upplands Väsby** byggdes ihop i och med att Bristaverket togs i drift. Ledningen byggdes av dimension DN600 efter att bland andra Stockholm Energi AB bidragit till kostnaderna för en dimensionsökning för att möjliggöra en framtida ökning av transitering av värme söderut.
- **1997: Centrala - Norrenergi** kopplades ihop via värmväxlare (70 MW) vid Karolinska sjukhuset för att möjliggöra ett energiutbyte. Inget avtal om effektreserv finns.
- **1999-2000: Hammarby - Högdalen** har varit sammanbundna med en ledning via Svedmyra sedan 1990. 1999-2000, i samband med beslut om ihopkoppling av Södra nätet och Söderenergi byggdes ytterligare två förbindelser. Näten är därmed idag sammanbundna via tre mindre ledningar med betydande distributionsbegränsningar.
- **1998: Lidingö - Centrala** förbands med en DN400 för att Lidingö skulle kunna försörjas med baseffekt från Värtan.
- **1999: Södra nätet - Skogås** byggdes ihop 1999.
- **1999-2000: Södra nätet - Söderenergi** kopplades ihop sommartid. Vintertid är nätens trycknivåer i dagsläget inte kompatibla och energiutbyte sker då genom att delar av Södra nätet sektioneras och försörjs via Söderenergi. Fortum Värme har avtal om 140 MW effekt från Söderenergi.
- **2004: Bristanätet - Hässelbynätet** sammanbands med en DN600-ledning mellan Väsby och Akalla och en värmväxlare i Akallaverket. Bristaverket fick därmed avsevärt längre drifttid. Ledningen har också en betydande effektnytta (100 MW). Kapaciteten är cirka 80 MW under vår/höst då överföringen är som störst. Förbindelsen är i dagsläget enkelriktad från Brista mot Hässelby.

Snabba förändringar av elpriser, bränslepriser och skatter innebär hastigt varierade produktionskostnader och lönsamheten för många av de ej genomförda ihopkopplingarna har bedömts för osäker.

Ihopkopplingar av fjärrvärmesystemen ökar dock generellt flexibiliteten i produktionsmixen och minskar därmed riskutsättningen för snabba förändringar av

bränslepriser och skatter. Investeringar i infrastruktur av detta slag måste också baseras på strategiska grunder såsom framtida marknad, politik och miljöhänsyn. Många nu olönsamma sammankopplingsalternativ kommer någon gång att vara strategiskt riktiga eller uppvisa lönsamhet. Därför bör man vid varje förverkligad sammankoppling i möjligaste mån tillse att den inte medför låsningar eller försvaranden för andra tänkbara sammankopplingar.

Det kan noteras att de sammankopplingar som gjorts mellan Fortum Värmes egna nät har utnyttjats betydligt mer än de sammankopplingar som gjorts mellan Fortum Värme och andra bolag, eftersom Fortum Värme då kan optimera produktionsutbyggnad och nätutnyttjande utan att vara beroende av andra bolag. De sammankopplingar som skett mellan Fortum och andra bolag har tenderat få ett minskat utnyttjande efter ett par år när respektive bolag optimerar sin egen produktion i första hand, på bekostnad av effektiviteten i det totala systemet.

2 Syfte

Denna studie har aktualiserats av de pågående diskussionerna mellan Fortum Värme och Stockholms stad om lokaliseringmöjligheter för ny kraftvärmeproduktion, samt av den pågående förprojekteringen av en sammankoppling mellan Centrala och Södra nätet.

Studien syftar till att ge

- ett underlag för bedömning av olika lokaliseringsalternativ i för ny kraftvärmeproduktion till Fortum Värmes fjärrvärmenät, samt
- förutsättningar för val av ihopkopplingsprincip mellan Centrala och Södra nätet.

Studien ger också ett underlag till för den långsiktiga strategin för distributionsnäten i Stockholm, vilka behöver ges en status som underlag för stadens planering.

3 Tekniska förutsättningar

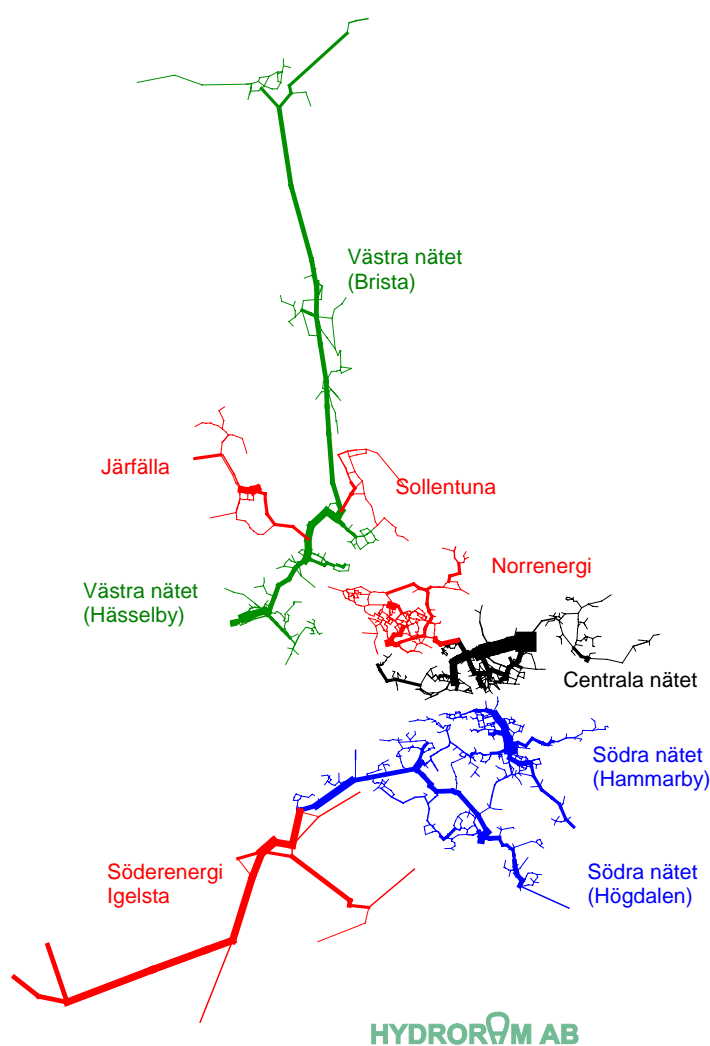
3.1 Flödeskapacitet i befintliga ledningsnät

I denna studie förutsätts att befintliga ledningsnät ska utnyttjas i möjligaste mån, vilket i hög grad ger vilka transiteringsflöden som kan bli aktuella. I de fall det finns uppenbara "flaskhalsar" i befintliga nät har lämpliga förstärkningar dimensionerats.

Kartan i figur 1 visar skalenliga tryckfallsberäkningsmodeller över Västra nätet (grönt), Centrala nätet (svart), Södra nätet (blått) och de ej Fortum Värme ägda näten Järfälla, Sollentuna, Norrenergi och Söderenergi (röda). Västra nätet består ur hydraulisk synpunkt sett av två nät (Brista och Hässelby) separerade av en värmeväxlare i Akalla. Södra nätet kan också sägas bestå av två delnät (Hammarby och Högdalen) med en betydande distributionsbegränsning emellan. Ledningarnas flödeskapacitet framgår av linjernas tjocklek.

Ledningarnas dimension och i viss mån längd avgör möjlig transitering. Stora transiteringsflöden genom ett distributionsnät medför ofta höga och mer varierande diffstryck till kundcentralerna, vilket kan kräva åtgärder i form av lokal diffstrycksänkning ute på nätet eller i kundanläggningarna.

Kartbilden nedan ger en översiktig möjlighet att jämföra ledningslängder (kostnader) och överföringskapacitet. Det som i sista hand begränsar hur långt ett fjärrvärmesystem kan bli är temperaturförlusterna. Vattnet måste ha tillräckligt hög temperatur när det kommer fram till kundanläggningarna. Avgörande för möjligheten att transitera långt blir således värmeförlusten, flödes hastigheten och vilken temperaturnivå som finns att tillgå från produktionsanläggningen. Lågtemperaturvärme från exempelvis värmepumpar är svår att transitera längre sträckor.



Figur 1: Modell över fjärrvärmenäten i Stockholmsområdet. Linjernas tjocklek motsvarar ledningarnas flödeskapacitet.

3.2 Trycknivå i dagsläget för näten i Stockholmsområdet

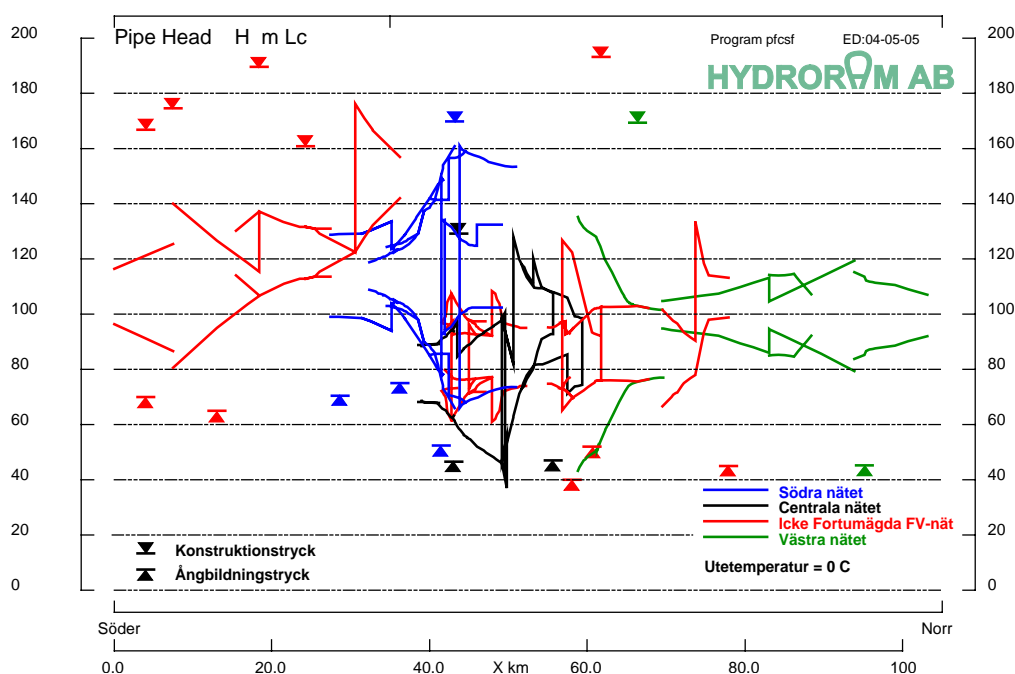
Fram- och returtryck (inre övertryck) i systemen begränsas ytterst av konstruktionstryck och ångbildningstryck. Även konstruktionstrycket i produktionsanläggningarna (ibland PN10) kan begränsa nätets medeltryck.

Konstruktionstrycket för rörsystemen är normalt PN16, det vill säga 16 bars inre övertryck. De flesta nät har en högre tryckklass i tunnelledningar. De riktigt djupt belägna ledningssträckorna i Centrala nätet är av tryckklass PN20 eller 25, men en stor del av ledningsnätet på 20 till 30 meters djup håller endast PN16. Centrala nätet är det enda nätet i Stockholmsområdet som i dagsläget inte klarar 16 bar (öh).

Konstruktionstrycket i produktionsanläggningarna är inte lika standardiserade som i distributionsnäten. För att en pannkrets skall kunna vara inkopplad på ett gemensamt system måste den tåla systemets medeltryck. Övriga pannor måste växlas av eller köras i sektionerade delnät.

Förutom Centrala nätet ligger Hässelbynätet och Norrenergis nät på en lägre trycknivå än den ur distributionssynpunkt optimala. I Hässelbynätet begränsas trycket av tillåtet tryck i befintliga ackumulatörer i Hässelbyverket till högst 87 mvp (öh) som medeltryck i Hässelbyverket. I Norrenergis nät utgörs begränsningen av tryckklassen på expansionskärlet i Solna, vilket begränsar returtrycket uppåt till knappt 60 mvp (öh).

Larmgränser och tryckhöjd vid ett normaldriftfall för samtliga stora nät i Stockholm framgår ur tryckhöjdsdiagrammet nedan.



Figur 2: Larmgränser och beräknade tryckhöjder (öh) vid utetemperatur 0°C för fjärrvärmesnäten i Stockholm.

3.3 Tryckhållning och expansionsvolymer

En symmetrisk hydraulisk layout med tryckhållning och pannkretsar (vid medeltrycksnivå) mellan fram- och returpumpar som pumpar lika mycket är i det närmaste en förutsättning för att bygga långa och säkra fjärrvärmesystem. Vid pumpstopp strävar då fram- och returtryck mot medeltryck och det finns således god marginal för de svängningar kring tryckhållningstrycket som uppstår vid det transienta förloppet. Systemet blir därmed mycket säkert ur tryckslagssynpunkt.

Fjärrvärmenäten i Stockholmsregionen har olika trycknivåer och principer för tryckhållning. Hässelbynätet (inklusive Järfälla och Sollentuna), Bristanätet, Södra nätet och i viss mån Igelstanätet har centrerad tryckhållning. Tryckhållningen sker mellan fram- och returpumpar och nätets medeltryck är i stort sätt oberoende av nätlasten. Om man ser till att även tryckstegringar i distributionsnätet är centrerade (det vill säga att det alltid finns både fram- och returpump som pumpar lika mycket) är dessa system förhållandevis enkla att koppla samman ur drifts- och säkerhetssynpunkt.

Centrala nätet och Norrenergis nät har tryckhållning i returstammen i Värtaverket respektive Solnaverket. Värtaverket tryckhålls av den atmosfäriska ackumulatören som håller returtrycket på cirka 45 mvp (ö). En ackumulator ger en mycket stark tryckhållning och om man vill behålla den direktkopplade ackumulatören kommer Centrala nätet således ha en mycket stark tryckhållning på returtryck på nivå 45 mvp (ö). I Solna sker tryckhållningen med ett trycksatt expansionskärl med begränsad möjlighet att hålla fast returtrycket vid snabba tryckförändringar, vilket ger en mjukare (svag) tryckhållning. Det finns inga hinder för en symmetrisk tryckhållning på en högre nivå i Norrenergis nät och produktion bortsett från det befintliga expansionskärl.

Alla delar av fjärrvärmesystemet (komponenter i produktionsanläggningar och distributionsnät) skall vid alla tillfällen (normala driftsfall eller i samband med pumpstopp/ventilmanövrar) ha en tillåten och acceptabel trycknivå, det vill säga aldrig tryck över konstruktionstryck och aldrig under ångbildningstryck. Detta uppfylls i dagsläget inte av Söderenergis nät och Centrala nätet, där man når ångbildningstryck i högt belägna delar av systemet vid exempelvis pumpstopp. I Centrala nätet finns ett antal tryckklockor för att begränsa risken för skador på nätet på grund av ångbildning vid pumpstopp. För Söderenergi diskuteras åtgärder för att göra nätet säkert vid pumpstopp, så att Söderenergi och Södra nätet ska kunna vara hydrauliskt ihopkopplade året runt utan risk för att eventuella ångslag från Söderenergi orsakar skador i Fortum Värmes nät. De åtgärder som krävs i Söderenergis nät är att Tumba pumpstation byggs om så att den blir symmetrisk samt att Igelstaverkets fram- och returpumpar skall drivas symmetriskt. Dessutom måste temperaturen i en oljepanna i Huddinge sänkas för att undvika risk för ångbildning. Föreslagna åtgärder enligt ovan kostar ett par miljoner kronor och möjliggör att Söderenergi direktkopplas med Fortum Värmes Södra nät hela året.

Tryckhållning och expansionsvolym ses ofta som problematiskt vid större nät-sammanslagningar. Expansionskärlen är dimensionerade för ett delsystem. När systemen slås samman, ibland med transiteringar med stor vattenvolym, ökas nät-volymer så att expansionen inte kan tas upp i ett av expansionskärlen. Det finns inget

som hindrar att ha flera samverkande expansionskärl inkopplade samtidigt, om systemlayouten är strikt symmetrisk. Detta är redan verklighet i Södra nätet där både Hammarby- och Högdalenverket har expansionskärl (med ångkudde) inkopplade samtidigt.

Alternativt kan tryckhållning/expansion skötas med pumpning, vilket är fallet i exempelvis Göteborgs fjärrvärmenät. Den största reservoaren med spädvatten i regionen är ackumulatören i Värtan, vilken i princip skulle ha en tillräcklig expansionsvolym för alla nät i regionen.

3.4 Lämplig och möjlig trycknivå vid stor integration av alla fjärrvärmenät i Stockholm

För att koppla samman alla systemen i regionen utan värme- eller tryckväxling måste alla systemen ha en centrerad tryckuppsättning. Ur drift- och säkerhetssynpunkt är det helt avgörande att alla ingående system uppför sig symmetriskt i den gemensamma stamledningen. Att enstaka ledningsgrenar pumpas enbart i fram- eller returström gör inte så mycket, men den gemensamma stamledningen som sammanbinder hela nätet måste vara strikt symmetrisk, vilket även inbegriper att alla fram- och returpumpspår skall vara förreglade så att de vid en eventuell tripp stoppar gemensamt. Detta bör vara ett absolut krav som inte får förbigås av något av de många energibolag som ingår i en större integration. Systemet bör också förses med en övergripande sektioneringsplan.

En lämplig nivå för medeltrycket med hänsyn till områdets topografi och ledningarnas tryckklass är ca 110 till 120 mvp (öh). Med denna trycknivå finns ett rimligt pumputrymme både uppåt mot 16 bar och neråt mot ångbildning.

Bristanätet och Södra nätet har en symmetrisk layout i dagsläget och kan köras vid passande trycknivå. Norrenergis nät har i dagsläget en begränsning på maximalt returtryck på 60 mvp (öh) och expansionskärlet inkopplat på returströmmen. Vid en sammankoppling kopplas expansionskärlet ur och systemet bör kunna drivas vid ett medeltryck av 115 mvp (öh). De åtgärder som planeras i Söderenergi (se föregående kapitel) ger symmetrisk tryckhållning på 115 mvp (öh). Västra nätet är symmetriskt, men för att höja Hässelbynätets medeltrycknivå till 115 mvp (öh) måste ackumulatörerna kopplas ur eller placeras cirka 25 meter högre eller ersättas av nya ackumulatörer med en högre tryckklass. Ackumulatorvolymen är 6900 m³ och kärlet är inte möjligt att klassa upp. Det är svårt att beräkna värdet av ackumulatörer, ett mått kan vara hur mycket installation av motsvarande ackumulatorvolym med rätt tryckklass beräknas kosta. I samband med val av systemlösning för ihopkopplingen mellan Brista och Hässelby uppskattades nyinstallation av motsvarande ackumulatorvolym kosta cirka 40 mkr. Ackumulatorvolymen i Västra nätet är i dagsläget i underkant.

I princip kan alltså alla systemen utom Centrala nätet drivas vid önskad medeltrycknivå om man kopplar ur befintliga ackumulatörer i Hässelbynätet. Huruvida man bedömer nyttan av att lägga Hässelbynätet på gemensam trycknivå med övriga nät större än värdet av befintliga ackumulatörer beror på de nackdelar tryck/värmeväxling skulle få i de aktuella ihopkopplingsalternativen med avseende på beräknade distributionsbegränsningar och temperaturförluster för vald systemlösning.

Det finns två orsaker till att det är mycket svårt att höja trycknivån i Centrala nätet:

- **Tryckklass PN16 på nivåer minus 20-30 meter (öh):** Stora delar av ledningsnätet i tunnarna ligger djupt. Kostnaden för att klassa upp dessa nätdelar till PN20 skulle bli mycket hög då det rör sig om hundratals armaturer, kompensatorer och fixar. Det kan även vara svårt att få fram dokumentationen på själva ledningarna. För en exakt kostnadsuppskattning krävs en inventering, vilket inte har gjorts. En mycket grov uppskattning av kostnaden för att klassa upp nätet är 100 - 300 mkr [Ralf Johansson, december 2004].
- **Akkumulatorn:** Värtans ackumulatör är atmosfärisk och håller 45 mvp (öh) och måste i så fall tryckmässigt avskiljas från övriga nätet med värme-/tryckväxlare eller avstängning. Även om nyttan med ackumulatören är svår att beskriva i ekonomiska termer så vore det till stor nackdel för produktionen i Värtaverket om den stängdes av. En värmewäxling skulle medföra betydande temperaturförluster och att tryckväxla ackumulatören bedöms som en säkerhetsmässigt tveksam lösning.

Slutsatsen är att det troligen skulle bli avsevärt dyrare att höja Centrala nätets trycknivå än att välja en systemlösning som medger olika trycknivåer i Centrala nätet och övriga nät.

Då fjärrvärmenät kopplas ihop med transiteringar behövs oftast minst en pumpstation i anslutning till transiteringen och merkostanden för att även klara av en tryckväxling i denna pumpstation behöver inte bli så stor.

Teknikvalet för en eventuell sammankoppling mellan Centrala och Södra nätet avgörs troligen av att det blir betydligt billigare och enklare att tryckväxla/värmewäxla vid den pumpstation som ändå måste byggas i anslutning till transiteringsledningen än att lösa det svårare och dyrare alternativet att dels klassa upp delar av centrala fjärrvärmenätet och dels tryckväxla ackumulatören.

Vid en eventuell framtida ihopkoppling mellan Västra och Centrala nätet kommer man därmed återigen att behöva ta ställning till frågan om vilken trycknivå näten bör läggas på. Då Centrala nätet rustas upp eller byggs om till följd av ledningsomläggningar bör man alltid se till att klara 15 bar relativt nollplanet, för att inte göra en framtida höjning av trycknivån ännu svårare att genomföra.

4 Föreslagen systemlösning och lämpliga dimensioner

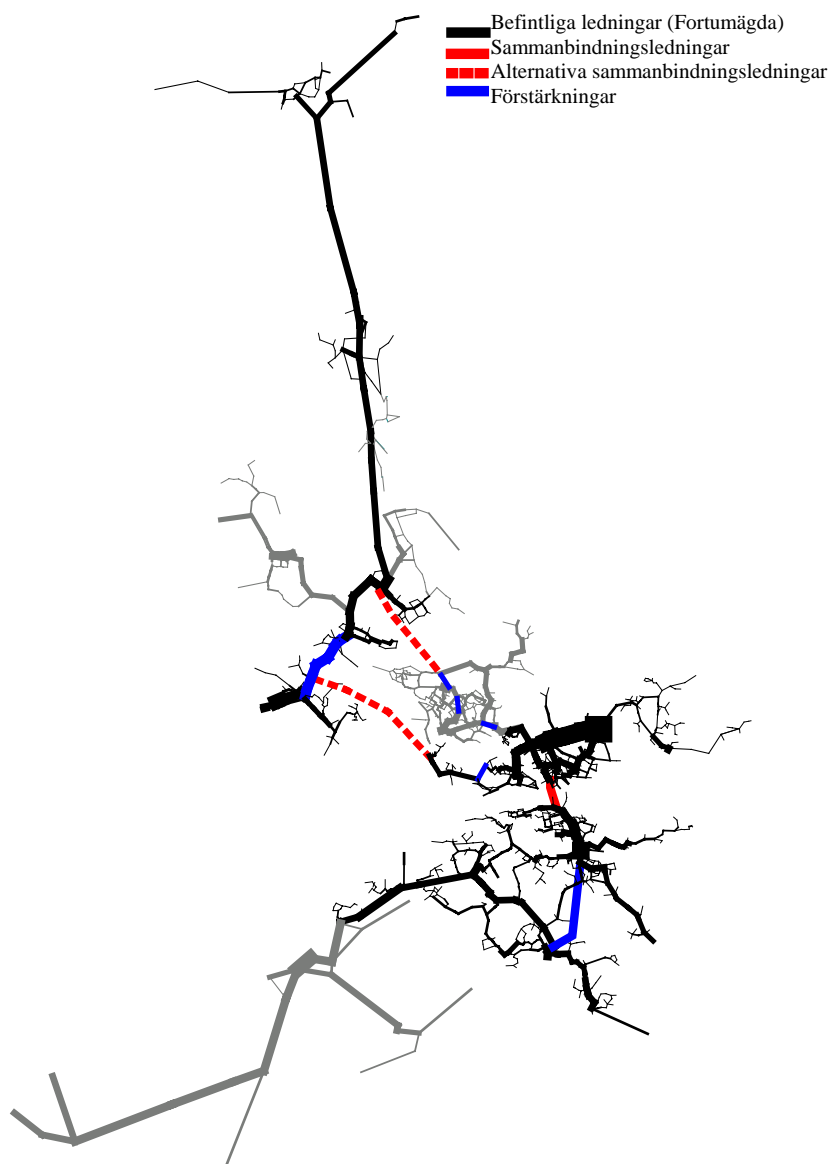
4.1 Delsträckor

Med hänsyn till kapaciteten i befintliga distributionsnät har en dimensionering av sammanbindningsledningar mellan alla större fjärrvärmesystem i stockholmsregionen gjorts. Föreslagen systemlösning framgår av kartan till höger.

Transiteringskapaciteten i de föreslagna ledningarna är beroende av trycknivåerna i befintliga nät, vilket i sin tur är beroende av var produktion sker samt aktuell utetemperatur.

4.2 Centrala - Södra

Sammankoppling mellan Centrala och Södra (heldragen röd linje på kartan till höger) är den enda sammankopplingen som förefaller lönsam med dagens produktionsmöjligheter. Anläggningsparken i Centrala och Södra näten är mycket olika, vilket kan ge väsentliga skillnader i produktionskostnad mellan näten. Investeringen uppskattas till 96 mkr och en mer detaljerad ledningssträckning framgår av kartan i figur 4 på nästa sida. [2]

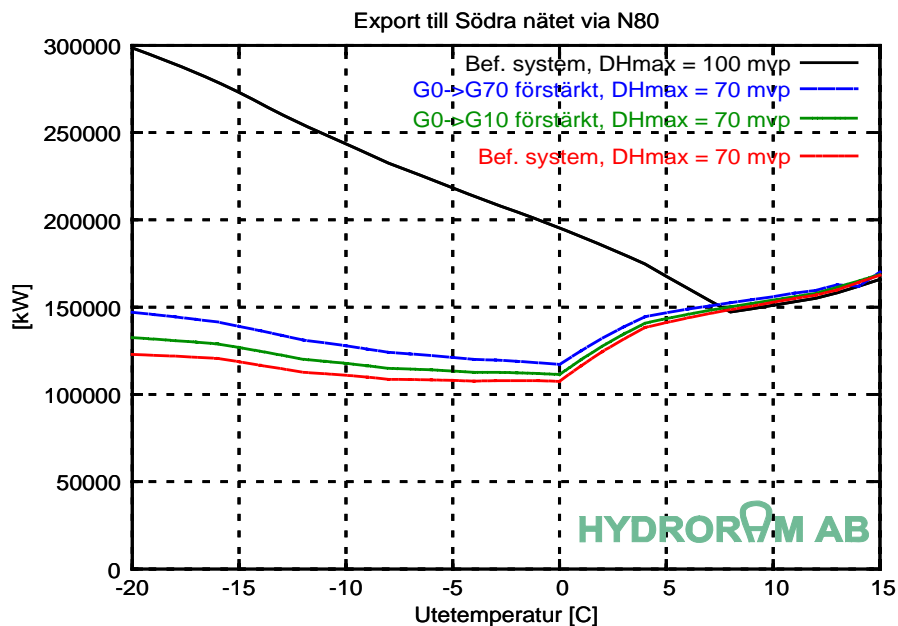


Figur 3: Möjliga ledningssträckningar vid total integration i Storstockholm [HydroRam]



Figur 4: Karta över föreslagen ledningssträckning för sammanbindningsledning Centrala - Södra

Centrala nätet är ur distributionssynpunkt starkt och det går att transiterar betydande flöden från Centrala nätet till Södra. Transiteringskapacitet till Södra nätet vid varierande utetemperatur framgår av diagram nedan.



Figur 5: Beräknad transiteringskapacitet genom Centrala nätet till Södra före och efter ombyggnad G0 till G10 respektive G10-G70 samt med 10 bar tillåtet difftryck och befintliga dimensioner.

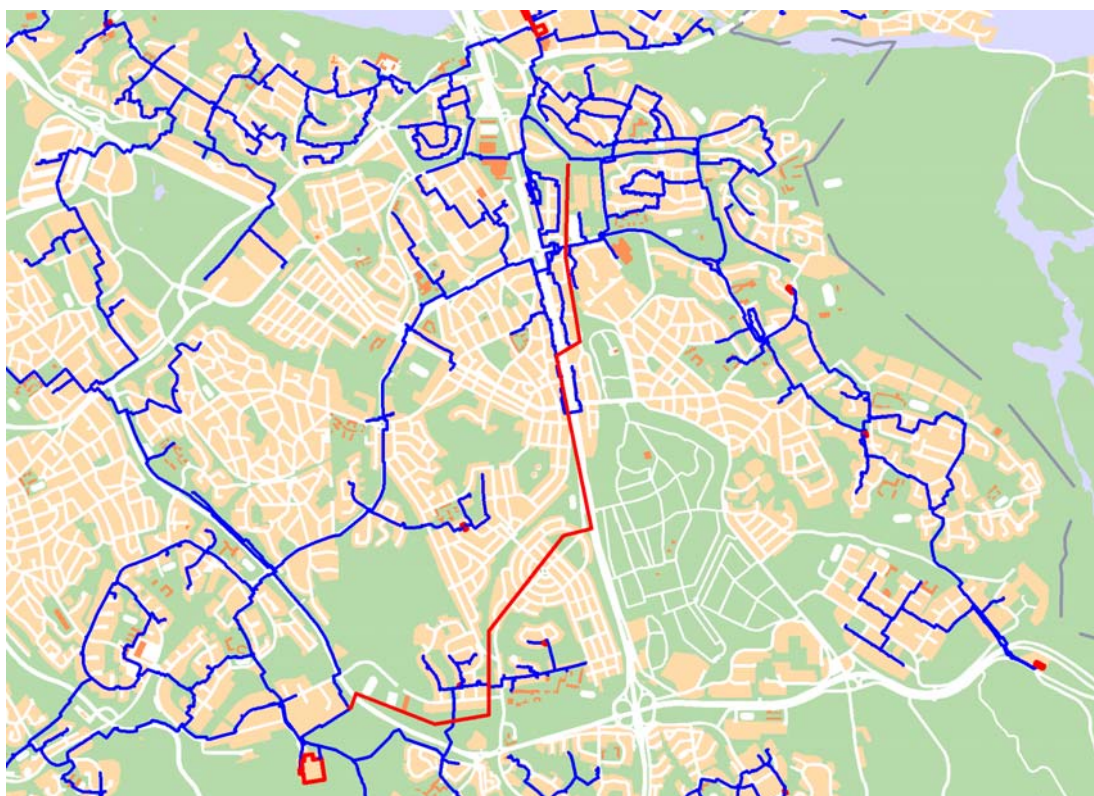
Eftersom det inte är möjligt att höja trycknivån i Centrala nätet till erforderlig nivå i Södra nätet måste ihopkopplingen sannolikt ske med tryck- eller värmewäxlare. Båda alternativen är möjliga och utrymme finns. Sammanbindningsledningen bör byggas av dimension DN700 med hänsyn till kapaciteten i befintligt ledningsnät. Med den föreslagna sammanbindningen erhålls även tillräcklig transiteringskapacitet för att en stor del av Södra nätets behov av ny basproduktion skulle kunna tillgodoses från ett

nytt kraftvärmeverk lokaliserat i Värtan. En noggrannare studie av kostnad och tillvägagångssätt för sammanbindning Centrala - Södra pågår. Vid en framtida höjning av difftrycket till 10 bar från Värtaverket krävs åtgärder för att begränsa difftrycket för kunder nära verk som annars kan drabbas av störningar.

Möjligheten att transiterar värme från Högdalenverket till Centrala nätet begränsas av distributionsnätet mellan Högdalen och Hammarby. Från Hammarby till Centrala nätet är transteringskapaciteten god.

4.3 Hammarby - Högdalen

Det finns betydande distributionsbegränsningar mellan Hammarby och Högdalen, vilket framgår tydligt då ledningarnas flödesarea ritas på karta enligt figur 3 ovan. I dagsläget medför dessa begränsningar merkostnader för fjärrvärmeproduktionen med några miljoner kronor per år. En rejäl förbindelse mellan Hammarby och Högdalen har utretts flera gånger, bland annat i samband med tunnelprojekt med lämplig sträckning. Det visade sig dock bli mycket kostsamt att få förlägga ledningar i planerad tunnel, varför kostnad för en markförlagd ledning med sträckning enligt kartan nedan tagits fram. Den markförlagda ledningen behöver dock troligen kompletteras med en förstärkning mot Årsta. Investeringen för markförlagd ledning mellan Hammarby och Högdalen uppskattas till 76 mkr, exklusive förstärkningar i Årsta [4]. Produktionsnyttan i dagsläget uppskattas till ett par miljoner per år och kan inte motivera ett sådant projekt. Förändrade produktionskostnader eller möjlighet till mer produktion i Högdalen kan dock snabbt göra denna ledning mera lönsam. För närvarande pågår en studie på mindre förstärkningar i nätet för att minska distributionsbegränsningarnas påverkan på produktionen i Södra nätet.



Figur6: Möjlig ledningssträckning för förstärkning mellan Hammarby och Högdalen [5].

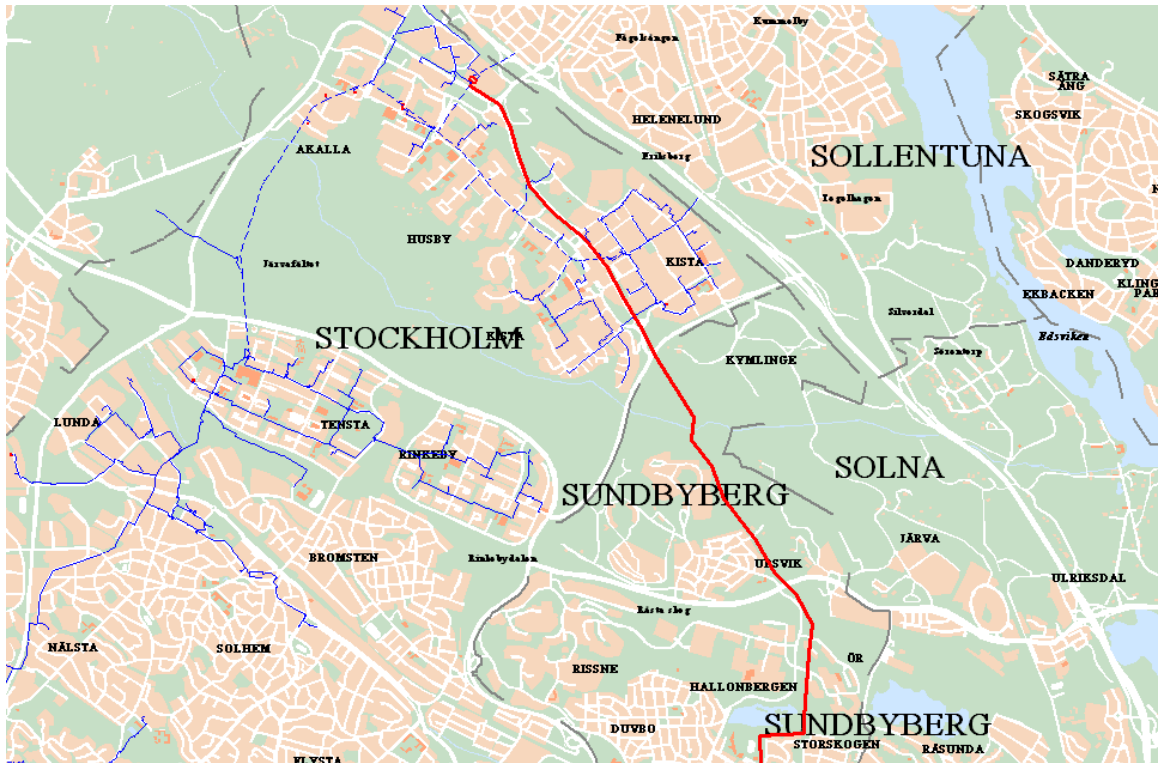
4.4 Västra - Centrala

Centrala nätets låga tryckhållningsnivå, i kombination med den mycket starka tryckhållning som ackumulatorn utgör, gör det olämpligt att koppla ihop Västra nätet med Centrala via Bromma, även om värmeväxlare eller tryckväxlare används. Anledningen till detta är att trycket i Centrala nätets ytterkanter svänger mycket kraftigt vid exempelvis pumpstopp. Dessa svängningar dämpas i dagsläget med tryckklockor på strategiska punkter, men en flödesökning genom nätet skulle orsaka än kraftigare svängningar vid pumpstopp och risken för skador på grund av ångbildning ökar då. En värmeväxlarstation eller tryckväxlarstation innehåller också pumpar, vilka ytterligare ökar risken för skador på grund av ångbildning. Om Centrala nätet ligger kvar med sin starka returtryckhållning vore en ihopkoppling mellan Centrala och Västra nätet via Norrenergi ur teknisk synpunkt att föredra. En koppling via Norrenergi ger dock inte samma kapacitet och gör Fortum Värmes produktionsoptimering beroende av ett externt bolag.

Vid en ihopkoppling mellan Västra och Centrala via Bromma behövs förstärkningar på Kungsholmen för att transitering mot Västra nätet ska vara möjlig. Hur stor transitering som är möjlig från Västra till Centrala beror av var effekten produceras, samt nämnda förstärkningar på Kungsholmen och utbyggnad i Bromma. Först när detta är klarlagt kan ledningen slutgiltigt dimensioneras. Sannolikt utfall av en sådan dimensionering är DN500 eller DN600. Med tanke på strävan att på sikt integrera näten alltmer bör sannolikt DN600 väljas.

I dagsläget finns ingen överkapacitet i produktionen i Västra nätet. För att få någon nytta av transiteringsmöjlighet från Västra till Centrala krävs att man bygger en ny anläggning som är tillräckligt stor för Västra nätets behov *och* transitering till Centrala. En lokalisering i Brista begränsar storleken på en ny KVV till dryga 60 MW_{värme}, se vidare kapitel 5.2. En anläggning av denna storlek är ungefär lagom för Västra nätets behov av utökad basproduktion. För att det ska bli intressant med transitering till Centrala nätet krävs därmed en lokalisering av ytterligare basproduktionskapacitet i Hässelbyverket. I detta läge kan distribuerad effekt från Hässelby ökas i princip motsvarande det som transiteras till Centrala. Vissa förstärkningar kan dock krävas på befintligt nät mellan Hässelbyverket och Bergslagsplan. Kapaciteten för en DN600-ledning vid maximal pumpning blir cirka 80-100 MW. I båda fallen krävs troligen förstärkningar på Kungsholmen, vilka dock inte närmare beräknats.

Investeringskostnaden för en ledning från Västra nätet till Bromma (cirka 7,2 km) med sträckning enligt kartan nedan uppskattas 106 mkr för DN600 [6]. Förutom ledningen krävs minst en pumpstation, kostnaden för denna uppskattas grovt till 20-30 mkr. Vill man kunna transitera år båda hållen krävs två pumpstationer, alternativt en grövre ledning och en pumpstation "på mitten". Teknisk lösning för en säker ihopkoppling av Västra och Centrala har inte tagits fram, eftersom denna är beroende av vilka effekter som önskas transiteras. Om värme- eller tryckväxlarlösningen inte kan integreras med någon av de nya pumpstationerna kan det åter bli intressant att se över möjligheten att höja trycknivån i Centrala nätet. Investering för detta tillkommer i så fall. Investeringar för förstärkningar på Kungsholmen är heller inte medräknade.



Figur 8: Möjlig ledningssträckning mellan Akallaverket och Sundbybergverket.

4.6 Säkerhet och sektionering

Allteftersom fjärrvärmenäten växer ökar behovet av fungerande sektioneringssystem, så att inte driftstörningar slår ut en alltför stor del av systemet. Höga flödes-hastigheter i långa, grova ledningar ökar också risken för att en eventuell felmanöver ska orsaka otillåtna tryck. Ihopkoppling via värmeväxlare brukar anses som säkrare, och är enklare och begripligare för operatörerna. Värmeväxlare ger dock en temperaturförlust som i sin tur medför en högre produktionskostnad i form av minskat elutbyte i mottrycksanläggningar samt lägre värmefaktor på värmepumpar och en minskad distributionskapacitet. Utgångspunkten i denna studie har varit att hålla systemverkningsgraden så hög som möjligt och därför har värmeväxlare i möjligaste mån undvikits genom att varje ingående delsystem gjorts hydrauliskt säkert före ihopkoppling. Mellan och inom systemen ska ett fungerande system för nödsektionering finnas. Vid läcksökning kan systemen sektioneras och köras separat ett par dygn.

5 Distributionskapacitet för fem lokaliseringar av ny KVV

5.1 Förutsättningar

Distributionskapaciteten är av avgörande betydelse för val av storlek och lokalisering av ny kraftvärme. De fem lokaliseringar som här studerats är Brista, Hässelby, Värtan, Skarpnäck och Igelsta. Fortum Värme har anläggningar på alla dessa platser utom Igelsta, där befintlig produktionsanläggning ägs av Söderenergi. Brista och Igelsta ligger långt från huvuddelen av kunderna och ledningen mellan respektive anläggning och fördelningsnät kan ses som en mer renodlad transiteringsledning där övertemperatur kan användas. Hur mycket övertemperatur som är optimalt med hänsyn till produktionsanläggningens storlek, prestanda (alfavärde) och distributionskapaciteten har inte närmare utretts här, men för att alfavärdet inte ska försämrats alltför mycket har här antagits att endast 10°C högre framtemperatur än normalt används i Brista och Igelsta. De andra anläggningarna har kunder "inpå knuten" varför man önskar kunna köra normal framtemperatur från dessa.

För att kunna jämföra de olika lokaliseringalternativen har distributionskapaciteten beräknats vid en utetemperatur på 0°C. Denna utetemperatur har valts för att bas- och mellanlastanläggningarna i samtliga nät då går fullt, samtidigt som driftläget har lång varaktighet. Lägre utetemperatur ger en högre distributionskapacitet dels på grund av att nedkylningen, dvs skillnaden mellan framtemperatur och returtemperatur, ökar, dels på grund av att kundbehoven nära produktionsanläggningen ökar så att effekten inte behöver distribueras så långt. Högre utetemperatur minskar distributionskapaciteten.

5.2 Brista

Ledningen från Bristaverket till Akallaverket har få avstick och dessa är förberedda för shuntning. För att öka transiteringskapaciteten kan därför övertemperatur användas utan olägenhet för fjärrvärmekunderna. I dagsläget produceras cirka 105 MW vid 0°C utetemperatur. Beräknad distributionskapacitet med 10°C övertemperatur är drygt 160 MW, vilket ger ett utrymme på cirka 60 MW för ytterligare basproduktion i Brista vid denna utetemperatur. Med normal framtemp kan cirka 40 MW mer än dagens produktion distribueras vid 0°C.

5.3 Hässelby

I dagsläget måste övertemperatur användas för att klara distributionen från Hässelbyverket. Den förhöjda temperaturen orsakar försämrat alfavärde och ökade värmeförluster. Byts den 30 år gamla DN600-ledningen mellan Bergslagsplan och Tensta mot en DN800-ledning ökar distributionskapaciteten så att man skulle kunna sänka framtemperaturen till den normala kurvan och ändå öka utmatningen med cirka 30 MW jämfört med dagens produktion vid 0°C.

Byggs transiteringsledningen till Centrala nätet via Bromma ökar distributionskapaciteten från Hässelbyverket väsentligt.

5.4 Värtan

Värtaverket ligger ur distributionssynpunkt mycket bra till för en ökad basproduktion. Centrala nätet är starkt och man klarar i dagsläget distributionen med normal framtemperatur och låga difftryck. Vid 0°C produceras cirka 580 MW för Centrala nätets behov i Värtan, samt ibland 70 MW för export till Norrenergi. Ökas difftrycket till 10 bar så kan ytterligare cirka 205 MW distribueras varav 5 MW utgörs av en ökning från 70 till 75 MW till Norrenergi. Utrymmet för ökad basproduktion är dock större än nämnda 205 MW, eftersom en del av den nya basproduktionen är ämnad att ersätta en del av befintlig relativt dyr produktion i Värtaverket. En ny anläggning i Värtan skulle ur distributionssynpunkt kunna byggas så stor som cirka 300 MW_{värme} [3] med antagen körordning enligt dagens förutsättningar.

5.5 Skarpnäck

I Skarpnäck produceras normalt ingen effekt alls vid 0°C. Möjlig distributionskapacitet beräknas till 80 MW vid normal framtemperatur förutsatt att en pumpstation byggs ungefär halvvägs mellan Skarpnäck och Hammarby. Förstärks nätet mellan Skarpnäck och Hammarbyverket kan distributionen från Skarpnäck ökas väsentligt.

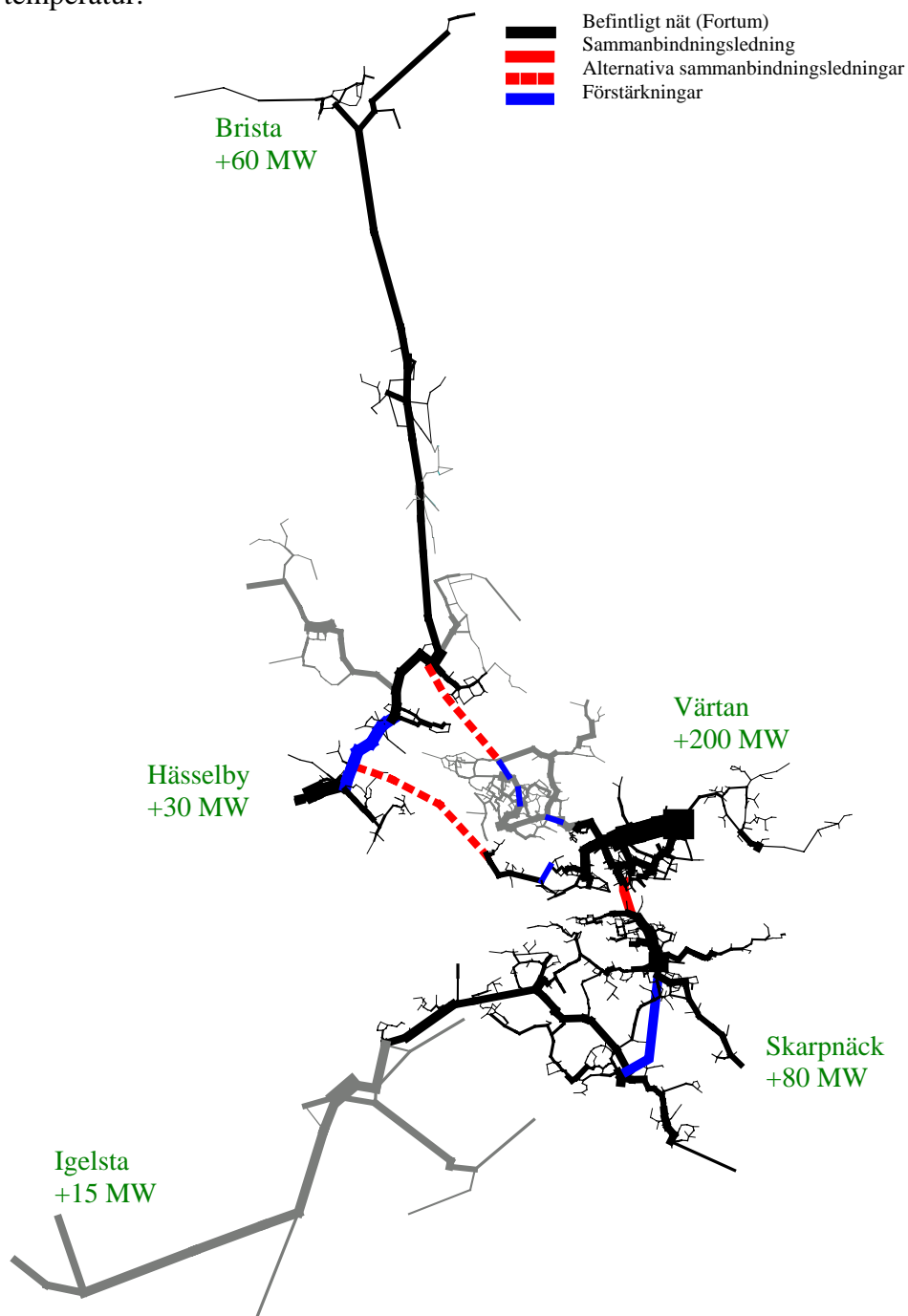
5.6 Igelsta

Med normal framtemperatur vid 0°C utetemperatur finns ingen tillgänglig distributionskapacitet från Igelsta utöver dagens producerade effekt på cirka 270 MW. Med 10°C förhöjd framtemperatur kan cirka 15 MW utöver dagens produktion distribueras.

För att öka produktionen ytterligare skulle cirka 16 km ledning mellan Igelstaverket och Fittja värmeverk behöva dimensioneras upp, liksom en pumpstation i Tumba. Investeringskostanden för detta har grovt uppskattats till 225 + 20 mkr. [4]

5.7 Jämförelse mellan lokaliseringsalternativ

För att lättare kunna jämföra de olika lokaliseringsalternativen har möjlig ökning av distribuerad effekt vid utetemperatur 0°C ritats in på systemkartan nedan. För Bristaverket och Igelstaverket anges distributionskapacitet med 10°C förhöjd framtemperatur.



Figur 9: Distributionskapacitet vid 0°C utetemperatur för fem tänkbara lokaliseringar av ny kraftvärmeproduktion i Stockholm [HydroRam].

6 Slutsatser

6.1 Placering av ny KVV

Ur distributionssynpunkt är Värtan den överlägset bästa platsen. Om man kopplar ihop Södra och Centrala nätet med en ledning av dimension DN700 kan en anläggning på så mycket som 300 MW_{värme} byggas utan alltför stora problem med inestängd effekt (med körordning enligt dagens förutsättningar). Man skulle därmed kunna täcka både Centrala och Södra nätens behov av ny baseffekt från Värtan.

Även om Södra och Centrala näten inte byggs ihop kan cirka 80 MW distribueras från Skarpnäck under förutsättning att man bygger en pumpstation mellan Skarpnäck och Hammarby.

Distributionskapaciteten från Brista är lagom för att täcka Västra nätets behov av baslast om man tillåter viss övertemperatur.

6.2 Ihopkopplingsprincip Centrala - Södra

Det är dyrt och krångligt att höja trycknivån i Centrala nätet till en nivå som lämpar sig för direktkoppling med Södra nätet. Eftersom pumpning ändå krävs i anslutning till sammanbindningsledningen kompletteras lämpligen pumpstationen med utrustning för att bibehålla nätens nuvarande trycknivåer. Slutgiltigt val av ihopkopplingsprincip avgörs i pågående förstudie "City-Söder".

6.3 Vikigaste sammankopplingarna

Av integrationsledningarna på kartan i figur 9 är det tre ledningar som förefaller intressantare än andra, nämligen

- **Sammanbindningsledning Centrala-Södra:** Ledningen skulle ge en avsevärt mer flexibel bränslemix i Centrala och Södra nätet och mildrar olägenheterna av distributionsbegränsningen mellan Högdalen och Hammarby. Investeringen uppskattas till 96 mkr.
- **Förstärkning Hässelbyutmatning:** Ledningen skulle ge en möjlighet att sänka framtemperaturen från Hässelbyverket (med ökat elutbyte och minskade värmeförluster som följd). Befintlig ledning är i dåligt skick med höga drift- och underhållskostnader. Investeringen uppskattas till 73 mkr.
- **Förstärkning Högdalen - Hammarby:** Ledningen skulle minska produktionskostnaderna i Södra nätet. Investeringen uppskattas till 76 mkr. (Eventuella förstärkningar mot Årsta tillkommer).

7 Referenser

- 1 1990-03-19, ÅF-Energikonsult: Stockholm - Solna/Sundbyberg
Sammankoppling av fjärrvärmenät
1990-05-26, ÅF energikonsult: Stockholm - Järfälla - Solna/Sundbyberg -
Värtan Sammankoppling av fjärrvärmenät
1991-05-28, ÅF energikonsult: 3S Sammankoppling av fjärrvärmenät
- 2 2005-01-03, Karin Djurberg: Förstudie, Sammankoppling Centrala - Södra
(PowerDocs #48043, #48044)
- 3 2004-12-09, Karin Djurberg: Transiteringskapacitet till södra nätet vid
byggande av ny KVV i Värtan (PowerDocs #53421)
- 4 2005-02-20, Peter Sivengård: Värmetransitering från Igelstaverket till Fortum
Värme
- 5 2004-04-26, Christer Larsson FVB/Ralf Johansson Fortum Värme
- 6 2005-03-16, Hans Jakobsson