



Examensarbete
Civilingenjörsprogrammet i energisystem

Sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund

– Miljö- och systemkonsekvenser

*A joint district heating system in Nyköping and
Oxelösund*
– *Environmental consequences with a system approach*

Veronica Lindow

SLU, Sveriges lantbruksuniversitet
Fakulteten för naturresurser och lantbruksvetenskap
Institutionen för energi och teknik

Veronica Lindow

Sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund – Miljö- och systemkonsekvenser
A joint district heating system in Nyköping and Oxelösund – Environmental consequences with a
system approach

Handledare: Per Ljung, Vattenfall AB Värme Nyköping
Ämnesgranskare: Per-Anders Hansson, institutionen för energi och teknik, SLU
Examinator: Bengt Hillring, institutionen för energi och teknik, SLU
EX0269, Examensarbete 30 hp, Avancerad E, teknik
Civilingenjörsprogrammet i energisystem 270 hp

Examensarbete (Institutionen energi och teknik, SLU)
ISSN 1654-9392
2009:01

Uppsala 2009

Nyckelord: Fjärrvärme, spillvärme, kraftvärme, miljökonsekvenser, systemkonsekvenser,
resursutnyttjande, biobränsle, koldioxidutsläpp, Nyköping, Oxelösund

Abstract

District heating covers most of the residential areas and industries in the two neighbouring Swedish municipalities Nyköping and Oxelösund. In Nyköping, Vattenfall AB Värme produces heat in a bio-fuelled CHP plant. In Oxelösund, waste heat and use of waste gases from the steel production at SSAB Oxelösund is the basis in the district heating system.

This report examines the environmental consequences of a connection between the two district heating systems. A broad system approach is used and the focus is on environmental effects in the system.

A system analysis has been performed on the result of simulations of different heat and electricity production alternatives. The alternatives simulated were one where Vattenfall Nyköping covers the base load in the joint district heating system and two where the power plant at SSAB Oxelösund supplies the heat base load.

The conclusion in this report is that the consequences of connecting the two district heating systems can be both positive and negative, depending on system boundaries and on the environmental focus. An efficient use of resources can be achieved by letting SSAB Oxelösund supply the base load of heat in the system. Such a solution will lead to a decrease in electricity production in Nyköping and Oxelösund. This might not be desirable since a large part of this production is renewable. With a focus on renewable electricity production the first alternative, with base load production at Vattenfall Nyköping, would be the best alternative.

Sammanfattning

I Nyköping och Oxelösund täcks värmebehovet till stor del av fjärrvärme. Produktion och distribution av värme och el i Nyköping sker i Vattenfall AB Värmes biobränsleeldade kraftvärmeverk. I Oxelösunds fjärrvärmenät sker värmeförsörjningen med industriell spillvärme och eldning av restgaser från stålproduktionen vid SSAB Oxelösund.

En eventuell sammankoppling av de två fjärrvärmenäten har diskuterats sedan slutet av 1970-talet. Under åren har ett flertal undersökningar med fokus på ekonomiska förutsättningar utförts. Resultatet har varit att en sammankoppling med en kulvert mellan kommunerna inte är ekonomiskt lönsamt på grund av höga investeringskostnader samt att låga bränslepriser och, på senare tid, elcertifikatsystemet har gynnat biobränslebaserad elproduktion i Nyköping. Diskussioner kring resursutnyttjande och klimatförändringar till följd av ökade koldioxidutsläpp har gett ett förnyat intresse av en kulvert mellan Nyköping och Oxelösund. Detta examensarbete syftar till att undersöka förutsättningarna för en sammankoppling av de två fjärrvärmenäten ur ett miljö- och systemperspektiv.

En miljö- och systemanalys har utförts på resultatet av simuleringar av olika produktionsalternativ. Resultatet av en miljö- och systemanalys är till mångt och mycket beroende av val av systemgränser. Allt för snäva systemgränser kan ge upphov till suboptimeringar medan allt för vida systemgränser kan försvåra analysen. För värmeproduktionen har systemgränsen dragits kring den region som Nyköping och Oxelösund utgör. Vid jämförelsen mellan system med olika elproduktion måste systemgränsen utvidgas till att även täcka alternativ elproduktion. Den alternativa elproduktionen har miljövärderats utifrån ett marginalelperspektiv eftersom de olika baslastfallen ger upphov till små förändringar i elsystemet som helhet. På kort sikt antas marginalet utgöras av kolkondens.

De olika produktionsalternativ som har simulerats är ett scenario där kraftvärmeblocket hos Vattenfall Nyköping producerar baslasten i det gemensamma fjärrvärmenätet (scenario 1) samt två scenarier där SSAB Oxelösunds pannor står för baslasten i systemet (scenario 2a och 2b). De två SSAB-alternativen består av ett baslastfall där nuvarande fjärrvärmeproduktion maximeras och ett alternativ där ett ökat utnyttjande av restgaser ger en högre möjlig värmeeffekt än idag. Beräkningarna inom miljö- och systemanalysen har grundats på de förändringar i el- och värmeproduktion, bränsleförbrukning och utsläpp som de olika baslastfallen ger upphov till.

En sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund ger kraftiga förändringar i systemet jämfört med nuläget. I scenario 1 ökar värmeleveranserna från kraftvärmeproduktionen vid Vattenfall Nyköping på grund av ett större värmeunderlag för anläggningen. Detta ger också en förhöjd elproduktion. För SSAB Oxelösund är resultatet det motsatta, dvs. minskade fjärrvärmeleveranser. I

scenario 2a-2b ökar värmeproduktionen vid SSAB:s kraftverk. Minskat värmeunderlag i dessa två scenarier ger kraftigt minskad värmeproduktion i Nyköping. Scenario 2a-2b leder dessutom till en minskad elproduktion i systemet som helhet, på grund av den minskade kraftvärmeproduktionen och att en ökad fjärrvärmeavtappning från turbinen vid SSAB:s kraftverk begränsar elproduktionen.

Förändringar i bränsleförbrukning sker på grund av ändrad baslastproduktion. I scenario 1 ökar förbrukningen av biobränsle vid Vattenfall Nyköping. I scenario 2a och 2b minskar biobränsleförbrukningen i systemet. Förbrukningen av restgaser vid SSAB Oxelösund är oförändrad i scenario 1 och 2a jämfört med nuläget. I scenario 2b tillkommer ytterligare 300 GWh restgaser. Förändringar i förbrukningen av biobränsle i Nyköping kan frigöra biobränslen. Frigjort biobränsle skulle kunna ersätta andra biobränslen eller fossila bränslen, men effekterna är osäkra.

Förändringarna i el- och värmeförbrukning samt bränsleförbrukning i systemet har effekter på utsläppen av kväveoxider, svaveldioxid, fossil koldioxid och stoft. En ökad elproduktion i scenario 1 kan tränga ut elproduktion på marginalen i elsystemet, dvs. kolkondens. Att ersätta kolkondens med biobränslebaserad och restgasbaserad el innebär en minskning av samtliga utsläpp. Den minskade elproduktionen i scenario 2a och 2b ger behov av ersättande elproduktion. Om kolkondens ersätter elproduktion i Nyköping och Oxelösund ökar utsläppen av kväveoxider, svaveldioxid, fossil koldioxid och stoft i scenario 2a och 2b.

Detta examensarbete visar på problematiken som råder i system där det finns både kraftvärme och spillvärme. I Nyköping och Oxelösund finns ett begränsat värmebehov vilket gör att det finns en konkurrenssituation mellan kraftvärme och spillvärme vid en eventuell sammankoppling av fjärrvärmenäten. Slutsatsen av miljö- och systemanalysen som utförts i examensarbetet är att konsekvenserna av en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund inte är självklart positiva eller självklart negativa. Resultatet beror bland annat på val av systemgränser men också vad som prioriteras; resurshushållning eller förnybar elproduktion. Sätts ett effektivt resursutnyttjande och resurshushållning i fokus är ett gemensamt nät med ett ökat utnyttjande av restgaser vid SSAB Oxelösund det bästa alternativet då detta innebär en minskad förbrukning av biobränsle. Om en hög grad av förnybar elproduktion är det viktigaste kan däremot en sammankoppling av fjärrvärmenäten med SSAB Oxelösund som baslastproducent vara klart negativt.

Förord

Detta examensarbete har genomförts som avslutning av min utbildning till civilingenjör inom civilingenjörsprogrammet i energisystem vid SLU och Uppsala Universitet. Examensarbetet har utförts på Vattenfall AB Värme i Nyköping. Examinator har varit Bengt Hillring, docent och universitetslektor vid Institutionen för energi och teknik, SLU.

Jag vill rikta ett varmt tack till följande personer som har delat med sig av sin tid och kunskap under arbetets gång:

Per Ljung, handledare, anläggningschef Vattenfall AB Värme Nyköping, för hjälp och stöd i det dagliga arbetet

Per-Anders Hansson, ämnesgranskare, professor och prefekt vid Institutionen för energi och teknik, SLU, för stöd under projektets gång

Per-Åke Gustafsson och Johan Lundqvist, SSAB Oxelösund, för information om el- och värmeproduktionen vid OK2 och OK3

Carin Björlingh och Seppo Simola, Vattenfall AB Värme Nyköping, för hjälp med det praktiska och administrativa kring min vistelse på Idbäcksverket

Morgan Romvall, Vattenfall AB Värme, för genomgång av det Excel-baserade simuleringsprogrammet och för alla svar på frågor som dykt upp under simuleringarnas gång

Josef Nieznaj, Vattenfall AB Värme Nyköping, för information om alfavärden för turbinen i Nyköping

Övriga anställda vid Vattenfall AB Värme Nyköping för trevliga fikastunder och lunchraster

Anna, Hilda och Per från min energisystemklass som har läst och granskat rapporten innan inlämning

Slutligen vill jag tacka pojkvän och övrig familj för mat, husrum och det stora stöd som jag har fått under exjobbstiden!

Innehållsförteckning

1. Inledning	1-3
1.1 Bakgrund	1-2
1.2 Syfte	2
1.3 Metod	2
1.4 Avgränsningar	2-3
2. Nuvarande system i Nyköping och Oxelösund	4-14
2.1 Vattenfall AB Värme Nyköping	4-6
2.1.1 El- och värmeproducerande anläggningar	4-6
2.2 SSAB Oxelösund AB	6-9
2.2.1 Ståltillverkning och restgaser	6-7
2.2.2 El- och värmeproducerande anläggningar	7-9
2.3 El- och värmeproduktion i det nuvarande systemet	10-14
2.3.1 Nyckeltal – nuläget	10-12
2.3.2 Varaktighets- och belastningsdiagram – nuläget	12-14
3. Metod	15-27
3.1 Simuleringsmodellen	15-17
3.2 Miljö- och systemanalys av en eventuell sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund	17-26
3.2.1 Introduktion till miljö- och systemanalys	17-18
3.2.2 Systemgränser och utsläppsallokering	18-21
3.2.3 Ersättning för förändrad elproduktion - marginalet eller medelet	21-23
3.2.4 Utsläppsfaktorer och utsläppsberäkningar	24-25
3.2.5 Alternativ användning av biobränsle	25-26
3.3 Känslighetsanalys	26-27
4. Produktionsalternativ i ett regionalt fjärrvärmenät i Nyköping och Oxelösund	28-33
4.1 Ett sammankopplat fjärrvärmenät	28-31
4.1.1 Kulvert mellan Nyköping och Oxelösund	28-29
4.1.2 Tillgänglig produktion i det sammankopplade fjärrvärmenätet	29-30
4.1.3 Simuleringsscenarierna	30-31
4.2 Scenario 1: Baslast P3 Vattenfall Nyköping	31-32
4.3 Scenario 2a: Baslast SSAB Oxelösund 65 MW	32
4.4 Scenario 2b: Baslast SSAB Oxelösund 105 MW	33
5. Simuleringsresultat	34-45
5.1 Scenario 1	34-37
5.1.1 Nyckeltal – scenario 1	34-36
5.1.2 Varaktighets- och belastningsdiagram – scenario 1	36-37
5.2 Scenario 2a	37-41
5.2.1 Nyckeltal – scenario 2a	37-39
5.2.2 Varaktighets- och belastningsdiagram – scenario 2a	40-41

5.3 Scenario 2b	42-45
5.3.1 Nyckeltal – scenario 2b	42-44
5.3.2 Varaktighets- och belastningsdiagram – scenario 2b	44-45
6. Miljö- och systemanalys av simuleringsresultatet	46-59
6.1 Förändringar i el- och värmeproduktion	46-50
6.1.1 Förändringar i värmeproduktion	46-48
6.1.2 Förändringar i elproduktion	48-50
6.1.3 Sammanfattning av förändringar i el- och värmeproduktion	50
6.2 Förändringar i bränsleförbrukning	51-52
6.3 Utsläppsförändringar	52-59
6.3.1 Utsläppsförändringar – NO _x -utsläpp	53-54
6.3.2 Utsläppsförändringar – SO ₂ -utsläpp	54-56
6.3.3 Utsläppsförändringar – utsläpp av fossil CO ₂	56-57
6.3.4 Utsläppsförändringar – stoftutsläpp	57-59
6.3.5 Sammanfattning av analys av utsläppsförändringar	59
7. Känslighetsanalys	60-66
7.1 Introduktion till känslighetsanalysen	60
7.2 Resultat av känslighetsanalysen – NO _x -utsläpp	60-61
7.3 Resultat av känslighetsanalysen – SO ₂ -utsläpp	61-63
7.4 Resultat av känslighetsanalysen – utsläpp av fossil CO ₂	63-64
7.5 Resultat av känslighetsanalysen – stoftutsläpp	64-66
7.6 Sammanfattning av känslighetsanalysen	66
8. Diskussion	67-74
8.1 Inledande diskussion	67
8.2 Antaganden, förenklingar och felkällor	67-69
8.3 Resursutnyttjande	69
8.4 Alternativ användning av biobränsle	69-70
8.5 Miljövärdering av förändrad el- och värmeproduktion	70-71
8.6 Allokeringsprincip för utsläpp	71-72
8.7 Övriga systemkonsekvenser av en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund	72
8.8 Sammanfattande diskussion	73-74
9. Slutsatser	75-76
Referenser	77-80
Bilagor	81-93
Bilaga A: Nyköpingsturbinens alfavärde i simuleringsmodellen	81-83
Bilaga B: Beräkningar el- och värmeproduktion i Nyköping och Oxelösund	84-88
Bilaga C: Beräkningar marginalet och medelel	89-93

1. Inledning

I detta inledande kapitel beskrivs bakgrunden till examensarbetet, inklusive en kort genomgång av tidigare utredningar kring en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund (avsnitt 1.1). En kort presentation ges också av metoderna som använts, i avsnitt 1.2. I avsnitt 1.3 fastställs syftet med arbetet medan de avgränsningar som har gjorts presenteras i avsnitt 1.4.

1.1 Bakgrund

De två grannorterna Nyköping och Oxelösund ligger i sydöstra Södermanland, längs Östersjökusten. Avståndet mellan tätorterna är cirka 1,5 mil. Nyköpings kommun har cirka 50 000 invånare medan Oxelösunds kommun har cirka 11 000 invånare. I de båda orterna täcks värmebehovet till stor del av fjärrvärme. Värmeproduktionen skiljer sig dock avsevärt mellan kommunerna. Produktion och distribution av värme och el i Nyköping sker i Vattenfall AB Värmes regi. Stadens baslast, dvs. det effektbehov som behöver tillgodoses större delen av året, täcks av det bibränsleeldade kraftvärmeverket. I Oxelösunds fjärrvärmenät sker värmeförsörjningen med hjälp av industriell spillvärme från stålproduktion och eldning av restgaser vid SSAB Oxelösund via det kommunala energibolaget Oxelö Energi AB.

En eventuell sammanslagning av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund har diskuterats allt sedan planeringen för en utbyggnad av fjärrvärme i respektive kommun startade. I slutet av 1970-talet gjordes de första utredningarna om förutsättningarna för ett sammankopplat nät, framför allt med fokus på den ekonomiska lönsamheten. År 1977 startade utbyggnaden av fjärrvärme i Oxelösund medan det dröjde ytterligare några år innan samma sak skedde i Nyköping. I början av 80-talet byggdes två hetvattenpannor på Idbäckens industriområde i Nyköping. Under slutet av 80-talet skedde nya utredningar om en kulvert mellan de två orterna inför beslut om ytterligare värmeproduktion i Nyköping. Dåvarande ägaren av fjärrvärmebolaget Nyköping Energi, Nyköpings kommun, beslutade sig då för att bygga ut den egna produktionskapaciteten. År 1993-1994 byggdes därför ett bibränsleeldat kraftvärmeverk på Idbäcksområdet i Nyköping. År 1997 köpte Vattenfall AB det kommunala bolaget Nyköpings Energi. Vid denna tid ägdes även en av pannorna på kraftverket hos SSAB Oxelösund av Vattenfall AB vilket föranledde ytterligare diskussioner kring en eventuell sammankoppling av fjärrvärmenäten i de två orterna. År 2000 köpte SSAB tillbaka den tidigare Vattenfall-ägda pannan på stålverkets område men kulvertdiskussionen tog inte slut på grund av ändringen i ägarförhållanden. Kulvertutredningar utfördes även under 2000-talet, bland annat i samarbete med SSAB Oxelösund och Oxelö Energi AB men också internt inom Vattenfall. Resultatet av undersökningarna har varit att en sammankoppling av fjärrvärmenäten i dessa två orter inte är ekonomiskt lönsamt. Orsakerna bakom olönsamheten har bland annat varit höga investeringskostnader (både för själva kulverten och för kompletterande utrustning hos SSAB Oxelösund), låga

bränslepriser och elcertifikatsystemet som gynnar den bibränslebaserade elproduktionen hos Vattenfall Nyköping (Ljung, 2008).

Diskussioner kring resursutnyttjande och klimatförändringar till följd av ökade koldioxidutsläpp har gett ett förnyat intresse av en kulvert mellan Nyköping och Oxelösund. En sammankoppling av fjärrvärmenäten kan leda till ett ökat utnyttjande av spillvärme och restgaser samt minskade utsläpp. Konsekvenserna är dock inte självklara eftersom ett begränsat värmeunderlag gör att det råder konkurrens mellan spillvärme och förnybar el- och värmeproduktion i ett gemensamt fjärrvärmenät i Nyköping och Oxelösund. Dessa aspekter har inte utretts tidigare då undersökningarna hittills har fokuserat på de ekonomiska förutsättningarna. Frågor kring resursutnyttjande och miljöpåverkan har inte lyfts fram i någon större utsträckning.

1.2 Syfte

Detta examensarbete syftar till att undersöka förutsättningarna för en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund ur ett miljö- och systemperspektiv. En miljö- och systemanalys av olika befintliga och framtida baslastfall utförs inom ramen för detta projekt. I resultatet ska de miljö- och systemmässiga för- och nackdelarna med de olika alternativen tydligt framgå.

1.3 Metod

Metoderna som använts i detta examensarbete innefattar bland annat litteraturstudier och personlig kontakt med personer på Vattenfall AB Värme Nyköping samt SSAB Oxelösund AB. En förteckning över dessa kontakter finns i referenslistan i slutet av denna rapport. De viktigaste metoderna bakom examensarbetets resultat och slutsatser har varit simuleringar i dataprogrammet Microsoft Excel, beräkningar och analys av miljö- och systemkonsekvenser för olika scenarier och den påföljande känslighetsanalysen. En mer ingående beskrivning av Excel-simuleringarna, beräkningarna, miljö- och systemanalysen samt känslighetsanalysen ges i kapitel 3.

1.4 Avgränsningar

Fokus i denna rapport ligger på miljö- och systemkonsekvenser av en eventuell sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund. Ekonomiska förutsättningar diskuteras kortfattat men några kalkyler över eventuell ekonomisk lönsamhet presenteras inte i denna rapport.

Tre stycken baslastfall har simulerats. Det kan finnas fler produktionsalternativ i ett gemensamt fjärrvärmenät än de som simulerats i detta examensarbete men en avgränsning har gjorts. Motiveringen bakom valet av de tre produktionsalternativen kan ses i den inledande diskussionen i kapitel 4.

Utgångspunkten i analysen är effekter på produktionen vid Vattenfalls anläggningar i Nyköping. En detaljerad simulering har endast utförts för el- och värmeproduktionen i Nyköping samt värmeproduktionen vid SSAB Oxelösunds kraftvärmeblock OK3. Förändringar i SSAB:s elproduktion är istället beräknade värden som baserats på data från SSAB Oxelösund.

I analysen av miljöpåverkan ingår produktionen av el och värme, dvs. själva förbränningen. Produktion och transport av bränsle ingår inte i beräkningarna över utsläppen från anläggningarna i Nyköping och Oxelösund. Miljöpåverkan vid eventuell byggnation och rivning av anläggning eller delar av anläggning har inte heller beaktats. Förbränningen av bränsle antas stå för den betydande delen av utsläppen och övrig miljöpåverkan beaktas därmed inte. I beräkningarna över miljökonsekvenser ingår följande utsläppsfaktorer: koldioxid, kväveoxider, stoft och svaveldioxid. Dessa utsläppsfaktorer anses vara bland de viktigaste faktorerna för bedömning av miljökonsekvenserna av de olika scenarierna.

För att få en helhetsbild av miljö- och systemkonsekvenser av en sammankoppling av fjärrvärmenäten ingår en diskussion kring effekter av förändringar i bränsleförbrukningen, framför allt med fokus på alternativ användning av biobränsle. I denna diskussion ingår resonemang kring resursutnyttjande och hållbarhet. Effekter av alternativ elproduktion ingår också. Andra systemeffekter som diskuteras översiktligt är behov av reservkraft i ett gemensamt nät samt drifttid för en rimlig verksamhet hos respektive anläggning. Övriga eventuella systemkonsekvenser innefattas inte av denna rapport.

Inför simuleringarna antogs att värmebehovet och därmed värmeunderlaget kommer att vara oförändrat i Nyköping och Oxelösund framöver. Förändringar i värmelasten omfattas alltså inte i detta projekt. Övriga antaganden som gjorts i arbetet kan ses i metodbeskrivningen i kapitel 3.

2. Nuvarande system i Nyköping och Oxelösund

I det här kapitlet beskrivs det nuvarande systemet för el- och värmeproduktion i Nyköping respektive Oxelösund. I Nyköping är Vattenfall AB Värme leverantör av el och värme. Stålföretaget SSAB Oxelösund AB levererar fjärrvärme till Oxelösund och producerar el för eget bruk. Beskrivningen är därmed uppdelad i två skilda avsnitt; avsnitt 2.1 som behandlar Vattenfalls anläggningar och produktion i Nyköping samt avsnitt 2.2 som beskriver SSAB:s el- och värmeproduktion i Oxelösund. Kapitlet avslutas med en sammanställning av nyckeltal rörande den totala el- och värmeproduktionen i Nyköping och Oxelösund idag i avsnitt 2.3.

2.1 Vattenfall AB Värme Nyköping

Vattenfall AB Värme Nyköping har tillgodosett fjärrvärmebehovet i Nyköpings kommun sedan år 1997 då företaget köpte det kommunala energibolaget Nyköpings Energi. Idag produceras både el och värme vid Vattenfalls anläggningar i kommunen.

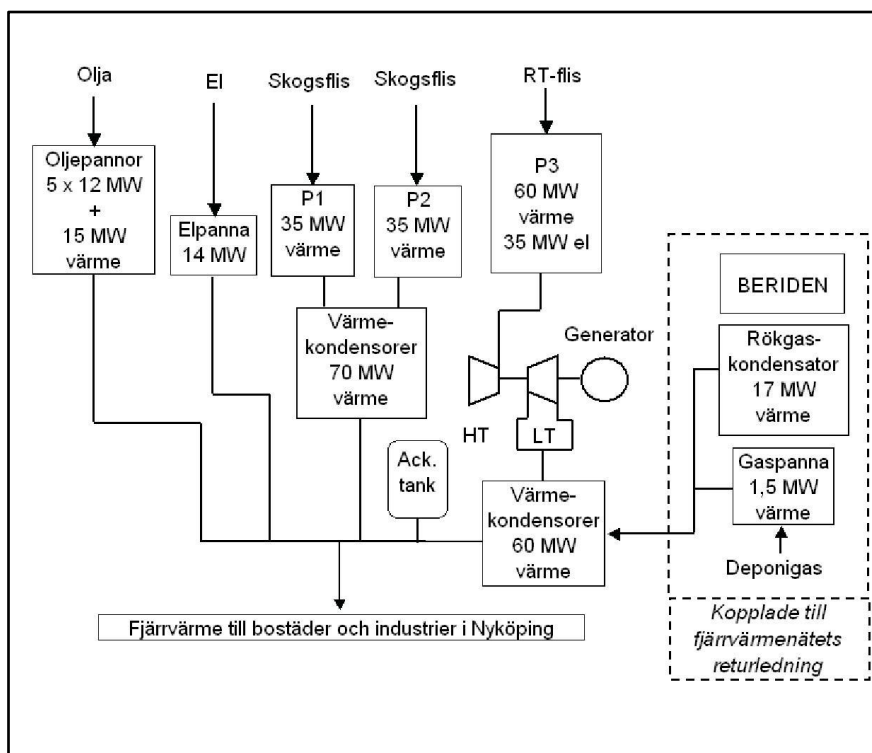
Vattenfall Nyköping levererar fjärrvärme till cirka 1 800 kunder (Ljung, 2008). Kunderna utgörs av flerbostadshus, småhus och industrier. Effektbehovet av värme varierar självfallet under året, men maximalt värmebehov är cirka 90 MW. Framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet varierar mellan 75 och 110°C beroende på rådande utetemperatur.

2.1.1 El- och värmeproducerande anläggningar

Den nuvarande huvudanläggningen i Nyköpings fjärrvärmenät ligger på Idbäckens industriområde och ägs och drivs av Vattenfall AB Värme Nyköping. Vid anläggningen finns tre fastbränsleeldade pannor, en elpanna och en deponigaseldad hetvattenpanna. Utöver dessa pannor finns oljepannor vid Nyköpings Lasarett och i Brandkärrsområdet. Oljepannorna (totalt fem stycken med 12 MW effekt vardera samt en panna med 15 MW effekt) används vid topplast och som reservkraft.

På Idbäcksanläggningen finns ett el- och värmeproducerande kraftvärmeblock. Kraftvärmeblocket har en fastbränsleeldad ångpanna (panna 3, P3) med en bränsleeffekt på 105 MW. Maximala producerade effekter är 60 MW värme och 35 MW el. Pannan är av typen bubblande fluidiserad bädd (BFB). Övriga två fastbränsleeldade pannor (panna 1, P1, och panna 2, P2) har en effekt på 40 MW var (35 MW var vid fliseldning). Dessa pannor är av typen cirkulerande fluidiserad bädd (CFB). Anläggningens kraftvärmeblock har även ett system för rökgaskondensering (där vattenångan i rökgaserna nyttiggörs) i ett steg, vilken har en effekt på 17 MW. Med hjälp av rökgaskondenseringen kan returvattnet förvärmas. Den kompletterande elpannan har en effekt på 14 MW medan gaspannans effekt är 1,5 MW. Kraftvärmeblocket innefattar utöver själva pannan

även en ångturbin på maximalt 35 MW eleffekt, med ett hög- och ett lågtryckssteg, som driver en elgenerator. Lågtrycksturbinen är kopplad till värmekondensorer för distributionen av värme till fjärrvärmenätet. Elproduktionen sker alltså med hjälp av mottryck i denna anläggning vid normaldrift. De tider på året då fjärrvärmeförbrukningen är låg och elbehovet fortfarande relativt högt (framför allt i maj, september och oktober men även sommartid) finns även möjlighet till återkylning av returvattnet. Vattenfall AB Värme Nyköping har en återkylare, BERIDEN (Beredskapsel Idbacken), som hämtar kylvatten i Nyköpingsåns utlopp i hamnbassängen. BERIDEN har en total kapacitet på 60 MW men på grund av rådande miljötillstånd begränsas effekten till maximalt 25 MW. Fjärrvärmenätets returvatten kyls med hjälp av åvatten som efter kylningen släpps ut i Nyköpingsån igen. Utöver dessa komponenter för el- och värmeproduktion finns även en ackumulatortank på 10 000 m³ där upp till 400-500 MWh värme kan lagras. Ett principalschema över Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping kan ses i figur 1 nedan. I figuren kan de olika pannorna ses, inklusive P3 och det tillhörande kraftvärmeblocket, samt rökgaskondenseringen, ackumulatortanken och BERIDEN. Maximala producerade effekter framgår också i figuren.



Figur 1: Principschema över de el- och värmeproducerande anläggningarna hos Vattenfall AB Värme Nyköping

Det huvudsakliga bränslet i P3 är returträflis (RT-flis). RT-flis är flisat träavfall från rivningsvirke och byggavfall, dvs. det är en restprodukt från konsumtion av trävaror. Deponigas från närliggande avfallsupplag eldas också på anläggningen.

Eldningen av gasen sker främst i P3 i nuläget. Gaspannan används framför allt då P3 inte är i drift. I P1 och P2 eldas svensk skogsflis, dvs. flisad skogsråvara från bland annat grenar och toppar. I de tre fastbränsleeldade pannorna används även en viss mängd olja vid start, men i försumbara mängder procentuellt sett. Bränsleförbrukningen varierar beroende på drifttid hos respektive panna, men den ligger oftast på ungefär 450-500 GWh per år i panna 3. P3 är den panna som står för baslastproduktionen vilket innebär att produktionen, och därmed bränsleförbrukningen, i P1 och P2 till stor del är beroende av driften av P3. Bränsleförbrukningen i panna 1 och 2 kan därför variera så mycket som mellan 30 och 50 GWh per år. Oljeförbrukningen varierar också på grund av att oljepannorna ligger som spets- och reservlastproducerande enheter, men kan approximeras till runt 10 GWh per år.

Vid anläggningarna i Brandkärr och vid Lasarettet finns ingen rökgasrening då dessa anläggningar endast används som topplast och som reserv. Rökgasreningen vid Idbäckverket innefattar elfilter och kväveoxidrening av typen SNCR (Selective Non-Catalytic Reduction). SNCR-metoden innebär att ett reduktionsmedel för NO_x tillförs i eldstaden, vilket minskar utsläppen av kväveoxider kraftigt. Rökgaserna från P1, P2 och P3 leds också till elfiltret för stoftavskiljning. Även rökgaskondenseringen fungerar i viss mån som en skrubber för partiklar och vattenlösliga föreningar. Detta gör att stoftutsläppen från pannorna är mycket små. Utsläppen av kväveoxider, svaveloxider, koldioxid samt ett flertal andra ämnen till luft mäts kontinuerligt. En tabell över de viktigaste utsläppen från Vattenfall AB Värme i Nyköping är inkluderad i nyckeltalen som kan ses i avsnitt 2.3.

2.2 SSAB Oxelösund AB

SSAB Oxelösund AB ingår i företagskoncernen SSAB Svenskt Stål AB. I den aktuella produktionsanläggningen tillverkas grovplåt som slutprodukt. Ståltillverkningen sker i en så kallad integrerad process där både råjärn (stålämnen) och färdigt stål tillverkas i samma produktionskedja. Företaget är också fjärrvärmeleverantör till Oxelösund men producerar även el och värme för internt bruk.

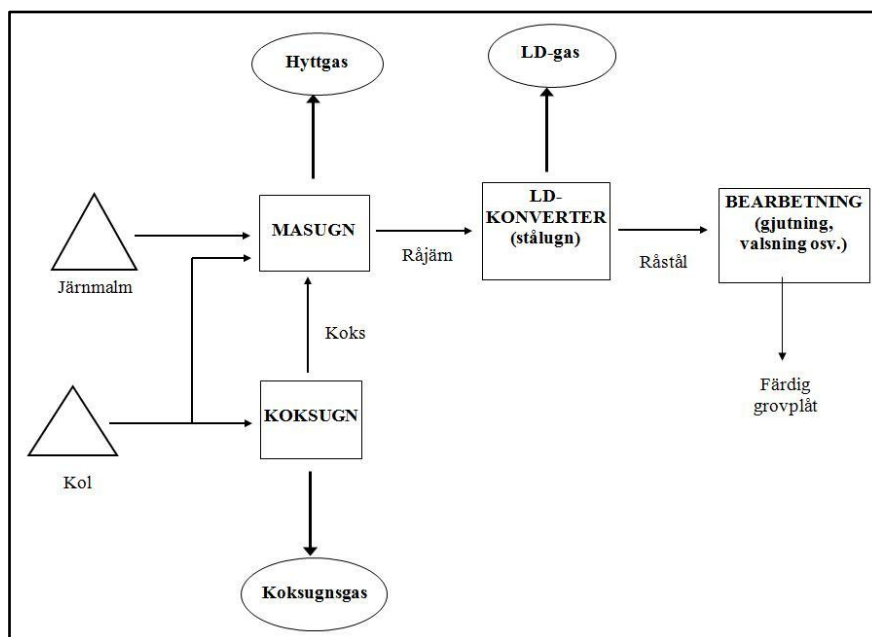
SSAB Oxelösund levererar fjärrvärme till det kommunala energibolaget Oxelö Energi AB, som i sin tur levererar fjärrvärme till cirka 900 småhus samt cirka 100 flerbostadshus, offentliga byggnader och företag i Oxelösunds kommun (Oxelö Energi AB, 2008). Framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet är 80-120°C (Gustafsson, 2008) och det maximala effektbehovet är cirka 35 MW värme (Oxelö Energi AB, 2008).

2.2.1 Ståltillverkning och restgaser

Viktiga råvaror i tillverkningsprocessen för stål och råjärn är kol och koks. Konsumtionen av kol och koks på stålverket är cirka 7 000 – 8 000 GWh per år.

Majoriteten av kolkonsumtionen sker i koksverket där kolet omvandlas till koks som behövs i masugnen för tillverkningen av råjärn. Koks köps också in utifrån i viss omfattning. Andra viktiga råvaror är järnmalm (järnpellets) och kalk.

Tillverkningsprocesserna i stålverket ger upphov till stora mängder värme och ånga men det bildas även vissa restgaser. I SSAB:s koksverk (där kol blir koks) bildas koksugns gas och i masugnen (där malm blir råjärn) bildas så kallad hyttgas. Dessutom bildas så kallad LD-gas vid färskningen i LD-konvertern (stålugnen) då råjärnet blir stål. En illustration över den integrerade ståltillverkningen vid SSAB Oxelösund kan ses i figur 2 nedan. I figuren kan de viktigaste råvarorna och produkterna samt de tre olika restgaserna ses.



Figur 2: Principschema över den integrerade ståltillverkningen vid SSAB Oxelösund

2.2.2 El- och värmeproducerande anläggningar

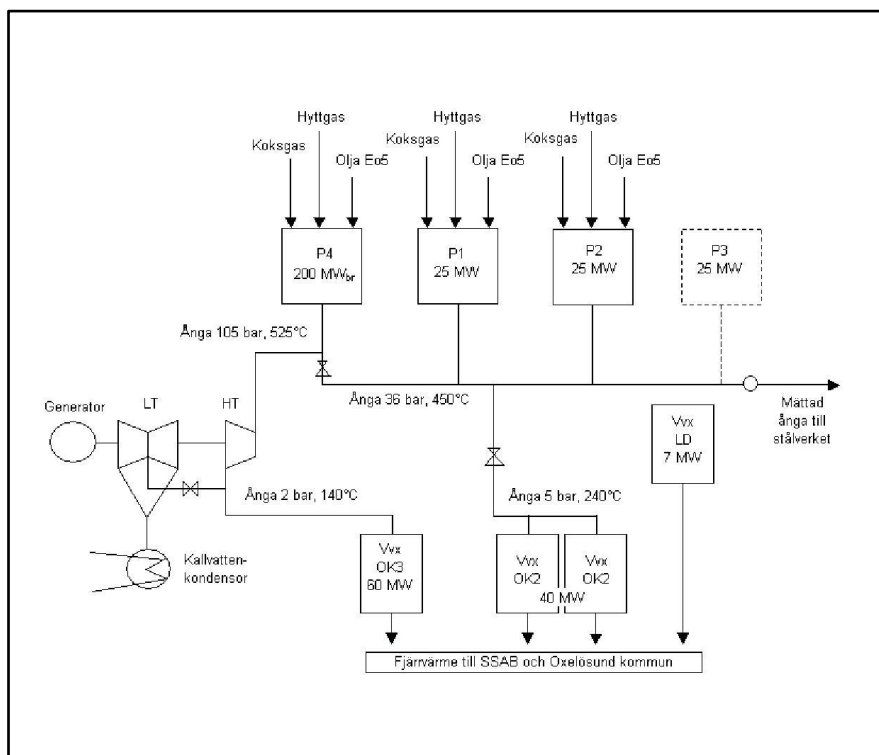
Värmen, ångan och restgaserna som tillverkningsprocesserna ger upphov till utnyttjas till viss del i nuläget. Restgaserna har olika sammansättning men gemensamt är att dessa gaser är brännbara. Hyttgasen består framför allt av kvävgas, följt av koldioxid och kolmonoxid. Den energirika koksugns gasen innehåller mycket vätgas, men även en viss andel metangas. LD-gasen består däremot främst av kolmonoxid, följt av koldioxid och kvävgas (Nordgren, 2006). Av dessa gaser är alltså koksugns gasen den mest energirika med ett värmevärde på cirka 18 MJ/Nm³. Hyttgasen har ett värmevärde på cirka 3 MJ/Nm³ medan värmevärdet för LD-gas är cirka 7 MJ/Nm³ (Jernkontoret, 2004). Gaserna renas med avseende på stoft och svavel i anslutning till respektive anläggning för att kunna användas för el- och värmeproduktion i kraftverksanläggningen på området

samt för användning i vissa tillverkningsprocesser. Det är framför allt koksugns gasen som används i processer inom ramen för SSAB:s ståltillverkning. Hyttgasen eldas främst i de el- och värmeproducerande pannorna på området. Den intermittenta LD-gasen används i nuläget inte utan facklas av istället. För att kunna utnyttja LD-gasen för el- och värmeproduktion krävs investeringar som möjliggör lagring av gasen i en eller flera gasklockor. Däremot utnyttjas spillvärme från LD-ugnen för fjärrvärmeproduktion redan idag.

El- och värmeproduktionen från restgaser sker dock i SSAB:s kraftverk. SSAB Oxelösund har två pannblock, OK2 och OK3. OK2 består av tre pannor (P1, P2 och P3) och är basenheten för produktion av processånga. Pannorna har en bränsleeffekt på 25 MW per panna. I nuläget används bara P1 och P2, då P3 lades i malpåse vid start av en fjärde panna år 1996 (Lundqvist, J., 2008). I dessa pannor eldas framför allt koksugns gas och hyttgas medan olja används som stöd- och reservbränsle. Med hjälp av ångan som produceras i pannorna kan fjärrvärme framställas med hjälp av två värmepumpar med maximal effekt på 40 MW tillsammans. OK2 används idag framför allt för produktion av processånga för internt bruk. OK3 är ett kraftvärmeblock där fjärrvärme och el produceras. I pannan, P4, eldas framför allt hyttgas, men även en viss mängd koksugns gas och olja vid behov. Kraftvärmeblocket har en bränsleeffekt på cirka 200 MW men maximal fjärrvärmeeffekt är 60 MW idag på grund av begränsad värmepumpkapacitet. För att täcka det maximala fjärrvärmebehovet i Oxelösunds kommun räcker det dock med cirka 30 MW värme från OK3. Turbinen som tar emot ånga från P4 består av ett högtryckssteg och ett lågtryckssteg. Turbineffekten är maximalt 70 MW, men på grund av begränsad gaskapacitet i pannan är medeleffekten i nuläget 35 MW el (vid eldning av hyttgas som idag, vid eldning av koksugns gas är kapaciteten större). OK3:s turbin har även en så kallad kondenssvans, dvs. är kopplad till en kallvattenkondensator vilket möjliggör elproduktion även vid låga värmelaster. Elproduktion kan alltså ske i kondensdrift med havsvatten för kylning. Turbinen är ursprungligen byggd för full kondens. Elproduktionen som sker i OK3 täcker ungefär hälften av SSAB:s elförbrukning (SSAB Oxelösund AB & SSAB Merox AB, 2008).

Förutom dessa produktionsenheter för el och värme så tas alltså en del av värmen i avgaserna från LD-konvertern tillvara med hjälp av en värmepump. Värmepumpen har en maximal effekt på 2x5 MW. Normalt utnyttjas 4-7 MW värme (Gustafsson, 2008) i denna kylkrets.

En förenklad bild av den el- och värmeproducerande anläggningen OK2+OK3 på SSAB Oxelösund kan ses i figur 3 nedan. I figuren kan även LD-ugnens värmepump ses.



Figur 3: Principschema över OK2 och OK3, SSAB Oxelösund (Bild: egen efter förlaga av Gustafsson, 2008)

Förbränningen av hytt- och koksugnsgas samt eldningsolja i kraftverket ger upphov till vissa utsläpp, framför allt utsläpp av kväveoxider. Hyttgasen är nästan helt svavelfri och de utsläpp av svaveldioxid som sker vid förbränning av koksugnsgas är beroende av graden av det avlägsnande av svavelväte som sker innan förbränningen. Det finns heller ingen särskild reningsutrustning vid kraftverket, utan rening av gaserna sker endast innan OK2 och OK3. Vissa stoftutsläpp sker också från kraftverket (SSAB Oxelösund AB & SSAB Merox AB, 2008) men även dessa beror på hur framgångsrik gasreningen är. Kväveoxidutsläppen är däremot främst beroende av flamtemperaturen i pannan. Gasförbränningen sker dock vid relativt låga flamtemperaturer vilket ger en relativt låg NO_x -bildning. SSAB Oxelösund AB ingår i systemet med kväveoxidavgift i och med att energiproduktionen vid stålverket överskrider 25 GWh (Naturvårdsverket, 2008). Därmed sker alltså en rapportering av kväveoxidutsläpp till den aktuella myndigheten, dvs. Naturvårdsverket.

2.3 El- och värmeproduktion i det nuvarande systemet

2.3.1 Nyckeltal - nuläget

De nyckeltal som presenteras för Vattenfall AB Värme Nyköping och SSAB Oxelösund rörande de el- och värmeproducerande anläggningarna är värme- och elproduktion i MWh, bränsleförbrukning i MWh samt ett flertal utsläppsvärden. Samtliga nyckeltal är redovisade på årsbasis. Nyckeltalen visar nuläget, dvs. el- och värmeproduktion i Nyköping och Oxelösund med existerande anläggningar och nuvarande värmeunderlag (dvs. utan kulvert mellan orterna).

Värden för Vattenfall Nyköping är hämtade från nulägesalternativet i simuleringsprogrammet som har använts i detta examensarbete (se avsnitt 3.2 i kapitel 3). En kalibrering med tidigare produktionsdata har utförts för att bekräfta siffrornas rimlighet och för att validera simuleringsmodellen. Nyckeltalen för SSAB Oxelösund är hämtade från SSAB:s produktionsdata för år 2007 (SSAB Oxelösund AB & SSAB Merox AB, 2008) samt från personlig kontakt med Johan Lundqvist och Per-Åke Gustafsson på SSAB Oxelösund. Detaljer kring framtagandet av nyckeltalen kan ses i bilaga B.

Nyckeltalen för de nuvarande el- och värmeproducerande anläggningarna i Nyköping och Oxelösund kan ses i tabell 1-5 nedan.

Tabell 1: Nuläget i Nyköping och Oxelösund - summerad värmeproduktion

Värmeproduktion	[MWh]
P1	5 536
P2	18 023
P3	241 487
Oljepannor	2 415
Rökgaskondensering	38 910
Summa Nyköping	306 371
<i>Återkyld värme Nyköping</i>	<i>50 824</i>
OK2	140 798
OK3	76 945
Summa OK2+OK3	217 743
<i>varav OK3 fjärrvärme Oxelösund</i>	<i>49 200</i>
LD-ugn	43 800
Summa Oxelösund	261 543
Summa	567 914

Tabell 2: Nuläget i Nyköping och Oxelösund – summerad värmeförbrukning

Värmeförbrukning	[MWh]
Ånga, förluster SSAB m.m.	118 543
Fjärrvärme Nyköping	276 653
Fjärrvärme Oxelösund	93 000
Intern fjärrvärme SSAB Oxelösund	50 000
Nätförluster Nyköping	29 718
Summa	567 914

I tabell 1 ovan visas hur värmeproduktionen i Nyköping fördelas efter pannorna och rökgaskondenseringen. Den mängd värme som återkyls i Nyköpingsån med hjälp av BERIDEN kan också ses i tabellen. Värmeproduktionen i Oxelösund fördelas efter var avtappningen av värme sker, dvs. från OK2, OK3 respektive LD-ugnen. Värmeförbrukningen fördelas efter fjärrvärmeanvändningen i Nyköping, Oxelösund och internt vid SSAB Oxelösund i tabell 2. Observera att i värdet över ångförbrukning ingår även vissa förluster inom värmeproduktionen. Nätförlusterna i Nyköping kan också ses i tabellen.

Tabell 3: Nuläget i Nyköping och Oxelösund – summerad elproduktion

Elproduktion	[MWh]
P3	140 591
OK3	243 000
Summa	383 591

Den totala elproduktionen vid kraftvärmeblocket i Nyköping samt OK3 i Oxelösund kan ses i tabell 3 ovan. Elproduktionen sker både genom mottryck och med hjälp av återkylaren BERIDEN i Nyköping samt både genom mottryck och med kallkondens i Oxelösund.

Tabell 4: Nuläget i Nyköping och Oxelösund – summerad bränsleförbrukning

Bränsleförbrukning						
[MWh]	RT-flis	Skogsflis	Eo Ultra	Hyttgas	Koksgas	Eo 5
P1	-	6 356	-	-	-	-
P2	-	20 739	-	-	-	-
P3	503 454	-	-	-	-	-
Oljepannor	-	-	6 236	-	-	-
Summa Nyköping	503 454	27 095	6 236	-	-	-
OK2	-	-	-	168 386	47 820	4 369
OK3	-	-	-	894 242	57 693	9 616
Summa Oxelösund	-	-	-	1 062 628	105 513	13 984
Summa	503 454	27 095	6 236	1 062 628	105 513	13 984

I tabell 4 ovan ses bränsleförbrukningen uppdelad på respektive panna. Observera att all oljeförbrukning i Nyköping har slagits samman till en gemensam förbrukning i oljepannorna. Den höga förbrukningen av RT-flis är ett resultat av att P3 är Vattenfalls huvudpanna och står för baslasten i Nyköpings fjärrvärmenät. Vid SSAB Oxelösund eldas majoriteten av hyttgasen i OK3 tillsammans med överskottet av koksugnsgasen. Totalt förbrukas cirka 221 GWh bränsle (restgaser och olja) i OK2 respektive 962 GWh bränsle (restgaser och olja) i OK3, vilket ger en summerad bränsleförbrukning på 1 182 GWh.

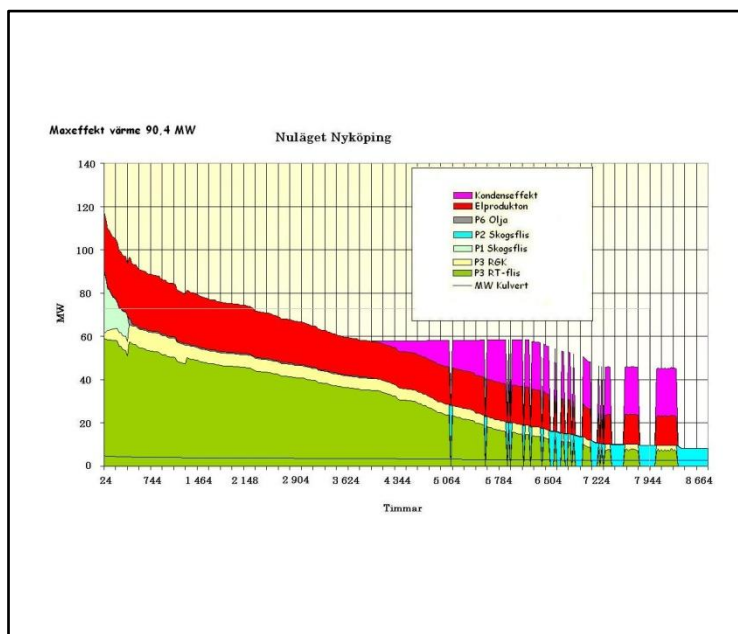
Tabell 5: Nuläget i Nyköping och Oxelösund – summerade utsläpp

Utsläpp el- och värmeproduktion				
[ton]	NO_x	SO₂	Fossil CO₂	Stoft
P1	1,14	0,183	-	0,0114
P2	3,36	0,597	-	0,0373
P3	81,6	21,8	-	0,906
Oljepannor	2,69	1,80	1 684	0,301
OK2+OK3	69,6	56,2	3 836	3,00
Summa	158	80,6	5 520	4,26

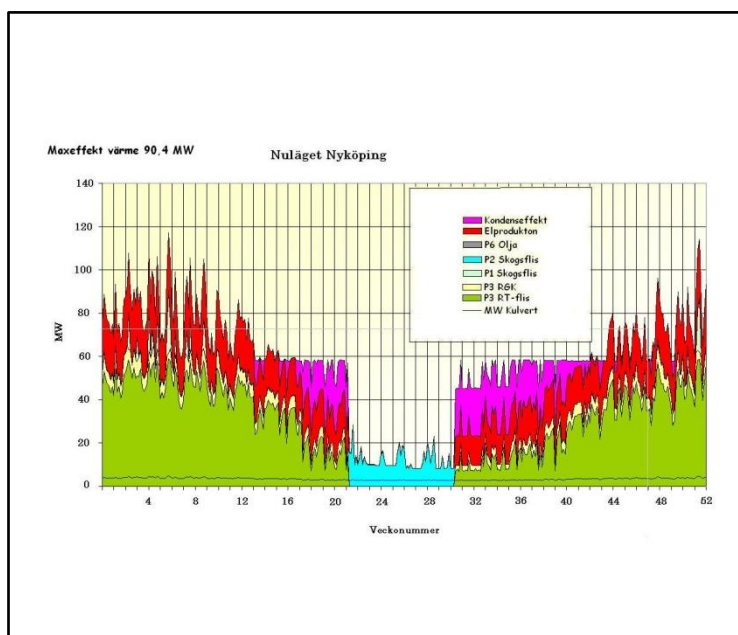
Utsläpp av fossil koldioxid (från oljeeldningen), kväveoxider, svaveldioxid samt stoft redovisas i tabellen ovan. Då oljeförbrukningen i modellen samlas på oljepannorna blir utsläppen av koldioxid noll från de bibränsleeldade pannorna i Nyköping, trots att olja även används i dessa pannor (vid start). Även i Oxelösund härrör sig koldioxidutsläppen från oljeeldning i OK2 och OK3 då utsläppen från eldning av restgaser allokeras till stålproduktionen, inte till el- och värmeproduktionen.

2.3.2 Varaktighets- och belastningsdiagram - nuläget

Varaktighets- och belastningsdiagram över el- och värmeproduktionen i Nyköping idag kan ses i figur 4-5 nedan. El- och värmeproduktionen vid SSAB Oxelösund har utelämnats då införandet av dessa produktionsenheter i simuleringens modellens nulägesbeskrivning inte skulle ge ett tillförlitligt resultat.



Figur 4: Diagram över el- och värmeproduktionen i Nyköping i nuläget – varaktighetsdiagram (Bild: utdrag ur simuleringsprogrammet)



Figur 5: Diagram över el- och värmeproduktionen i Nyköping i nuläget – belastningsdiagram, dvs. effektfördelning under året (Bild: utdrag ur simuleringsprogrammet)

Varaktighets- och belastningsdiagrammen illustrerar tydligt kraftvärmeblockets roll som baslastproducent i Nyköping. P1 och P2 används i mindre utsträckning som spetslast (dvs. då effektbehovet är stort) och vid sommar drift. Oljepannorna utnyttjas som spets vid ett fåtal tillfällen. Observera att den rosafärgade kondenseffekten endast är bortkyld värmeeffekt, dvs. värme som inte utnyttjas till fjärrvärme utan som kyls bort i BERIDEN.

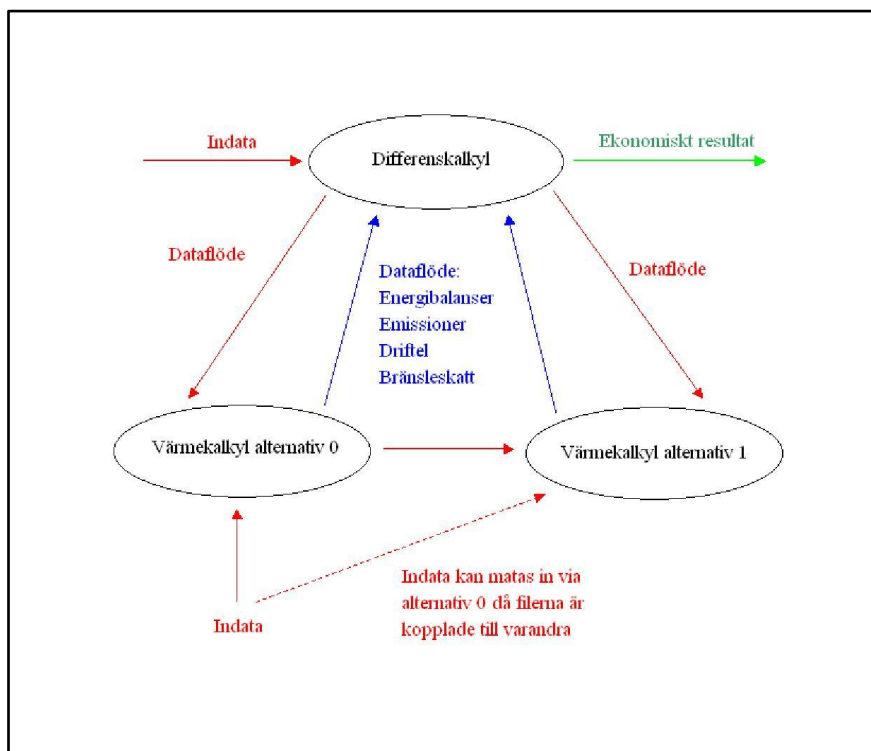
3. Metod

I det här kapitlet ges en ingående beskrivning av de metoder som använts i detta examensarbete. Kapitlet inleds med en beskrivning av den Microsoft Excel-baserade simuleringsmodellen som använts, i avsnitt 3.1. Avsnitt 3.2 beskriver den miljö- och systemanalys som genomförts. I avsnitt 3.3 ges slutligen en genomgång av den utförda känslighetsanalysen.

3.1 Simuleringsmodellen

Simuleringar av olika baslastfall har utförts med hjälp av ett Microsoft Excel-baserat simuleringsprogram för analys av olika fjärrvärmesystem. Detta program har utvecklats på Vattenfall AB Värme av Morgan Romvall under de senaste 4-5 åren. I simuleringsprogrammet byggs en modell av anläggningarna i Nyköping upp med hjälp av driftdata, ekonomiska förutsättningar (avskrivningar, skatter, avgifter, elcertifikat osv.) och liknande. Ett nulägesalternativ kan därefter jämföras med andra produktionsalternativ, t.ex. utnyttjande av spillvärme från SSAB Oxelösund som baslast. Programmet är framför allt utvecklat som ett verktyg för investeringskalkylering men kan även användas för att få fram data om energi, effekt och miljöpåverkan då den ekonomiska beräkningen bygger på simulering av el- och värmeproduktionen. Utsläpp beräknas i programmet för de utsläppsfaktorer som har ekonomiska implikationer. I de simuleringar som utförts inom ramen för detta examensarbete har intressanta utdata framför allt varit energibalanser och varaktighetsdiagram över lasten på de olika pannorna. Programmet har validerats med hjälp av tidigare produktionsdata från Vattenfall AB Värme Nyköping respektive SSAB Oxelösund under utförandet av simuleringarna.

Simuleringsprogrammet består av tre Microsoft Excel-filer som är länkade till varandra; en differenskalkyl och två värmekalkyler. I differenskalkylen utförs beräkningar av lönsamhet och en jämförelse mellan de två alternativen görs. Här anges huvuddelen av programmets indata, bland annat valet av anläggningar som ska vara med i simuleringen. Maximal producerad effekt hos respektive produktionsenhet och andra grunddata anges också i differenskalkylen. Dataflöden går även från de två värmekalkylerna till differenskalkylen. Energibalanser, emissioner och liknande beräknas i de två värmekalkylerna för respektive alternativ. Indata till dessa simuleringsenheter utgörs av pannornas effekt, kommunernas värmebehov, planerad drifttid osv. Dataflödet från värmekalkylerna består bland annat av data över el- och värmeproduktionen, kostnader för bränsle, drift och underhåll osv. Utdata från differenskalkylen består framför allt av ekonomiska resultat (Romvall, 2008). En översikt över programmets indata- och utdataflöden kan ses i figur 6 nedan.



Figur 6: Illustration av simuleringsprogrammet för analys av fjärrvärmenätet i Nyköping (Bild: egen efter förlaga av Romvall, 2008)

I differenskalkylen rangordnas de olika produktionsanläggningarna från baslastproduktion (anläggningar som har låga rörliga kostnader) till spetslastproducerande anläggningar med högre rörliga kostnader. Denna rangordning ger simuleringsprogrammet uppgifter om vilka producerande enheter som ska prioriteras och täcka baslasten.

I programmet finns data över uttagsmönster, dvs. värmebehov över året, för fjärrvärmeanslutna industrier och bostäder i Nyköping och Oxelösund. Med hjälp av dessa varaktighetsdiagram över värmelasten beräknas den värme som ska produceras, inklusive distributionsförluster, på dygnsbasis. Den beräknade värmeproduktionen utgör sedan grunden för beräkning av elproduktionen vid Vattenfall Nyköping. Elproduktionen beräknas med hjälp av anläggningens alfavärde, dvs. andel producerad el per producerad enhet värme i ett kraftvärmeverk. I modellen anges också verkningsgrader för respektive produktionsenhet. Dessa används tillsammans med beräknade värden på el- och värmeproduktionen för att få fram pannornas bränsleförbrukning.

I simuleringsmodellen anges alfavärdet vid maxlast och alfavärdet vid lägsta framledningstemperatur i fjärrvärmenätet. Alfavärdet vid minlast beräknas som en procentuell andel av alfavärdet vid maxlast samt den procentuella minskningen av alfavärdet mellan den lägsta och den högsta framledningstemperaturen. Alfavärdet

har hämtats från tidigare driftdata från turbinen. Driftdata och bestämningen av aktuella alfavärden kan ses i bilaga A.

En förenkling i programmet är att oljepannorna vid anläggningarna i Brandkärr och Nyköpings lasarett är sammanslagna till en oljepanna. All oljeanvändning (även startolja i pannorna vid anläggningen på Idbäcksområdet) inkluderas i denna sammanslagna oljepanna. Denna förenkling påverkar inte resultatet nämnvärt. Den deponigaseldade hetvattenpannan och elpannan finns inte inkluderade i simuleringsmodellen, men då dessa pannor endast används i undantagsfall ger denna förenkling endast en försumbar effekt på resultatet.

I simuleringsmodellen approximeras maximal producerad effekt till 90 MW för P3, 35 MW vardera för P1 och P2 samt sammanlagt 50 MW för oljepannorna. Rök-gaskondenseringens effekt beräknas i modellen och den beror på den aktuella driften av kraftvärmeblocket.

Simuleringsprogrammet tar även in revisionstid i beräkningen. I simuleringarna har en månads revision antagits för SSAB:s kraftverk under sommaren, ingen revision vid LD-ugnen, fem månaders stopp av panna 1 i Nyköping mellan maj och oktober, tre månaders stopp av panna 2 från oktober till december samt totalt cirka två månaders revision och stopp av Nyköpings kraftvärmeblock under sommaren.

En begränsning i modellen ligger i miljöberäkningarna då en noggrann beräkning av utsläpp bara görs för utsläppsfaktorer som har en ekonomisk implikation, dvs. framför allt kväveoxidutsläpp i och med den statligt reglerade kväveoxidavgiften. Detta sker även till viss del för koldioxidutsläppen. Denna begränsning har gjort att miljökonsekvenser av olika simuleringsfall har analyserats med hjälp av beräkningar av utsläpp per MWh bränsle. Detta förklaras närmare i avsnitt 3.2.4. En annan begränsning är att Excel-simuleringarna framför allt ger resultat i form av skillnader i el- och värmeproduktion vid Vattenfalls anläggningar i Nyköping mellan nulägesalternativet och de olika scenarier som simuleras. När det gäller produktionen av el vid SSAB Oxelösund har istället uppgifter om möjliga förändringar i elproduktionen hämtats från Per-Åke Gustafsson och Johan Lundqvist vid SSAB:s kraftverk. I simuleringsprogrammet har bara producerad värmeeffekt från SSAB Oxelösund till det gemensamma nätet vid olika scenarier använts.

3.2 Miljö- och systemanalys av en eventuell sammankoppling av fjärrvärmennäten i Nyköping och Oxelösund

3.2.1 Introduktion till miljö- och systemanalys

Miljö- och systemanalyser används ofta som underlag till olika typer av beslut. Tillvägagångssättet vid analyserna kan dock skilja sig åt, då det aktuella systemet kan analyseras utifrån en rad olika faktorer; ekonomiska, miljömässiga, tekniska och energimässiga. Dessutom är de analyserade systemen komplexa vilket gör att

förenklingar ofta krävs. Det grundläggande i en systemanalys är dock helhetsperspektivet, något som är nödvändigt att ha för att få en så komplett och representativ bild av systemet som möjligt. Det krävs dock ett noga övervägande av exakt vad miljö- och systemanalysen ska innehålla och vad som ska lämnas utanför.

I examensarbetet har en miljö- och systemanalys utförts på en eventuell sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund. Analys har gjorts på resultatet från körningarna av olika produktionsalternativ i det Excel-baserade simuleringsprogrammet (se avsnitt 3.1). De olika produktionsalternativ som simulerats är ett scenario där kraftvärmeblocket hos Vattenfall AB Värme Nyköping producerar baslasten i fjärrvärmenätet samt två scenarier där SSAB Oxelösunds pannor står för baslasten i systemet. De två SSAB-alternativen består av ett baslastfall där nuvarande fjärrvärmeproduktion maximeras och ett alternativ där ett ökat utnyttjande av restgaser ger en högre maximal levererad värmeeffekt än idag. Detaljer kring de olika scenarierna kan ses i inledningen av kapitel 4. Beräkningarna inom miljö- och systemanalysen har grundats på de förändringar som alternativa baslastfall i simuleringarna har gett upphov till. Förändringarna rör producerad mängd el och värme, bränsleförbrukning och utsläpp.

3.2.2 Systemgränser och utsläppsallokering

En systemgräns skiljer ett system från omgivningen, vilket är en förutsättning för att överhuvudtaget kunna utföra en rimlig analys av det aktuella systemet. Systemgränser kan dras utifrån ett geografiskt perspektiv, ett tidsperspektiv och/eller ett tekniskt perspektiv till exempel. En geografisk och/eller teknisk systemgräns kan dras på ett flertal olika sätt; kring företaget, kring kommunen, kring regionen, kring Sverige, kring Norden, kring EU eller till och med globalt. Från ett enskilt företags synvinkel kan det vara rimligt att dra systemgränsen runt det egna företaget och dess produktion och konsumtion. Vid en miljö- och systemanalys är resultatet i mångt och mycket beroende på val av systemgränser. Allt för snäva systemgränser kan ge upphov till suboptimeringar (Jönsson et al, 2007) samt ”bortglömda” utsläpp (Svenska Fjärrvärmeföreningen, 2003a). Allt för vida systemgränser kan försvåra systemanalysen. I samband med systemgränsdragningen måste även allokeringssprincip för utsläppen väljas. En utsläppsallokering innebär att utsläppen fördelas till olika områden med hjälp av passande allokeringssprincip. Även detta val har stor betydelse för resultatet av miljö- och systemanalysen.

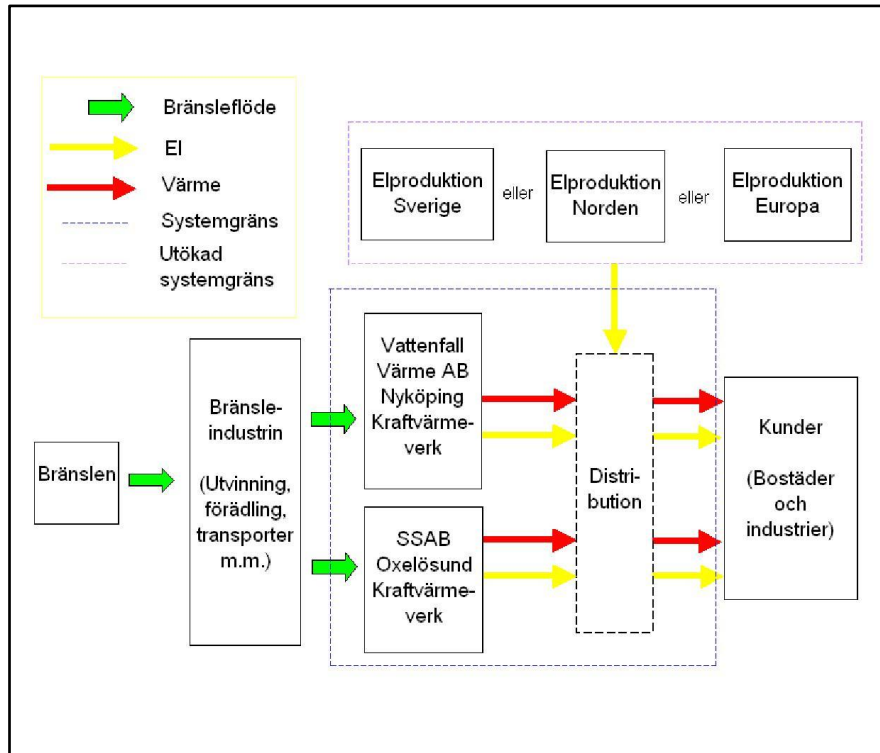
Vid en miljöanalys kan det vara viktigt att ha systemgränser som täcker mer än bara det lokala området eller den närmaste tidsperioden framöver. Anledningen till detta är att miljöeffekter från utsläpp av koldioxid, kväveoxider och andra föreningar ofta är regionala eller globala samt påverkar miljön även på lång sikt framöver. I analys av ett fjärrvärmenät kan det vara lämpligt att dra den geografiska och tekniska systemgränsen kring nätet, och därmed ofta kommunen. I denna rapport diskuteras en sammankoppling av fjärrvärmenäten i två olika kommuner, vilket gör det tänkbart att dra systemgränsen kring den region som

dessa kommuner utgör. Dessa systemgränsdragningar kan framför allt tänkas gälla värmeproduktion. När det gäller elproduktion blir frågan mer komplicerad. Elmarknaden i Sverige är avreglerad och handeln av el sker inte bara inom Sverige utan även med våra grannländer och övriga EU. Den geografiska systemgränsen kring den svenska elproduktionen och elförbrukningen kan därmed inte automatiskt sättas runt Sveriges gränser. Förändringar inom elproduktionen i Sverige kan påverka den gemensamma elmarknaden vilket gör att systemgränsdragningen kring elproduktionen kan ha stor betydelse för resultatet av analysen. Den tidsmässiga delen av systemgränsen är också viktig i detta sammanhang. Medel- och marginaler kan skilja sig kraftigt på kort och lång sikt. I framtiden kanske de förnybara energikällorna får ett större genomslag, vilket kan komma att kraftigt förändra sammansättningen i elproduktionen i framför allt övriga Europa. En avveckling av kärnkraft i Sverige skulle till exempel få stora effekter inom landet då stora delar av den svenska elproduktionen härrör sig från de svenska kärnkraftverken.

Vid jämförelsen mellan ett system med både el- och värmeproduktion (till exempel kraftvärme) och ett system med enbart värmeproduktion uppstår allokeringssproblem rörande utsläppen från produktionen. I det första fallet fördelas utsläppen både på el- och värmeproduktionen medan utsläpp bara hamnar på värmeproduktion i det andra fallet. För att få jämförbara system måste antingen elproduktion adderas till systemet med enbart värmeproduktion eller så måste elproduktionen subtraheras från kraftvärmesystemet. Problemet finns i samtliga simuleringsscenarioer som innebär en förändrad elproduktion i systemet som helhet. En rimlig lösning är att utvidga systemgränsen till att innefatta den alternativa elproduktionen som ersätter det bortfall som sker. Enligt "Livscykelanalyser av fjärrvärme – en förstudie" är detta ett sätt att följa de riktlinjer kring allokering av utsläpp som uttrycks i ISO-standarden över livscykelanalyser (Finnveden & Johansson, 2003). En av dessa riktlinjer är just att lägga till den ersättande elproduktionen och därmed utöka systemgränsen. Examensarbetet innefattar ingen livscykelanalys av en sammankoppling av fjärrvärmenäten men riktlinjerna för livscykelanalyser har dock följts. Därmed har en utökning av systemgränsen gjorts i detta examensarbete.

De alternativa systemlösningar som presenteras i denna rapport kan ses som varianter av den nuvarande värmeproduktionen. Med hänsyn till detta har en miljövärdering av värmeproduktionen från de olika scenarierna utgått från de nuvarande emissionsvärdena. En förändring i värmeproduktionen miljövärderas utifrån existerande värden på utsläpp per förbrukad mängd bränsle i respektive produktionsenhet. Utsläppsvärden har hämtats från Vattenfall AB Värme Nyköpings respektive SSAB Oxelösund AB:s miljöredovisningar samt från personlig kontakt med personer på respektive företag. Mer om detta kan ses i avsnitt B.2.3 i bilaga B. Vid utökningen av systemgränsen för elproduktion har en miljövärdering av förändringar i elproduktionen vid en sammankoppling gjorts. Detta krävs för att uppnå en komplett miljöanalys av de olika alternativen. Mer om miljövärderingen av el inom miljö- och systemanalysen kan ses i avsnitt 3.2.3.

En illustration av valda systemgränser i detta examensarbete kan ses i figur 7 nedan.



Figur 7: Illustration över systemgränserna vid miljö- och systemanalysen

Allokeringsproblem inträffar inte bara kring elproduktionen utan även kring utsläpp från spillvärme- och restgasutnyttjandet vid SSAB. El- och värmeproduktionen vid SSAB Oxelösund är inte förnybar, men i och med att produktionen sker med restgaser från ståltillverkningen som bränsle kan denna elproduktion anses ha liten miljöpåverkan i sig. Alternativet till förbränning av restgaser för el- och värmeproduktion är fackling av gaserna, dvs. avsiktlig förbränning utan tillvaratagande av gasernas energiinnehåll, vilket sker till viss del idag. Själva tillverkningsprocesserna ger upphov till stora utsläpp av bland annat koldioxid. Det är dock sällan en allokering av dessa utsläpp till el- och värmeproduktionen kan motiveras. Det är snarare rimligt att allokera utsläppen från el- och värmeproduktionen till de produkter som tillverkas vid SSAB Oxelösund. En sådan allokering kan dock vara tveksam. Alternativet att inte alls utnyttja restgaser och spillvärme är inte rimligt med tanke på att det skulle kräva ökade inköp av el och värme. I situationer som denna kan en ekonomisk allokering vara rimlig då utnyttjandet av restgaser och spillvärme kan anses ha ett ekonomiskt värde. En ekonomisk allokering innebär att utsläppen fördelas efter det ekonomiska värdet hos respektive produkt, i detta fall efter det ekonomiska värdet hos el och värme jämfört med det ekonomiska värdet av stålproduktionen. Denna allokeringsprincip har övervägts men avfärdats. Ståltillverkningen antas stå för de

dominerande intäkterna vilket gör att en sådan allokering troligtvis skulle ge nollutsläpp från förbränningen av restgaser och utnyttjandet av spillvärme. För restgasernas utnyttjande ger inte detta en representativ bild av den faktiska miljöpåverkan från el- och värmeproduktionen vid SSAB Oxelösund. Utnyttjandet av spillvärme från LD-ugnen kan antas ha nollutsläpp. I detta examensarbete har valet gjorts att använda de till länsstyrelsen redovisade utsläppen från el- och värmeproduktionen vid SSAB Oxelösund. Miljöpåverkan begränsas dock till utsläpp av kväveoxider, stoft och svaveldioxid från förbränningen av restgaser och eldningsolja samt koldioxidutsläpp från förbränning av eldningsolja. De stora koldioxidutsläppen beror framför allt på kolanvändningen inom ståltillverkningen, som i sin tur ger upphov till de kolrika restgaserna. En allokering av koldioxidutsläppen från OK2 och OK3 till stålproduktionen anses därför rimlig. Valet att ändå redovisa utsläpp av kväveoxider, svaveldioxid och stoft motiveras av att dessa faktorer till mångt och mycket beror på förbränningsteknik och gasrening. Dessa saker kan kraftverket påverka till skillnad från de tillverkningsberoende koldioxidutsläppen.

Resultatet av miljö- och systemanalysen kan ses i kapitel 6.

3.2.3 Ersättning för förändrad elproduktion – marginalet eller medelelet

I avsnittet ovan diskuterades problem som kan uppstå vid val av systemgränser för elproduktion och de riktlinjer som finns kring allokering av utsläpp från el- och värmeproduktion presenterades också. Om systemgränsen utvidgas för att inkludera alternativ elproduktion måste denna elproduktion miljövärderas. Detta kan ske med ett marginalelperspektiv eller med ett medelelperspektiv.

Marginalet är den el som produceras till högst rörlig kostnad, vilket innebär att det är denna el som tillkommer på marginalen, dvs. som spets i elsystemet som helhet. Marginalet kan alltså ses som den elproduktion som tillkommer/försvinner vid små förändringar av produktionen inom elnätet. Anläggningarna som producerar marginalet varierar sin produktion efter elmarknadens utbud och efterfrågan. I det svenska elsystemet kan detta anses vara den el som landet importerar. Medelelet är däremot den elmix som finns i ett visst elnät, dvs. en sammansättning av elproduktion från olika energislag. Den svenska elproduktionen är framför allt vattenkrafts- och kärnkraftsbaserad, med vissa tillskott från förbränningsbaserad produktion (med fossila bränslen respektive biobränslen) och vindkraft. Det kan tilläggas att den förbränningsbaserade elproduktionen domineras av kraftvärme och industriellt mottryck. Ur ett nordiskt perspektiv kommer ungefär hälften av elproduktionen från vattenkraft, följt av kärnkraft och förbränningsbaserad produktion samt en liten mängd vindkraftsproducerad el. Inom EU står kol och kärnkraft för cirka 30 % vardera av elproduktionen följt av naturgas, vattenkraft och olja (IEA, 2008). På europeisk nivå är elproduktionen från biobränslen liten. Dessa skillnader gör att den svenska elmixen skiljer sig till viss del från den nordiska elmixen medan skillnaden mellan sammansättning av svensk medelelet och europeisk medelelet är stor.

El som tillkommer/försvinner i det utökade systemet kan alltså miljövärderas utifrån ett resonemang kring medelel (svensk, nordisk eller europeisk elmix) eller marginelel. Båda utgångspunkter innebär vissa problem vilket bland annat berörs i en doktorsavhandling från KTH av Stefan Grönkvist. Användningen av medelel innebär att ingen hänsyn tas till dynamiken i elsystemet medan användningen av marginelel inte innefattar långsiktiga ekonomiska processer (Grönkvist, 2005). I en artikel tillsammans med Jörgen Sjödin har Sjödin och Grönkvist gjort en utvärdering av olika miljövärderingar av el. Fördelen med att använda medelel i miljövärderingen är de lättillgängliga och tillförlitliga data som finns för olika sammansättningar av medelel. Nackdelen med metoden är risken för undervärdering av miljökonsekvenserna av förändringar i elproduktionen. Användning av marginelel riskerar å andra sidan att övervärdera miljökonsekvenserna av en ändrad elproduktion (Sjödin & Grönkvist, 2004). Fördelarna med marginelelperspektivet är att hänsyn tas till dynamiken i elsystemet och att ett framtidsperspektiv kan inkluderas på ett lätt sätt.

Det är dock tydligt att förändringar inom elproduktion i Sverige faktiskt har effekter på elsystemet även utanför landets gränser. Detta beror på den gemensamma elmarknad som finns i norra Europa. El importeras och exporteras mer eller mindre fritt mellan Sverige, Danmark, Norge, Finland, Tyskland och Östeuropa. Inom EU finns dessutom ett mål att stärka en gemensam elmarknad inom unionen där handel med el över gränserna uppmuntras. Detta kan ge en ökad import och export av el i framtiden. Det finns flaskhalsar i överföringskapaciteten mellan länderna vilket kan försvaga synen av en helt fri och integrerad elmarknad i området. Författarna av rapporten "Marginal elproduktion och CO₂-utsläpp i Sverige" menar dock att det är ovanligt att flaskhalsar uppträder mellan Sverige och alla andra länder samtidigt (Energimyndigheten, 2002b). I framtiden kanske de fysiska överföringsbegränsningarna minskas ytterligare vilket skulle stärka den gemensamma marknaden ännu mer. Modellberäkningar som utförts av Profu på uppdrag av Elforsk visar att förändringar i den svenska elproduktionen faktiskt kan ha effekter både på marginalen och på medelproduktionen av el. Enligt beräkningarna tillkommer marginelelproduktion på kort sikt, medan på lång sikt kan det röra sig om ytterligare förnybar elproduktion eller naturgaskondenskraft vilket kan påverka elmixen (Sköldberg & Unger, 2008).

I ett flertal rapporter diskuteras också marginelelens ursprung på kort respektive lång sikt. På kort sikt (under 20 år) kan elproduktionens sammansättning anses vara stabil medan på lång sikt (över 20 år) kan strukturella förändringar ha en inverkan (Energimyndigheten, 2006). I ett flertal rapporter görs bedömningen att kortsiktig marginelel utgörs av kolkondens medan marginelel på lång sikt kommer produceras i naturgaseldade kombikraftverk (Bärring et al, 2003; Energimyndigheten, 2002a-b; Energimyndigheten, 2006; Sköldberg et al, 2006; Svenska Fjärrvärmeföreningen, 2003a). Marginelel består alltså av el som importeras till Sverige från Danmark, Finland, Tyskland och Polen till exempel. I rapporten från Energimyndigheten, som utfördes av ECON år 2002, gjordes en kartläggning av marginelel i det svenska elsystemet (Energimyndigheten, 2002b). Kartläggningen visar att vattenkraft utgör marginalkapacitet utifrån ett

effektperspektiv medan kolkondens är marginalproduktion på energibasis på kort sikt. På lång sikt kommer el från naturgaskombiverk att täcka energibehovet.

Den europeiska handeln med utsläppsrätter har gjort miljövärdering av förändringar inom elmarknaden ännu mer komplicerad. Koldioxidutsläppen påverkas enligt detta synsätt framför allt av utsläppstaket, inte av specifika förändringar i elproduktionen i ett visst land (Sköldberg et al, 2006). Inom utsläppshandelssystemet sätts tak för de maximala tillåtna koldioxidutsläppen under en viss period. Elintensiv industri samt vissa el- och värmeproducerande anläggningar måste köpa utsläppsrätter motsvarande mängden koldioxidutsläpp från den aktuella anläggningen. Koldioxidutsläppen minskas genom att priset för utsläppen är högt vilket gör att det lönar sig att vidta åtgärder för att minska dessa. På kort sikt förändras alltså inte koldioxidutsläppen av ändrad elproduktion om inte tillgången på utsläppsrätter är stor. Förändringar i elproduktionen i ett land kan dock ha en långsiktig effekt genom att påverka den framtida tilldelningen av utsläppsrätter. Dessutom gäller dessa komplikationer endast koldioxidutsläpp, inte andra miljöpåverkansfaktorer. Därför ses marginaelperspektivet som en rimlig metod för att miljövärdera el, trots handel med utsläppsrätter.

I miljö- och systemanalysen beräknas miljökonsekvenserna av bortfallet av elproduktion utifrån ett marginaelperspektiv, på kort respektive lång sikt. Ett marginaelperspektiv har valts på grund av att den förändring av elproduktionen i det svenska elsystemet som en sammankoppling av fjärrvärmenäten innebär enbart antas ge små effekter på marginalen. På kort sikt antas marginaleden utgöras av kolkondens medan på lång sikt är antagandet att marginaleden består av el producerad vid naturgaseldade kombikraftverk. Eftersom utsläppen från den nuvarande produktionen endast avser förbränningen har bara utsläpp från användningen av kol respektive naturgas beaktats, dvs. en avgränsning har gjorts till just förbränningen av bränslet. Produktion och distribution av bränslet ingår inte i denna analys. De utsläppsfaktorer som använts i miljö- och systemanalysen för kolkondens respektive naturgaskombi kan ses i tabell 6 nedan. Beräkningar bakom utsläppsfaktorerna för marginaled kan ses i avsnitt C.1 i bilaga C.

Tabell 6: Utsläppsfaktorer marginaled

Utsläpp marginaled				
[kg/MWh el]	NO_x	SO₂	Fossil CO₂	Stoft
Kolkondens	2,31	2,56	891	0,107
Naturgaskombi	0,0727	0,00395	375	0,000631

Resultatet av miljö- och systemanalysen kan ses i kapitel 6. Medelel har använts i känslighetsanalysen för att ge en bild av betydelsen av miljövärderingsprincip för el inom miljö- och systemanalysen. En beskrivning av känslighetsanalysen kan ses i avsnitt 3.3 och resultatet kan ses i kapitel 7.

3.2.4 Utsläppsfaktorer och utsläppsberäkningar

Val av utsläppsfaktorer är en annan grundläggande del av en miljö- och systemanalys. Ett systems miljöeffekter kan till exempel indelas i utsläpp till luft respektive utsläpp till vatten samt resursförbrukning. Miljöeffekterna kan också delas in efter om utsläppen påverkar miljön lokalt, regionalt eller globalt.

Vid förbränning i el- och värmeproducerande anläggningar är utsläpp till luft den dominerande miljöeffekten. I detta arbete har utsläppsfaktorerna kväveoxider, svaveldioxid, stoft och fossil koldioxid valts ut vilket också antydde i föregående avsnitt. Dessa utsläppsfaktorer har en betydande miljöpåverkan och används därför ofta som indikator på en viss anläggningens faktiska påverkan på miljön lokalt, regionalt och globalt. Förbränningen i sig leder till bildning av kväveoxider som kan leda till försurning av mark och vatten samt övergödning av hav och sjöar. Många vanliga bränslen som används i kraft- och värmeverk innehåller svavel, vilket vid förbränningen ger upphov till bildning av svaveloxider (SO och SO₂). Svaveloxider har också en försurande effekt på mark och vatten. Utsläpp av kväveoxider och svaveldioxid har en regional miljöpåverkan. För Sveriges del innebär detta att utsläpp av kväveoxider och svaveldioxid har en påverkan på landets miljö. Stoftutsläpp (dvs. utsläpp av fasta partiklar) förekommer också i olika utsträckning vid förbränning. Utsläppen av stoft är beroende av bränslets askinnehåll, förbränningsteknik och anläggningstyp. Dessa utsläpp riskerar att försämra luftkvaliteten lokalt, exempelvis i närliggande stadsdelar och kommuner. Koldioxid bildas vid all förbränning och halten är beroende på bränslets kolinnehåll. Koldioxid har en global klimatpåverkan då gasen förstärker växthuseffekten. Koldioxidutsläppen från biobränslen anses dock ha en nollpåverkan på lång sikt (över 100 år), förutsatt att återväxt av biomassa sker, då koldioxid kan bindas i träd och växter. Förbränning av fossila bränslen ökar dock växthuseffekten eftersom det tar mycket lång tid för fossila bränslen att bildas och därmed återbinda koldioxiden.

El- och värmeproduktionen vid Vattenfall AB Värme Nyköping har bestämts med hjälp av simuleringsmodellen. Även bränsleförbrukningen har hämtats därifrån. I SSAB Oxelösunds fall har vissa beräkningar och approximationer krävts även för el- och värmeproduktionen samt bränsleförbrukningen. Dessa har baserats på uppgifter från SSAB:s miljörapport för år 2007 och från Per-Åke Gustafsson och Johan Lundqvist på SSAB Oxelösunds kraftverk. Utsläppen från Vattenfalls anläggningar i Nyköping har beräknats med utgångspunkt i tidigare utsläpp från Vattenfall AB Värme Nyköpings anläggningar. Ett utsläppsmedelvärde per MWh bränsle under år 2005-2007 har varit utgångspunkten i beräkningarna av utsläpp av koldioxid, kväveoxider, svaveloxider samt stoft. Gällande koldioxidutsläpp har endast fossil koldioxid beaktats då koldioxidutsläppen från förbränning av biobränsle antas ha noll miljöpåverkan på sikt. Eftersom samma bränsle eldas i P1 och P2 har ett totalt medelvärde för svavelutsläppen från dessa två pannor använts. Stoftutsläppen redovisades förr som ett schablonvärde men sedan en tid tillbaka så mäts utsläppen. Rökgaskondensorn innebär dock en kraftig reduktion av dessa utsläpp och därför har ett lågt utsläppsvärde per MWh bränsle använts. För SSAB

Oxelösunds del har utsläppsvärden OK2 och OK3 för år 2007 använts i nulägesbeskrivningen och i scenario 1. De nuvarande utsläppen har omvandlats till utsläpp per MWh bränsle (restgaser och olja) för att kunna användas då bränsleförbrukningen förändras i scenario 2a. I scenario 2b måste hänsyn även tas till införandet av en ny restgas i kraftverket, dvs. LD-gasen från LD-ugnen. Även här har ett utsläppsvärde per MWh bränsle använts. LD-gasens egenskaper liknar hyttgas och koksugns gas. Ett antagande har därför gjorts att införandet av LD-gas inte påverkar utsläppen per MWh i någon betydande utsträckning. Därmed har samma utsläppsvärden per MWh som i nuläget, scenario 1 och scenario 2a använts. En mer detaljerad beskrivning av beräkningarna kring el- och värmeproduktion, bränsleförbrukning och utsläpp vid Vattenfall AB Värme Nyköpings anläggningar samt SSAB Oxelösunds el- och värmeproducerande enheter ges i bilaga B.

3.2.5 Alternativ användning av biobränsle

De senaste årens klimatdebatt och energipolitik har gjort biomassa allt mer intressant som energiråvara vilket har ökat konkurrensen kring biomassa. Biomassa i allmänhet och biobränsle i synnerhet har tidigare, och kanske även idag, ansetts vara en näst intill obegränsad resurs. En ökad efterfrågan på biobränslen i Sverige framöver kan leda till en bristsituation där biobränsle kan behöva importeras i större utsträckning än idag. De länder varifrån Sverige importerar biobränslen kan i framtiden få en ökad inhemsk efterfrågan på dessa bränslen på grund av åtaganden inom till exempel Kyotoprotokollet (Energimyndigheten, 2007a). Detta kan ge höjda priser och svårigheter att upprätthålla en kontinuerlig bränsleförsörjning till de svenska el- och värmeproducenterna. En ökad konkurrens kan också innebära att biobränsle måste ses som en begränsad resurs i framtiden. Redan idag hörs röster som vittnar om brist på biobränslen i delar av landet.

Styrande för användningen av biomassa för el- och värmeproduktion kommer vara kostnader, styrmedel och tillgängliga kvantiteter av biobränsle i skog och på jordbruksmark. Begränsad landareal och ökad konkurrens kan komma att begränsa mängden tillgängligt biobränsle i världen ännu mer i framtiden. Dessutom kan ekologiska restriktioner rörande biologisk mångfald och liknande påverka produktionen av biobränsle i framtiden (Naturvårdsverket, 1997). I en sammanställning av potentialbedömningar för biobränsle från skogen har Energimyndigheten visat att många bedömare menar att den svenska trädbränsleanvändningen har potential att öka från dagens 50 TWh till över 100 TWh inom Sverige. I potentialbedömningarna ingår bland annat vad som är ekologiskt, ekonomiskt och tekniskt möjligt med nuvarande typ av skogsbruk (Energimyndigheten, 2007b).

Om biobränslet ses som en begränsad resurs bör existerande biobränslen användas på ett så resurseffektivt sätt som möjligt. I en utredning som utfördes av Vattenfall Utveckling AB på Energimyndighetens uppdrag år 2002 undersöks det mest effektiva användningsområdet för skogsbränsle om fokus ligger på koldioxidreduktion till lägst möjliga kostnad. Störst koldioxidminskning till lägst kostnad sker då bioenergi ersätter el från kondenskraft utomlands. Om biobränsle

antas kunna användas på ett resurseffektivt sätt inom el- och värmeproduktion kan det diskuteras i vilken produktionsanläggning en viss mängd biobränsle kan utnyttjas på bästa sätt. Hänsyn till detta kan få konsekvenser eftersom ett sådant hänsynstagande kan innebära att en anläggning med låg verkningsgrad kan missa framtida investeringar (Energimyndigheten, 2002a). Ett hänsynstagande till resursbegränsningar i framtiden handlar också om graden av ansvarstagande. Ett enskilt företag kan knappast förväntas ta särskild hänsyn till detta i ett val mellan olika investeringsmöjligheter. Biobränsle som en begränsad resurs kan däremot antas ingå i ett resonemang kring försörjningstrygghet och bränslepriser för en viss anläggning.

Ett marginalresonemang grundat i ekonomiska teorier kring marginalprissättning kan föras kring bränsle för el- och värmeproduktion. Tillgången på biobränsle beror i detta synsätt framför allt på efterfrågan, utbudet och priset. Minskad användning av biobränsle på en anläggning frigör bränsle för användning på annan anläggning. Denna mängd biobränsle kan sägas ersätta bränsle på marginalen i energisystemet, dvs. det dyraste bränslet i produktionen av el och värme. Marginalbränsle utgörs ofta av fossila bränslen som olja och kol, vilket därmed öppnar för en möjlighet att ersätta fossila bränslen med biobränsle. I en artikel från 2006 beskrivs en undersökning om effekter av förändringar i utbudet av biobränslen inom pappersindustrin. Författarna Ådahl, Harvey och Berntsson menar att mer biobränsle på marknaden inte alltid ersätter fossila bränslen på marginalen, utan ibland ersätter andra biobränslen som har höga marginalkostnader (Ådahl et al, 2006). Om priset på biobränslet är högre än marknadspriset på bränsle finns ingen efterfrågan av det ökade utbudet. Ett likvärdigt pris på biobränslet jämfört med marknadspriset innebär att den ökade mängden biobränsle ersätter andra biobränslen. Ett lägre pris på den ökade mängden biobränsle än marknadspriset och marginalkostnaden hos ett annat bränsle gör att det finns en brist på biobränsle och därmed kan detta bränsle ersätta fossila bränslen. Om fossila bränslen ersätts av biobränslen ger detta en minskning av koldioxidutsläppen, förutsatt att en eventuell resulterande minskning i elproduktion inte nollställer denna utsläppsvinst. Ersättning av andra biobränslen kan potentiellt ge en minskning av koldioxidutsläppen om den alternativa användningen är mer energieffektiv till exempel. Utfallet av ett ökat utbud av biobränslen är alltså inte självklart positivt utan det beror på vilken typ av bränsle som ersätts.

I miljö- och systemanalysen diskuteras resursutnyttjande och de effekter ett frigörande av biobränsle kan få. En sammankoppling av fjärrvärmenäten har potential att minska användningen av biobränsle i Nyköping samt ge ett ökat utnyttjande av restgaser vid SSAB Oxelösund. Denna diskussion kan ses i samband med presentationen av simuleringsresultatet i kapitel 6 samt i diskussionen i kapitel 8.

3.3 Känslighetsanalys

En känslighetsanalys av resultatet har också utförts inom ramen av detta arbete. Känslighetsanalysen har utförts genom att förändra en parameter åt gången för att

få en bild av varje parameters påverkan på resultatet. Känslighetsanalysen innefattar miljövärderingen av el då denna faktor kan ha en stor påverkan på resultatet av miljö- och systemanalysen. En känslighetsanalys som innefattar allokeringen av utsläpp vid SSAB Oxelösund har övervägts men avfärdats på grund av avgränsningsskäl. Problematiken kring utsläppsallokering diskuteras dock i rapporten.

När det gäller miljövärderingen av el har känslighetsanalysen innefattat en ändring av antagandet om marginalel. Antagandet har ändrats från marginalel (kolkondens respektive naturgaskombi) till svensk, nordisk respektive europeisk elmix. Förbränningen av bränsle (kol, olja, gas, biobränsle och avfall) antas stå för den betydande delen av utsläppen och produktion och distribution av dessa bränslen ingår inte i beräkningen av utsläpp från medelel. När det gäller övriga energikällor (vattenkraft, kärnkraft och vindkraft) anses endast en liten del av utsläppen härröra från själva energiomvandlingen vid kraftverket. Därför har även utsläpp från byggnation och rivning av vattenkraftverk, kärnkraftverk och vindkraftverk ingått i utsläppsberäkningarna. Samtliga utsläppsfaktorer har hämtats från IVL:s Miljöfaktabok för bränslen (Uppenberg et al, 2001a-b) medan sammansättningen inom elproduktionen i Sverige, Norden och Europa har hämtats från statistik från IEA (IEA, 2008). De utsläppsfaktorer över medelel som använts i känslighetsanalysen kan ses i tabell 7 nedan. Beräkningarna bakom utsläppsfaktorerna för medelel kan ses i bilaga C.

Tabell 7: Utsläppsfaktorer medelel

Utsläpp medelel				
[kg/MWh el]	NO_x	SO₂	Fossil CO₂	Stoft
Svensk elmix	0,0532	0,0533	25,3	0,000524
Nordisk elmix	0,0819	0,0736	90,2	0,000620
Europeisk elmix	0,204	0,211	349	0,000267

Resultatet av känslighetsanalysen kan ses i kapitel 7.

4. Produktionsalternativ i ett regionalt fjärrvärmenät i Nyköping och Oxelösund

I kapitlet beskrivs de alternativa systemlösningar för el- och värmeproduktionen i Nyköping och Oxelösund som har simulerats i Microsoft Excel. Kapitlet inleds med en kort beskrivning av det sammankopplade fjärrvärmenätet, en genomgång av tillgänglig produktion i detta regionala nät samt en motivering till val av simuleringsfall (avsnitt 4.1). Därefter följer en beskrivning av respektive systemlösning (dvs. de olika baslastfallen) i avsnitt 4.2–4.4.

4.1 Ett sammankopplat fjärrvärmenät

4.1.1 Kulvert mellan Nyköping och Oxelösund

Grundförutsättningen i de simuleringar som har utförts i detta examensarbete är en eventuell framtida sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund. Möjliga sträckningar av en fjärrvärmekulvert mellan Nyköping och Oxelösund har analyserats i tidigare kulvertutredningar. Det finns flera alternativa sträckningar av en kulvert mellan orterna. Exakt kulvertsträckning utelämnas i detta arbete, men det kan konstateras att en sammankopplande kulvert skulle ha en längd på cirka 12-13 km.

Det finns även flera valmöjligheter gällande värmeväxlare och pumpar i nätet. Även detta utelämnas här och fokus ligger på de olika alternativen för el- och värmeproduktion. Det kan dock tilläggas att en kulvert skulle kräva en extra värmeväxlare, antingen i Nyköping om Vattenfalls panna 3 är baslast eller i Oxelösund om SSAB:s anläggning är baslast. Ytterligare ett växlarsteg ger ett temperaturfall på minst 5°C vilket måste kompenseras med en höjd framledningstemperatur med motsvarande temperatursteg. Detta kompenseras i simuleringsmodellen med hjälp av ändrade indata för kraftvärmeblockets turbin, dvs. i Nyköping, och dess alfavärde (se avsnitt 3.2 och bilaga A).

I examensarbetet har värmebehovet i Nyköping och Oxelösund antagits vara konstant i nuläget och i ett sammankopplat fjärrvärmenät. Distributionsförlusterna ökar dock eftersom en sammankoppling innebär en ökad kulvertlängd. Distributionsförlusterna i nätet är proportionella mot antal meter kulvert. Värmeförbrukningen och förlusterna i ett sammankopplat fjärrvärmenät i Nyköping och Oxelösund kan ses i tabell 8 nedan.

Tabell 8: Värmeförbrukning i ett sammankopplat fjärrvärmenät i Nyköping och Oxelösund

Värmeförbrukning	[MWh]
Ånga, förluster SSAB m.m.	118 543
Fjärrvärme Nyköping	276 653
Fjärrvärme Oxelösund	93 000
Intern fjärrvärme SSAB Oxelösund	50 000
Nätförluster Nyköping-Oxelösund	46 846
Summa	585 042

4.1.2 Tillgänglig produktion i det sammankopplade fjärrvärmenätet

Värmeproduktionen vid Vattenfalls kraftvärmeblock, P3, i Nyköping är tillräckligt stor (cirka 60 MW) för att kunna täcka baslasten i ett gemensamt fjärrvärmenät. Detsamma gäller för produktionen vid SSAB:s kraftverk. Dock kvarstår behovet av ytterligare anläggningar för att kunna täcka hela värmebehovet då det maximala värmebehovet i systemet är cirka 125 MW (90 MW i Nyköping och 35 MW i Oxelösund).

SSAB Oxelösund använder sig idag ofta av kondensdrift av turbinen eftersom värmeunderlaget för mottrycksdrift är relativt litet. En sammankoppling av fjärrvärmenäten skulle öka värmeunderlaget och möjliggöra mer mottrycksdrift av turbinen. I en tidigare utredning kring en kulvert mellan Nyköping och Oxelösund har en resteffekt från SSAB, utöver dagens maximala (vid nuvarande drift) levererade värmeeffekt på 30 MW från OK3, på cirka 60 MW värme diskuterats (Lindgren, 2002). Detta överskott av värmeeffekt förutsätter dock en elproduktion med lägre effekt (cirka 15 MW_{el}) vid SSAB Oxelösund än den som förekommer idag (cirka 35 MW_{el}). Dessutom var driftförutsättningarna annorlunda, till exempel levererades en stor del av fjärrvärmen från OK2. Idag är detta framför allt pannor för produktion av processånga. Med dagens höga elpriser och den nuvarande driften vid OK2 och OK3 förefaller detta scenario mindre rimligt.

Redan idag anses dock den tillgängliga värmeeffekten för externa fjärrvärmeleveranser från SSAB vara totalt 60 MW, förutsatt att fjärrvärmeavtappningen vid OK3 ökas. Enligt uppgifter från SSAB Oxelösund finns idag 135 MW tillgängligt bränsle i form av hyttgas och koksugns gas (Gustafsson, 2008). Denna bränsleeffekt motsvarar 150 ton ånga per timme vilket innebär en möjlig avtappning av maximalt 60 MW värme från OK3 (Cederqvist, 1980).

Vid SSAB Oxelösund finns dessutom vissa möjligheter till ytterligare ökning av fjärrvärmeproduktionen, förutsatt att investeringar görs. I dagsläget utnyttjas inte LD-gasen som uppstår i stålugnen, utan gasen facklas av istället, totalt cirka 300 GWh gas per år. Investeringar i gasklocka, ytterligare brännare i OK3:s panna m.m. skulle möjliggöra användandet av denna gas i SSAB:s OK3. Den nuvarande värmeväxlaren på 60 MW skulle kunna kompletteras med ytterligare en

värmväxlare med samma effekt. Eldning av LD-gas i OK3 motsvarar enligt uppgift upp till 60 MW bränsle, vilket ger en total tillgänglig bränsleeffekt på 195 MW. Denna bränsleeffekt kan ge 210 ton ånga per timme, eller motsvarande 100 MW värmeeffekt (Gustafsson, 2008). Enligt uppgifter från SSAB Oxelösund kan dock upp till 120 MW värmeeffekt från OK3 uppnås (Gustafsson, 2008; Lundqvist, 2008). Denna värmeeffekt motsvarar cirka 210 MW bränsle (225 ton ånga per timme) enligt Per-Åke Gustafsson (Gustafsson, 2008), dvs. ytterligare 15 MW bränsle jämfört med 100 MW-fallet.

De 5 MW värme som fås via kylsystemet i LD-ugnen vid SSAB Oxelösund är en egen produktionsenhet som är lämplig som produktionsgrund i det gemensamma fjärrvärmenätet i samtliga scenarier.

4.1.3 Simuleringsscenarierna

Ett antal produktionsvarianter har övervägts inför valet av scenarier till simuleringarna i Excel. Det slutliga valet av scenario 1, 2a och 2b har baserats på en rimlighetsbedömning av tänkbara produktionsalternativ. Värmebehovet i ett gemensamt fjärrvärmenät är maximalt cirka 125 MW. Valet av scenarier har inte grundats på lönsamhetsuppskattningar utan endast på nuvarande och framtida produktionsmöjligheter.

I simuleringsmodellen har den producerade effekten hos panna 3 satts till 90 MW på grund av produktionsbegränsningar vid förbränning av RT-flis. Oljepannornas sammanlagda effekt är något högre i verkligheten än i simuleringsprogrammet men då samtliga oljepannor inte används samtidigt vid normal drift är denna approximation rimlig. I simuleringsmodellen har endast den externa delen av SSAB Oxelösunds värmeproduktion från OK3 angetts, dvs. producerad värmeeffekt från OK2 och för internt bruk har inte angetts i modellen. I samtliga simuleringsalternativ har spillvärmeutnyttjandet vid LD-ugnen lagts som grund i värmeproduktionen då denna produktion har mycket låga kostnader och sker kontinuerligt vid ståltillverkningen vid SSAB Oxelösund. LD-ugnens kylkrets har en maximal värmeeffekt på 7 MW i nuläget men då denna effekt inte uppnås kontinuerligt har ett medelvärde på 5 MW värmeeffekt valts och använts i simuleringarna.

Ett fall med Vattenfall Nyköpings panna 3 som baslast har valts. I detta scenario antas SSAB Oxelösund producera lika mycket värmeeffekt till fjärrvärmenätet som idag, dvs. 5 MW från LD-ugnen och 30 MW från OK3. En eventuell ökning av fjärrvärmeleveranserna från SSAB från eldning av LD-gas antas orimligt i detta fall då OK3 endast står för spetsproduktionen av värme.

Två fall med SSAB Oxelösund som baslastproducent har simulerats. I det ena fallet maximeras SSAB:s nuvarande fjärrvärmeproduktion (dvs. mer mottrycksdrift och mindre kondensdrift av turbinen jämfört med idag) med hjälp av ökad avtappning och 60 MW värme levereras till nätet från OK3:s värmväxlare. Dessutom tillkommer 5 MW värme från LD-ugnen. I detta scenario skulle

Vattenfall Nyköping kunna vara baslastproducent istället för SSAB men det antas mindre troligt då värmen från SSAB Oxelösund antas ha lägre rörliga kostnader. I det andra fallet antas investeringar ha gjorts för att möjliggöra utnyttjande av LD-gasen till el- och värmeproduktion. I detta scenario levererar SSAB Oxelösund 105 MW värme till det gemensamma fjärrvärmenätet. Ett scenario med den värmeleverans på 125 MW från SSAB Oxelösund som nämndes i föregående avsnitt har övervägts men i detta fall tyder uppgifter på att den tillgängliga LD-gasen inte täcker bränslebehovet utan kompletterande bränsle på ytterligare cirka 15 MW krävs (se avsnitt B.2.1 i bilaga B). Denna ökade värmeeffekt från SSAB Oxelösund ger dessutom endast en liten skillnad i el- och värmeproduktion jämfört med 100 MW-fallet. Därför har detta alternativ valts bort i detta examensarbete då det förefaller som ett mindre troligt produktionsalternativ jämfört med 100+5 MW från SSAB Oxelösund.

I det fallet där SSAB Oxelösund står för fjärrvärmesystemets baslastproduktion med en utökad värmeeffekt till 105 MW, scenario 2b, anses det orimligt att ha även Vattenfalls panna 3 i drift. Värmeproduktionen från SSAB utkonkurrerar i dessa fall kraftvärmeproduktionen hos Vattenfall AB Värme Nyköping då värmeunderlaget inte är tillräckligt stort. Därför har P3 lagts ner i detta scenario. Scenariot skulle sannolikt också innebära en möjlig nedläggning av panna 1 och 2 i Nyköping men det har inte ingått i dessa simuleringar. Även det andra scenariot med SSAB som baslast, med 65 MW värme, skulle eventuellt innebära en nedläggning av kraftvärmeblocket i Nyköping. Detta har dock inte simulerats utan P3 kvarstår som en produktionsenhet i detta alternativ. Däremot finns inte återkylningen i BERIDEN i detta scenario då provsimuleringar visat att denna produktionsenhet är överflödigt då SSAB Oxelösund står för baslasten. BERIDEN har ett miljötillstånd som begränsar dess effekt vilket resulterar i detta vid simuleringen av dessa baslastfall.

4.2 Scenario 1: Baslast P3 Vattenfall Nyköping

I scenario 1 sker baslastproduktionen vid Vattenfalls kraftvärmeblock, dvs. panna 3, i Nyköping (90 MW el + värme) tillsammans med LD-ugnsens kylkrets på 5 MW_{värme}. En oförändrad produktionskapacitet i Oxelösund står för en del av spetslastproduktionen tillsammans med P1, P2 och oljepannorna i Nyköping. Detta innebär att maximalt 30 MW_{värme} levereras från OK3. SSAB Oxelösund kommer därmed täcka spetslasten med sina nuvarande fjärrvärmeproducerande anläggningar, dvs. framför allt med nuvarande eldnings av hyttgas och koksugns gas i OK3.

Den maximala eleffekten vid OK3 i Oxelösund antas vara densamma som i nuläget, då inga förändringar som gäller SSAB:s el- och värmeproduktionskapacitet har gjorts i detta scenario. På grund av begränsningar i inflödet av gas till pannan är eleffekten 35 MW idag. Kondensdriften av turbinen antas dock kunna ökas något då behovet av avtappning av fjärrvärme från SSAB till Oxelösunds kommun minskar.

I simuleringsprogrammet rangordnas därför produktionsanläggningarna från baslastproduktion (två översta raderna) vid LD-ugnen och P3 till spetslastproduktion (nedersta raden) vid oljepannorna i Nyköping enligt tabell 9 nedan. Tabellen är ett utdrag från simuleringsprogrammets differenskalkyl.

Tabell 9: Produktionsanläggningar scenario 1 (Tabell: utdrag ur simuleringsprogrammet)

Panna	Effekt	Verkningsgrad	Minlast	Tillgänglighet	Bränsle
SSAB LD	5 MW	100 %	0 %	100 %	Spillvärme
P3	90 MW	90 %	21 %	99 %	RT-flis
SSAB	30 MW	100 %	0 %	98 %	Restgaser
P1	35 MW	88 %	30 %	98 %	Skogsflis
P2	35 MW	88 %	15 %	98 %	Skogsflis
P6	50 MW	88 %	0 %	100 %	Olja

4.3 Scenario 2a: Baslast SSAB Oxelösund 65 MW

I scenario 2a utgörs baslasten i det sammankopplade fjärrvärmenätet av värme från SSAB Oxelösunds kraftverk och LD-ugnens kylkrets. Den producerade fjärrvärmeeffekten utökas, dvs. mottrycksproduktionen ökar och kondensdriften av turbinen minskar genom ökad avtappning av ånga till fjärrvärme. Värmeeffekten från SSAB är totalt 65 MW värme i detta fall (60 MW från OK3 och 5 MW från LD-ugnen). Spetslasten utgörs här av P1, P2, P3 och oljepannorna i Nyköping.

Inga särskilda investeringar görs i detta scenario utan den ökade fjärrvärmeeffekten härrör sig från ökad avtappning av ånga i OK3. Därmed antas den maximala effekten teoretiskt sett vara densamma som i nuläget och scenario 1. I scenario 2a ger dock den högre fjärrvärmeeffekt en minskad effekt med 6 MW, dvs. effekten blir 29 MW (se avsnitt B.2.1 i bilaga B för beräkningar).

I simuleringsprogrammet rangordnas produktionsanläggningarna från de två baslastproducerande anläggningarna hos SSAB Oxelösund, följt av P3 i Nyköping samt övriga spetslastproducerande pannor. Rangordningen kan ses i tabell 10 (som är ett utdrag ur simuleringsprogrammet) nedan.

Tabell 10: Produktionsanläggningar scenario 2a (Tabell: utdrag ur simuleringsprogrammet)

Panna	Effekt	Verkningsgrad	Minlast	Tillgänglighet	Bränsle
SSAB LD	5 MW	100 %	0 %	100 %	Spillvärme
SSAB	60 MW	100 %	0 %	98 %	Restgaser
P3	90 MW	90 %	21 %	99 %	RT-flis
P1	35 MW	88 %	30 %	98 %	Skogsflis
P2	35 MW	88 %	15 %	98 %	Skogsflis
P6	50 MW	88 %	0 %	100 %	Olja

4.4 Scenario 2b: Baslast SSAB Oxelösund 105 MW

I detta scenario, scenario 2b, är SSAB Oxelösunds levererade värmeeffekt 105 MW och OK3 står för baslastproduktionen i det gemensamma fjärrvärmenätet. Förutsättningen för detta är att investeringar görs för att öka produktionskapaciteten vid OK3. Utnyttjande av LD-gasen i OK3 och installation av en kompletterande värmeväxlare antas därför i detta scenario. Spetslasten kan i scenario 2b täckas av en reducerad anläggning i Nyköping, dvs. utan kraftvärmeblocket (panna 3 + turbin). Återkylaren BERIDEN blir därmed också överflödig och ingår inte i detta scenario. Den reducerade anläggningen består därmed av P1, P2 och oljepannorna i simuleringsprogrammet.

De investeringar som görs i detta scenario antas innefatta en ökad kapacitet i tillförseln av gas till OK3 vilket innebär att eleffekten också kan ökas. Den potentiella maxeffekten är 70 MW_{el} men det stora fjärrvärmeuttaget ger en maximal eleffekt på 40 MW i scenario 2b (se avsnitt B.2.1 i bilaga B för beräkningar).

I simuleringsprogrammets rangordning saknas därmed P3:s 90 MW el och värme, vilket kan ses i tabell 11 nedan (P3 har effekten 0 MW). Överst i tabellen ses SSAB Oxelösund som nätets baslastproducerande enhet. Tabellen är hämtad från simuleringsprogrammets differenskalkyl.

Tabell 11: Produktionsanläggningar scenario 2b (Tabell: utdrag ur simuleringsprogrammet)

Panna	Effekt	Verkningsgrad	Minlast	Tillgänglighet	Bränsle
SSAB LD	5 MW	100 %	0 %	100 %	Spillvärme
SSAB	100 MW	100 %	0 %	98 %	Restgaser
P3	0 MW	90 %	21 %	99 %	RT-flis
P1	35 MW	88 %	30 %	98 %	Skogsflis
P2	35 MW	88 %	15 %	98 %	Skogsflis
P6	50 MW	88 %	0 %	100 %	Olja

5. Simuleringsresultat

I detta kapitel presenteras resultatet av simuleringarna i Microsoft Excel. Resultatet av varje enskilt baslastfall presenteras i avsnitt 5.1 - 5.3. Resultatet presenteras i form av nyckeltalstabeller för el- och värmeproduktionen, bränsleförbrukning och utsläpp samt varaktighets- och belastningsdiagram över värmeproduktionen i det gemensamma fjärrvärmenätet.

5.1 Scenario 1

5.1.1 Nyckeltal – scenario 1

Resultatet av simuleringen av scenario 1 i den Excel-baserade simuleringsmodellen kan ses i detta avsnitt. I scenario 1 står Vattenfalls P3 för baslastproduktionen av värme i det gemensamma fjärrvärmenätet. De nyckeltal som presenteras från resultatet är värme- och elproduktion i MWh, bränsleförbrukning i MWh samt utsläpp av kväveoxider, svaveldioxid, fossil koldioxid och stoft. Nyckeltalen gäller det gemensamma fjärrvärmenätet på årsbasis och de kan ses i tabell 12-15 nedan.

Tabell 12: Scenario 1 – värmeproduktion vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

Värmeproduktion	[MWh]
P1	2 135
P2	7 860
P3	279 320
Oljepannor	940
Rökgaskondensering	50 136
Summa Nyköping	340 391
<i>Återkyld värme Nyköping</i>	<i>43 355</i>
Summa OK2+OK3	200 851
<i>varav OK3 fjärrvärme Nyköping-Oxelösund</i>	<i>32 308</i>
LD-ugn	43 800
Summa Oxelösund	244 651
Summa	585 042

Data kring värmeproduktionen har hämtats från simuleringsprogrammet. I tabell 12 ovan kan värmeproduktionen i scenario 1 ses fördelade på respektive produktionsenhet.

Tabell 13: Scenario 1 – elproduktion vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

Elproduktion	[MWh]
P3	153 964
OK3	246 400
Summa	416 964

Elproduktionen i Nyköping har hämtats från simuleringsprogrammet medan den producerade elen i Oxelösund är ett värde som beräknats utifrån antagna förändringar i driften av OK3. Beräkningarna kring elproduktionen vid SSAB Oxelösund kan ses i avsnitt B.2.1 i bilaga B.

Tabell 14: Scenario 1 – bränsleförbrukning vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

Bränsleförbrukning	RT-flis	Skogsflis	Eo Ultra	Restgaser och olja
[MWh]	Vattenfall	Vattenfall	Vattenfall	SSAB
P1	-	2 447	-	-
P2	-	9 049	-	-
P3	553 290	-	-	-
Oljepannor	-	-	2 013	-
Summa Nyköping	553 290	11 496	2 013	-
OK2	-	-	-	220 575
OK3	-	-	-	961 550
Summa Oxelösund	-	-	-	1 182 125
Summa	553 290	11 496	2 013	1 182 125

Bränsleförbrukningen vid Vattenfalls anläggningar i Nyköping har hämtats från simuleringsprogrammet. Bränsleförbrukningen i OK2 och OK3 har antagits vara konstant (se avsnitt B.2.2 i bilaga B för bakomliggande resonemang).

Tabell 15: Scenario 1 – utsläpp från el- och värmeproduktionen vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

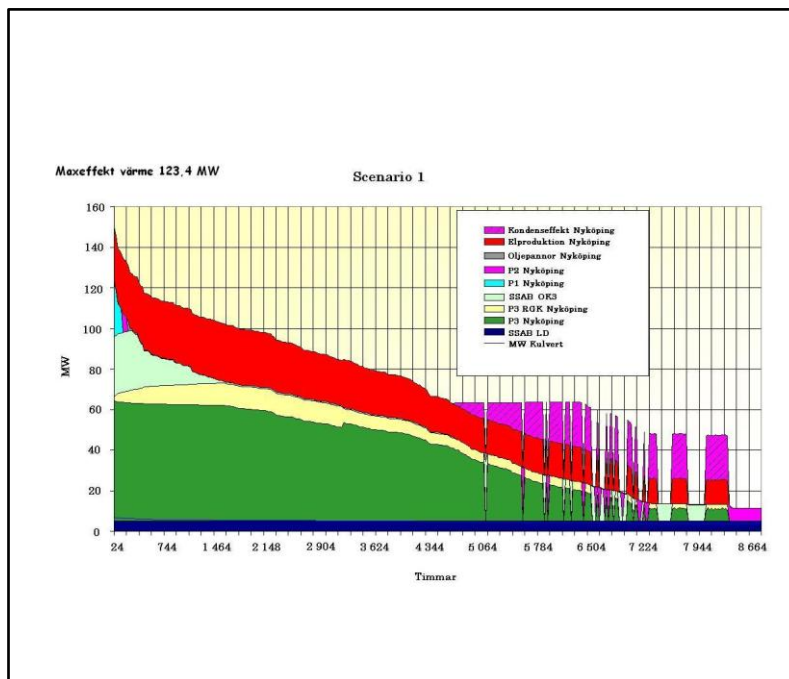
Utsläpp el- och värmeproduktion				
[ton]	NO_x	SO₂	Fossil CO₂	Stoft
P1	0,441	0,0705	-	0,00441
P2	1,47	0,261	-	0,0163
P3	89,6	23,9	-	0,996
Oljepannor	0,870	0,580	543	0,0971
OK2+OK3	69,6	56,2	3 836	3,00
Summa	162	81,0	4 379	4,11

Utsläppen har baserats på nuvarande utsläpp per MWh bränsle och beräknats med hjälp av simuleringsresultatets bränsleförbrukning i tabell 14 ovan. Utsläppen av kväveoxider och svaveldioxid ökar något i Nyköping och Oxelösund som en följd av den ökade bränsleförbrukningen hos Vattenfall AB Värme i Nyköping. Utsläppen av fossil koldioxid och stoft minskar dock.

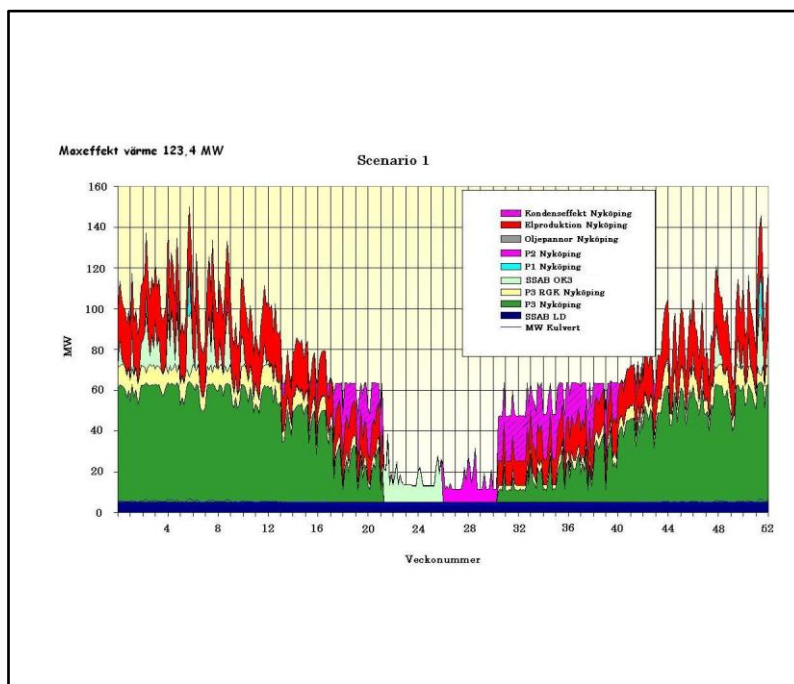
En analys av värme- och elproduktionen i scenario 1 jämfört med nuläget kan ses i kapitel 6, i avsnitt 6.1. En analys av förändringarna i bränsleförbrukning mellan nuläget och scenario 1 kan ses i kapitel 6, avsnitt 6.2. I kapitel 6 används ett marginalelperspektiv vid en miljövärdering av förändringen i elproduktion. De resulterande utsläppen från systemet i denna miljövärdering kan ses i avsnitt 6.3 i kapitel 6.

5.1.2 Varaktighets- och belastningsdiagram – scenario 1

I simuleringsprogrammet ges en grafisk presentation över el- och värmeproduktionen i scenario 1. Dessa kan ses i figur 8-9 nedan. Genom att studera varaktighets- och belastningsdiagrammen ges en bra bild över driftkonsekvenser av en sammankoppling av fjärrvärmenätet enligt förutsättningarna i scenario 1.



Figur 8: Diagram över el- och värmeproduktionen i scenario 1 – varaktighetsdiagram (Bild: utdrag ur simuleringsprogrammet)



Figur 9: Diagram över el- och värmeproduktionen i scenario 1 – belastningsdiagram dvs. effektfördelning under året (Bild: utdrag ur simuleringsprogrammet)

I varaktighetsdiagrammet (figur 8 ovan) över elproduktionen i Nyköping och värmeproduktionen i Nyköping och Oxelösund syns den baslastproducerande P3 som den gröna ytan. I scenariot står alltså P3 tillsammans med SSAB:s spillvärme från LD-ugnen (den mörkblå ytan längst ner i figurerna) för baslasten. I detta scenario blir P1 och P2 vid anläggningen i Idbäcksområdet i stort sett överflödiga då dessa pannor endast har en marginell värmeproduktion. Varaktighetsdiagrammet visar tydligt att oljepannorna i Nyköping samt restgasutnyttjandet vid SSAB Oxelösund är tillräckliga för att täcka systemets spetslastbehov av fjärrvärme. Slutsatserna bekräftas också av belastningsdiagrammet (figur 9) där P1 kan ses som spetsar vid vecka 6 och vecka 51. P2 används för sommarproduktion av fjärrvärme tillsammans med enheterna på SSAB i detta scenario. Däremot kan P3 utan problem täcka baslastproduktionen i systemet tillsammans med spetslast- och sommarproduktion av fjärrvärme vid SSAB.

5.2 Scenario 2a

5.2.1 Nyckeltal – scenario 2a

I scenario 2a står SSAB Oxelösunds OK3 för regionnätets baslastproduktion med en maximal värmeeffekt på 60 MW tillsammans med LD-ugnens 5 MW. Nyckeltalen som presenteras för scenario 2a är värme- och elproduktion i MWh,

bränsleförbrukning i MWh samt utsläpp av kväveoxider, svaveldioxid, fossil koldioxid och stoft. Nyckeltalen är fördelade på Vattenfalls pannor samt den sammanlagda produktionen i OK2 och OK3 i Oxelösund och kan ses i tabell 16-19.

Tabell 16: Scenario 2a – värmeproduktion vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

Värmeproduktion	[MWh]
P1	0
P2	10 913
P3	31 871
Oljepannor	7 499
Rökgaskondensering	4 222
Summa Nyköping	54 505
<i>Återkyld värme Nyköping</i>	<i>0</i>
Summa OK2+OK3	486 737
<i>varav OK3 fjärrvärme Nyköping-Oxelösund</i>	<i>318 194</i>
LD-ugn	43 800
Summa Oxelösund	530 537
Summa	585 042

Uppgifter om värmeproduktionen i scenario 2a har hämtats från simuleringsprogrammet. I tabell 16 ovan kan fördelningen av värmeproduktionen mellan pannorna ses.

Tabell 17: Scenario 2a – elproduktion vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

Elproduktion	[MWh]
P3	12 638
OK3	201 000
Summa	213 638

Elproduktionen i Nyköpings kraftvärmeblock (P3) har hämtats från simuleringsresultatet. Elproduktionen vid OK3 i Oxelösund har beräknats med hjälp av uppgifter från SSAB Oxelösund över turbinen. Beräkningarna kan ses i i avsnitt B.2.1 i bilaga B.

Tabell 18: Scenario 2a – bränsleförbrukning vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

Bränsleförbrukning				
[MWh]	RT-flis Vattenfall	Skogsflis Vattenfall	Eo Ultra Vattenfall	Restgaser och olja SSAB
P1	-	0	-	-
P2	-	12 572	-	-
P3	51 787	-	-	-
Oljepannor	-	-	11 984	-
Summa Nyköping	51 787	12 572	11 984	-
OK2	-	-	-	220 575
OK3	-	-	-	961 550
Summa Oxelösund	-	-	-	1 182 125
Summa	51 787	12 572	11 984	1 182 125

Bränsleförbrukningen vid de el- och värmeproducerande enheterna i Nyköping har hämtats från simuleringsprogrammet. Bränsleförbrukningen vid OK2 och OK3 i Oxelösund har antagits vara konstant jämfört med nuläget.

Tabell 19: Scenario 2a – utsläpp från el- och värmeproduktionen vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

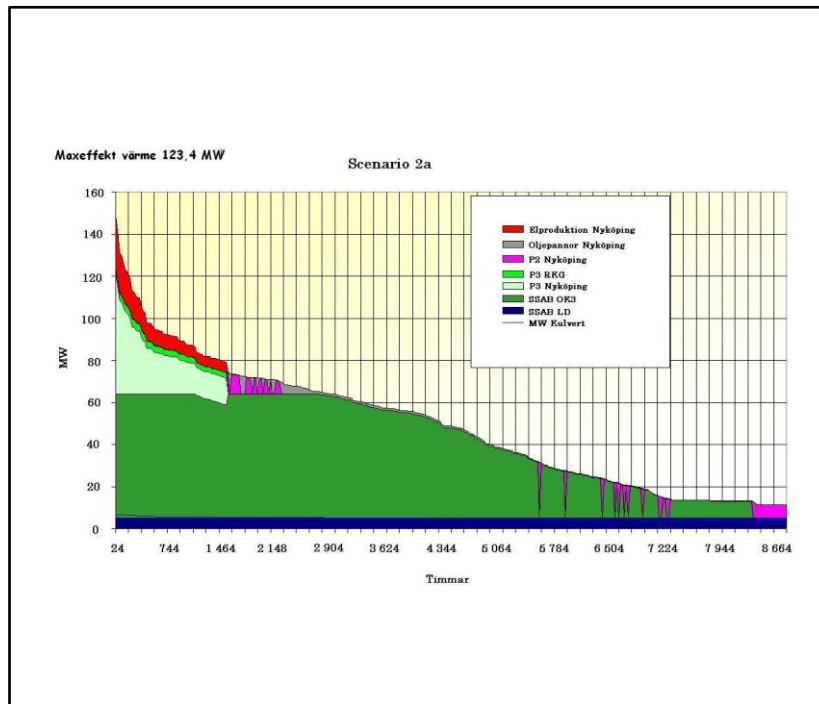
Utsläpp el- och värmeproduktion				
[ton]	NO_x	SO₂	Fossil CO₂	Stoft
P1	0	0	-	0
P2	2,04	0,362	-	0,0226
P3	8,39	2,24	-	0,0932
Oljepannor	5,18	3,45	3 236	0,578
OK2+OK3	69,6	56,2	3 836	3,00
Summa	85,2	62,3	7 072	3,69

I tabellen ses de beräknade utsläppen från anläggningarna i Nyköping och Oxelösund i scenario 2a. Utsläppen har beräknats med hjälp av medelutsläpp i nuläget per MWh bränsle och bränsleförbrukningen från simuleringsresultatet (tabell 18 ovan). Utsläppen av kväveoxider, svaveldioxid och stoft minskar i Nyköping och Oxelösund medan utsläppen av fossil koldioxid ökar något.

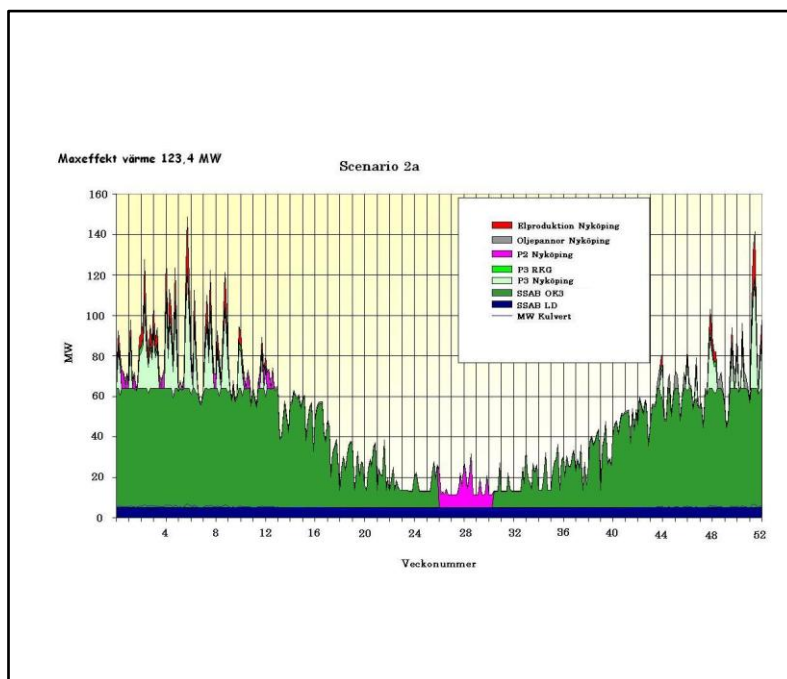
En analys av värme- och elproduktionen i scenario 2a jämfört med nuläget kan ses i avsnitt 6.1 i kapitel 6. En analys av förändringarna i bränsleförbrukningen mellan nuläget och scenario 2a kan ses i avsnitt 6.2 i kapitel 6. I avsnitt 6.3 i kapitel 6 har förändringarna i elproduktion värderats utifrån ett marginaelperspektiv. Miljöanalysen med hänsyn till detta kan ses i nämnda avsnitt i nästa kapitel.

5.2.2 Varaktighets- och belastningsdiagram – scenario 2a

Den grafiska presentationen av simuleringsresultatet av scenario 2a kan ses i figur 10-11 nedan. En analys av varaktighets- och belastningsdiagrammen ger en bild över driftförutsättningarna i detta scenario.



Figur 10: Diagram över el- och värmeproduktionen i scenario 2a – varaktighetsdiagram (Bild: utdrag ur simuleringsprogrammet)



Figur 11: Diagram över el- och värmeproduktionen i scenario 2a – belastningsdiagram dvs. effektfördelning under året (Bild: utdrag ur simuleringsprogrammet)

I varaktighetsdiagrammet ovan (figur 10) visas de baslastproducerande enheterna vid SSAB Oxelösund som mörkgröna respektive mörkblå fält. Den mörkgröna ytan utgörs av värmeproduktion vid OK3 medan den mörkblå utgörs av spillvärme från LD-ugnen. Av Nyköpings pannor används P1 inte alls medan P2 och P3 används för spetslastproduktion i viss utsträckning. I belastningsdiagrammet (figur 11) framgår också att P2 används vid sommarproduktion. I båda diagrammen framgår också den marginella elproduktionen som sker i Nyköpings kraftvärmeblock i detta scenario. Elproduktionen vid SSAB Oxelösund har inte simulerats och ses därför endast i nyckeltalstabellen i avsnitt 5.2.1.

I detta scenario uppstår frågan om de bibränsleeldade pannorna hos Vattenfall AB Värme i Nyköping skulle bli överflödiga vid en sammankoppling av fjärrvärmenäten under de förutsättningar som råder. Särskilt kraftvärmeblocket i Nyköping är i riskzonen för nedläggning i detta alternativ då övriga pannor hos Vattenfall Nyköping kan täcka spetslastbehovet. Den lilla produktion som sker vid P3 i detta scenario kan istället flyttas över till P1 och P2. Förändringen blir då att ingen elproduktion alls skulle ske hos Vattenfall AB Värme i Nyköping.

5.3 Scenario 2b

5.3.1 Nyckeltal – scenario 2b

I detta scenario står SSAB Oxelösunds OK3 för baslastproduktionen i det gemensamma fjärrvärmenätet. Den maximala värmeeffekten från OK3 är i detta fall 105 MW. Även här presenteras följande nyckeltal; bränsleförbrukning i MWh, elproduktion i MWh, värmeproduktion i MWh samt de utvalda utsläppsfaktorerna. De årliga värdena hos dessa nyckeltal kan ses i tabell 20-23 nedan.

Tabell 20: Scenario 2b – värmeproduktion vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

Värmeproduktion	[MWh]
P1	852
P2	7 646
P3	0
Oljepannor	7 522
Rökgaskondensering	0
Summa Nyköping	16 020
<i>Återkyld värme Nyköping</i>	<i>0</i>
Summa OK2+OK3	525 223
<i>varav OK3 fjärrvärme Nyköping-Oxelösund</i>	<i>356 680</i>
LD-ugn	43 800
Summa Oxelösund	569 023
Summa	585 042

Värden över värmeproduktionen i Nyköping och Oxelösund i scenario 2b har hämtats från simuleringsmodellen i Microsoft Excel. Fördelningen mellan pannorna kan ses i tabellen ovan.

Tabell 21: Scenario 2b – elproduktion vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

Elproduktion	[MWh]
P3	0
OK3	280 000
Summa	280 000

Ingen elproduktion sker i Nyköping i detta scenario då kraftvärmeblocket i detta fall är nedlagt. Elproduktionen vid SSAB Oxelösund har beräknats med hjälp av uppgifter kring sambandet mellan ångflöde till turbinen vid OK3, avtappad värmeeffekt och eleffekt (se avsnitt B.2.1 i bilaga B för beräkningar).

Tabell 22: Scenario 2b – bränsleförbrukning vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

Bränsleförbrukning				
[MWh]	RT-flis Vattenfall	Skogsflis Vattenfall	Eo Ultra Vattenfall	Restgaser och olja SSAB
P1	-	977	-	-
P2	-	8 802	-	-
P3	0	-	-	-
Oljepannor	-	-	9 167	-
Summa Nyköping	0	9 779	9 167	-
OK2	-	-	-	220 575
OK3	-	-	-	1 261 550
Summa Oxelösund	-	-	-	1 482 125
Summa	0	9 779	9 167	1 482 125

Bränsleförbrukningen vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping har hämtats från simuleringsprogrammet medan SSAB Oxelösunds bränsleförbrukning vid OK3 har ökat med hjälp av LD-gasen (se avsnitt B.2.2 i bilaga B för beräkningar).

Tabell 23: Scenario 2b – utsläpp från el- och värmeproduktionen vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping och SSAB:s anläggningar i Oxelösund

Utsläpp el- och värmeproduktion				
[ton]	NO_x	SO₂	Fossil CO₂	Stoft
P1	0,176	0,0282	-	0,00176
P2	1,43	0,253	-	0,0158
P3	0	0	-	0
Oljepannor	3,96	2,64	2 475	0,442
OK2+OK3	87,3	70,5	4 810	3,76
Summa	92,9	73,4	7 285	4,22

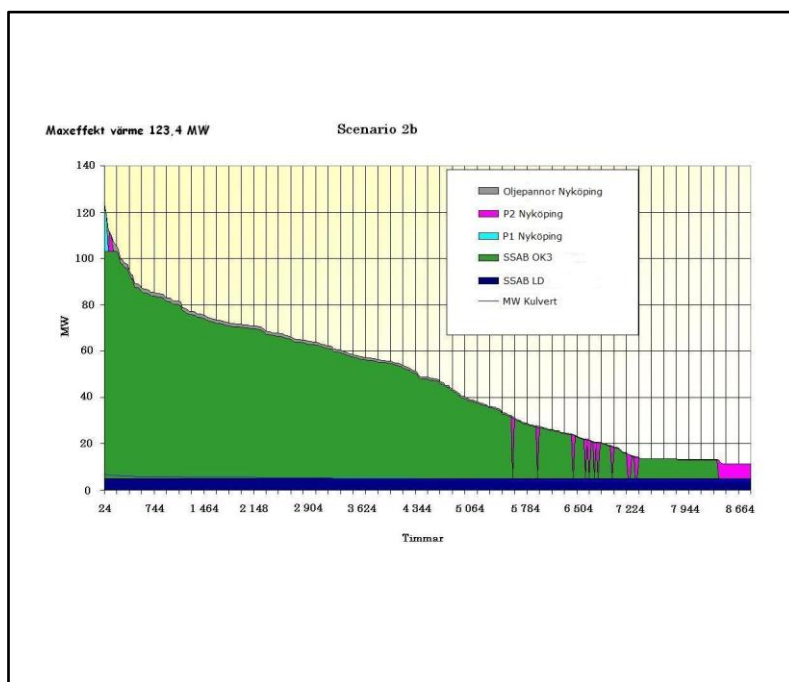
Utsläppen från el- och värmeproduktionen i Nyköping och Oxelösund har beräknats med hjälp av utsläppsvärden per MWh bränsle och den uppskattade bränsleförbrukningen i scenario 2b (se avsnitt B.2.3 i bilaga B för beräkningar). Kväveoxidutsläppen i Nyköping och Oxelösund minskar kraftigt i detta system som en följd av den kraftiga minskningen av biobränsleeldning. Utsläppen av svaveldioxid och stoft är desamma i scenario 2b som i nuläget. Utsläppen av fossil koldioxid ökar något som en direkt följd av ökad bränsleförbrukning vid SSAB Oxelösunds el- och värmeproducerande enheter.

En analys av förändringar i värme- och elproduktion mellan nuläget och scenario 2b kan ses i kapitel 6 (avsnitt 6.1). En analys av förändringar i bränsleförbrukningen kan ses i avsnitt 6.2 i kapitel 6. I avsnitt 6.3 har förändringen

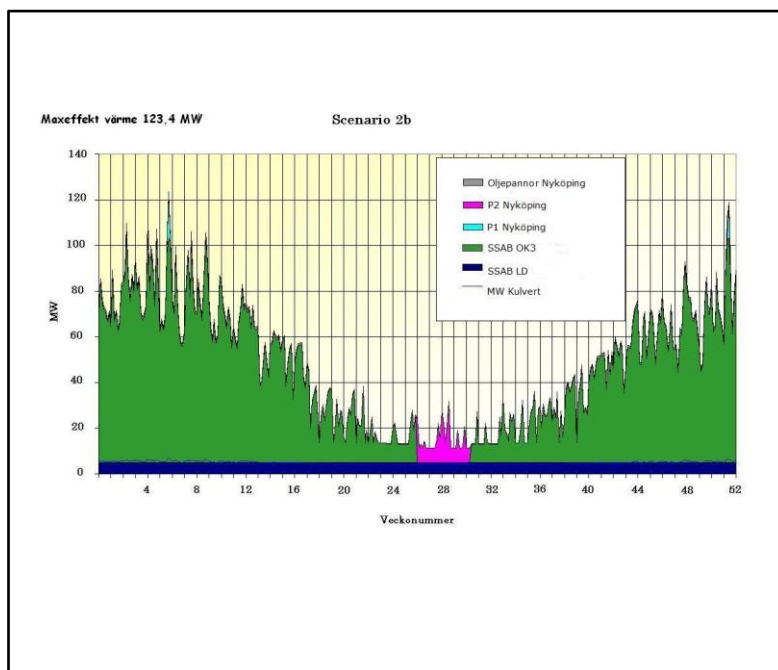
i elproduktion miljövärderats utifrån ett marginalelperspektiv. Utsläpp från detta utökade system kan ses i utsläppsanalysen i kapitel 6.

5.3.2 Varaktighets- och belastningsdiagram – scenario 2b

Den grafiska presentationen av resultatet av simuleringen av scenario 2b är hämtad från den Excel-baserade simuleringsmodellen och kan ses i figur 12-13 nedan.



Figur 12: Diagram över el- och värmeproduktionen i scenario 2b – varaktighetsdiagram (Bild: utdrag ur simuleringsprogrammet)



Figur 13: Diagram över el- och värmeproduktionen i scenario 2b – belastningsdiagram dvs. effektfördelning under året (Bild: utdrag ur simuleringsprogrammet)

Varaktighets- och belastningsdiagrammen från simuleringen av scenario 2b (figur 12-13 ovan) visar tydligt att värmeproduktionen vid OK3 i Oxelösund täcker större delen av systemets värmebehov. De biobränsleldade pannorna i Nyköping används endast i undantagsfall i detta scenario. Dessa pannor och oljepannorna står för spetslastproduktionen. I belastningsdiagrammet (figur 13) ses P1 i Nyköping endast som en liten spets vid vecka 6. Detta tyder på att P1 är överflödigt i detta scenario. Även P2 har en begränsad användning i detta scenario. P2 står endast för sommarproduktion av värme, vilket eventuellt skulle kunna täckas av enbart oljepannorna. Observera att kraftvärmeblocket har lagts i malpåse i detta scenario.

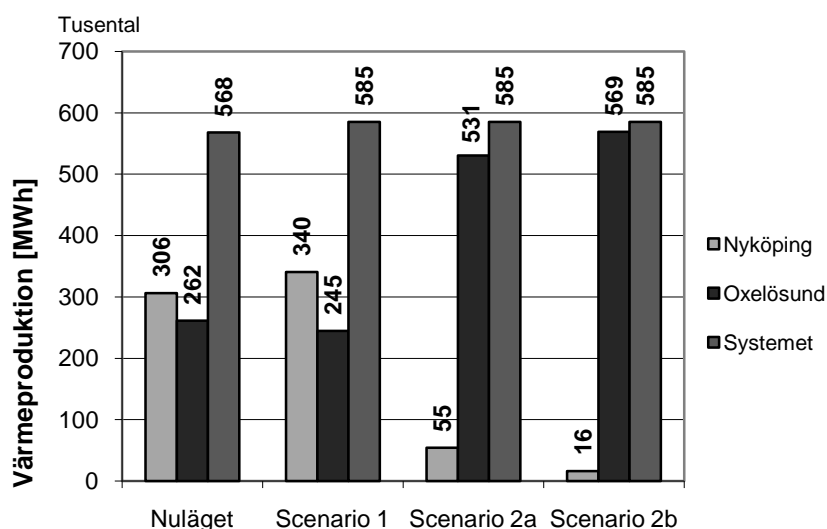
6. Miljö- och systemanalys av simuleringsresultatet

Kapitlet beskriver den analys av simuleringsresultatet som utförts. I avsnitt 6.1 analyseras förändringar i el- och värmeproduktionen vid olika baslastfall. Därefter följer avsnitt 6.2 där analysen gäller förändringar i bränsleförbrukning. Slutligen analyseras utsläppsförändringarna i de olika baslastfallen i avsnitt 6.3

6.1 Förändringar i el- och värmeproduktion

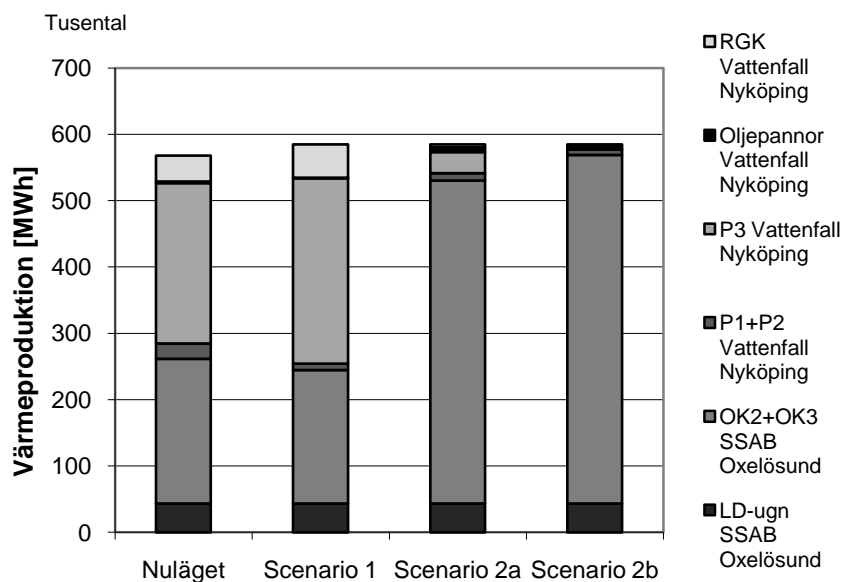
6.1.1 Förändringar i värmeproduktion

Den totala värmeproduktionen i systemet (den region som Nyköping och Oxelösund utgör) ökar något i scenario 1-2b jämfört med i nuläget. Detta beror på ökade distributionsförluster i fjärrvärmenätet genom den ökade totala kulvertlängden som sammanbindningen innebär. Fördelningen av värmeproduktion mellan Vattenfall Nyköpings anläggningar och SSAB Oxelösund skiljer sig avsevärt mellan nuläget och de olika scenarierna, vilket kan ses i figur 14 nedan.



Figur 14: Värmeproduktion i Nyköping, Oxelösund och det gemensamma fjärrvärmenätet vid olika baslastfall

Förändringarna i värmeproduktionen i systemet mellan olika baslastfall kan också ses som fördelningen mellan de olika pannorna i Nyköping samt mellan OK2+OK3 och LD-ugnen vid SSAB Oxelösund. Detta kan ses i figur 15 nedan.



Figur 15: Värmeproduktionen i systemet vid olika baslastfall fördelat på olika produktionsenheter

Figur 14, och i synnerhet figur 15, visar tydligt de förändringar som scenario 1-2b innebär. Scenario 1 innebär ett minskat värmeunderlag för spillvärmens från SSAB Oxelösund, vilket innebär att mängden levererad fjärrvärme till nätet minskar. I gengäld ökar värmeleveranserna från Vattenfall Nyköping. Det är värmeproduktionen vid OK2 och OK3 som minskar samtidigt som framför allt Nyköpings P3 ökar produktionen. Scenario 1 innebär dock endast en mindre produktionsskillnad jämfört med nuläget, både för Nyköping och för Oxelösund. Scenario 2a-2b betyder däremot en avsevärd skillnad då värmeunderlaget minskar kraftigt för Vattenfall Nyköping samtidigt som den ökar kraftigt för SSAB Oxelösund. I scenario 2a minskar värmeproduktionen kraftigt hos Vattenfall Nyköping och ökar kraftigt vid SSAB Oxelösund. SSAB Oxelösund ökar fjärrvärmeleveranserna kraftigt från OK3 i scenario 2a och 2b som följd av att anläggningen täcker baslasten. Detta reducerar behovet av Vattenfalls pannor i Nyköping och i figur 15 ovan kan pannorna i Nyköping i scenario 2a och 2b endast ses som en smal del av staplarna. Den lilla värmeproduktionen som trots allt sker i Nyköping i scenario 2a-2b motiverar knappt en fortsatt drift av de tre fastbränsleeldade pannorna i dessa fall. I scenario 2b är P3 mycket riktigt lagd i malpåse och P1 och P2 används bara för spetslastproduktion, i begränsad omfattning. Frågan är om baslastfallen i scenario 2a och 2b även äventyrar drifhållandet av P1 och P2.

Förändringarna i värmeproduktion mellan nuläget och scenario 1-2b kan också ses i tabell 24 nedan. Skillnaden relativt nuläget presenteras som förändring i MWh samt som en procentuell förändring jämfört med värmeproduktionen i nuläget.

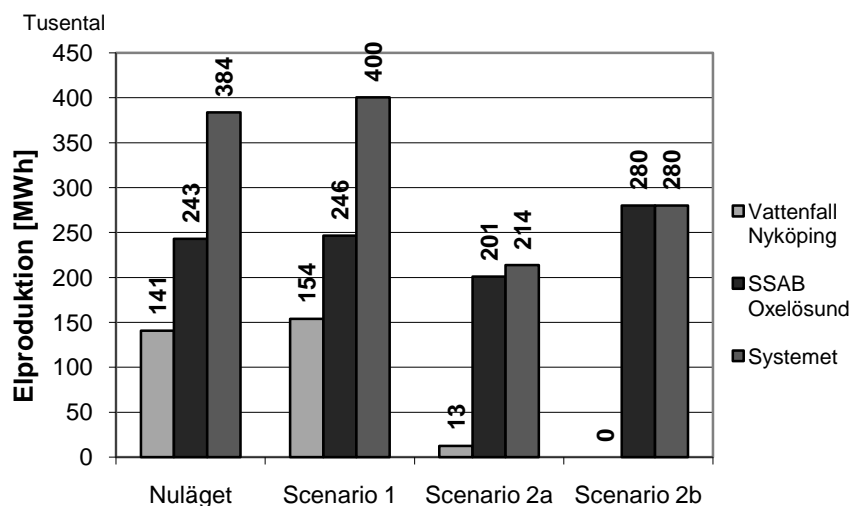
Tabell 24: Förändringar i värmeproduktionen i det gemensamma fjärrvärmenätet i scenario 1-2b jämfört med nuläget

	Vattenfall Nyköping		SSAB Oxelösund		Systemet	
	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]
Nuläget	0	0 %	0	0 %	0	0 %
Scenario 1	+ 34 020	+ 11 %	- 16 892	- 6 %	+ 17 128	+ 3 %
Scenario 2a	- 251 866	- 82 %	+ 268 994	+ 103 %	+ 17 128	+ 3 %
Scenario 2b	- 290 351	- 95 %	+ 307 480	+ 118 %	+ 17 128	+ 3 %

I tabellen ovan syns den stora skillnad i värmeproduktion som scenario 2a och 2b innebär jämfört med nuläget i systemet. I detta sammanhang tycks förändringarna vid scenario 1, med en ökad värmeproduktion på ytterligare 34 GWh vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping respektive en minskning på 17 GWh vid SSAB Oxelösunds värmeproducerande enheter, obetydliga vilket självklart inte är fallet. Procentuellt sett motsvarar dessa förändringar en ökning med 11 % av värmeproduktionen i Nyköping och en minskning på 6 % av värmeproduktionen i Oxelösund i scenario 1 jämfört med nuläget. I scenario 2a och 2b är dock de procentuella förändringarna betydande vilket också kan ses i tabellen.

6.1.2 Förändringar i elproduktion

Elproduktionen ändras på ett betydande sätt mellan nuläget och scenario 1-2b. Elproduktionen i nuläget och i de olika scenarierna kan ses i figur 16 nedan.



Figur 16: Elproduktion i Nyköping, Oxelösund och systemet i olika baslastfall

Elproduktionen ökar i både Nyköping och Oxelösund som en följd av sammankopplingen av fjärrvärmenäten i scenario 1. Detta beror på att ett ökat värmeunderlag för kraftvärmeproduktion hos Vattenfall Nyköping möjliggör en ökning av elproduktionen. Ökad möjlighet till kondensdrift av turbinen vid SSAB Oxelösunds OK3 på grund av minskade fjärrvärmeleveranser bidrar också till detta (se avsnitt B.2.1 i bilaga B för ytterligare information). Scenario 2a-2b däremot innebär en minskad elproduktion totalt. Elproduktionen minskar både vid Vattenfall Nyköping och vid SSAB Oxelösund i scenario 2a. I detta scenario är värmeunderlaget för Vattenfalls kraftvärmeproduktion mycket litet, vilket kraftigt minskar elproduktionen vid denna anläggning. Scenario 2a innebär att även OK3:s elproduktion minskar till följd av ökad fjärrvärmeavtappning vid turbinen, något som sänker eleffekten. Nedläggningen av kraftvärmeblocket innebär att ingen elproduktion sker i Nyköping i scenario 2b. Elproduktionen ökar något i OK3 vid SSAB Oxelösund i detta fall men totalt minskar elproduktionen i systemet jämfört med nuläget i scenario 2b.

Siffror på förändringarna i elproduktion mellan nuläget och scenario 1-2b kan ses i tabell 25 nedan. I tabellen visas förändringarna i MWh samt som en procentuell förändring jämfört med nuläget.

Tabell 25: Förändringar i elproduktionen i det gemensamma fjärrvärmenätet i scenario 1-2b jämfört med nuläget

Förändringar i elproduktionen	Vattenfall Nyköping		SSAB Oxelösund		Systemet	
	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]
	Nuläget	0	0 %	0	0 %	0
Scenario 1	+ 13 372	+ 10 %	+ 3 400	+ 1 %	+ 16 772	+ 4 %
Scenario 2a	- 127 954	- 91 %	- 42 000	- 17 %	- 169 954	- 44 %
Scenario 2b	- 140 591	- 100 %	+ 37 000	+ 15 %	- 103 591	- 27 %

I scenario 1 kan alltså systemets elproduktion öka med 17 GWh eller 4 %, medan scenario 2a och 2b innebär kraftiga minskningar, på 170 GWh el respektive 104 GWh el. I scenario 2a motsvarar minskningen i elproduktionen i systemet hela 44 % medan den procentuella minskningen i elproduktion är 27 % i scenario 2b jämfört med nuläget.

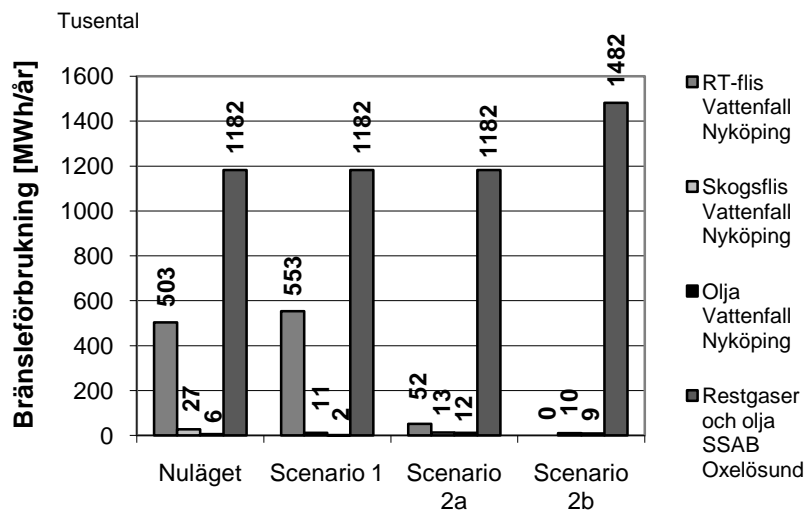
6.1.3 Sammanfattning av förändringar i el- och värmeproduktion

Förändringarna i värmeproduktion kan härledas till två huvudorsaker; ökade distributionsförluster och förändringar i baslastproduktionen av värme. Den ökade totala värmeproduktionen beror på att den ökade kulvertlängden, som är följd av sammankopplingen av fjärrvärmenäten, leder till ökade distributionsförluster. I scenario 1 ökar värmeunderlaget för kraftvärmeproduktion vid Vattenfall AB Värmes anläggningar i Nyköping som i detta fall står för baslasten i systemet. Värmeleveranserna från Vattenfall Nyköping stiger därmed. Underlaget för leveranser av fjärrvärme från Vattenfall Nyköping minskar däremot i scenario 2a-2b medan värmeunderlaget för kraftvärme från SSAB Oxelösund ökar. Därmed flyttas värmeproduktion över från Nyköping till Oxelösund i dessa två scenarier.

Förändringarna i elproduktion mellan nuläget och scenario 1-2b beror framför allt på ändringar i värmeunderlag för respektive anläggning. I scenario 1 ökar värmeunderlaget för kraftvärmeproduktion vid P3 i Nyköping och mer el kan därmed produceras vid denna anläggning. Även elproduktionen vid OK3 kan öka då restgaser frigörs för mer kondensdrift av turbinen. I scenario 2a minskar värmeunderlaget, och därmed kraftvärmeproduktionen, i Nyköpings kraftvärmeblock medan denna anläggning till och med saknas i scenario 2b. I scenario 2a ökar värmeunderlaget istället för mottrycksproduktion av el vid SSAB Oxelösund. Detta ger dock en minskning i elproduktion på grund av sämre elutbyte vid högre fjärrvärmeavtappning. I scenario 2b möjliggörs en ökad elproduktion vid OK3 på grund av ökad bränsletillgång.

6.2 Förändringar i bränsleförbrukning

Bränslesammansättningen i systemet (Nyköping och Oxelösund) förändras i de olika baslastfallen. I figur 17 nedan kan bränsleförbrukningen i systemet i nuläget och i scenario 1-2b ses. Observera att RT-flis, skogsflis och olja används i Vattenfalls anläggningar i Nyköping medan restgaser och olja förbrukas vid OK2 och OK3 hos SSAB Oxelösund.



Figur 17: Bränsleförbrukning i systemet (Nyköping och Oxelösund) vid olika baslastfall

Den baslastproducerande anläggningen har av naturliga skäl en hög bränsleförbrukning. Ändring från en baslastproducerande anläggning till en annan baslastproducent påverkar självfallet bränslesammansättningen. Förbrukningen av RT-flis ökar därför i Vattenfalls kraftvärmeblock i Nyköping medan den hålls konstant i OK2 och OK3 vid SSAB Oxelösund i scenario 1. I scenario 2a är situationen annorlunda på grund av ändrad baslastproduktion. Bränsleförbrukningen sjunker vid Vattenfalls anläggningar i Nyköping jämfört med nuläget medan förbrukningen av restgaser och olja är konstant vid OK3 hos SSAB Oxelösund i detta baslastfall. Förbrukningen av RT-flis och skogsflis minskar i Nyköping i och med att SSAB Oxelösund tar över en stor del av värmeproduktionen i systemet. Oljeförbrukningen i Nyköping ökar dock i scenario 2a, vilket är en följd av att panna 3 saknas och att värmebehovet därmed oftare måste täckas av Vattenfalls oljepannor. I scenario 2b försvinner förbrukningen av RT-flis som en följd av nedläggningen av kraftvärmeblocket i detta scenario. Förbrukningen av skogsflis minskar också i jämförelse med nuläget. Bränsleförbrukningen i OK3 i Oxelösund ökar på grund av tillförseln av LD-gas.

Förändringen i bränsleförbrukning mellan nuläget och scenario 1-2b illustreras även i tabellform i tabell 26 nedan. Förändringen ses i tabellen dels i antal MWh, dels som en procentuell förändring jämfört med nuläget.

Tabell 26: Förändringarna i bränsleförbrukning i det gemensamma fjärrvärmenätet i scenario 1-2b jämfört med nuläget

Förändringar i bränsleförbrukningen	RT-flis Vattenfall		Skogsflis Vattenfall		Olja Vattenfall		Restgaser och olja SSAB	
	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]	[MWh]	[%]
	Nuläget	0	0 %	0	0 %	0	0 %	0
Scenario 1	+ 49 836	+ 10 %	- 15 599	- 58 %	- 4 223	- 68 %	0	0 %
Scenario 2a	- 451 667	- 90 %	- 14 523	- 54 %	+ 5 748	+ 92 %	0	0 %
Scenario 2b	- 503 454	- 100 %	- 17 316	- 64 %	+ 2 931	+ 47 %	+ 300 000	+ 25 %

I tabellen ovan ses ännu tydligare den kraftiga minskningen av bibränsleförbrukningen som scenario 2a och 2b innebär. Minskad produktion vid Vattenfall AB Värme Nyköping ger ett minskat behov av bibränsle, som därmed frigörs på marknaden. I scenario 1 ökar bibränsleförbrukningen i systemet men förändringen är inte lika stor som minskningen i scenario 2a-2b.

Sammanfattningsvis har förändringarna i bränsleförbrukning mellan nuläget och scenario 1-2b den enkla förklaringen att vilken anläggning som står för baslastproduktionen, och därmed kräver den största bränslemängden, ändras. I scenario 1 ökar behovet av bränsle i Vattenfalls anläggningar i Nyköping då deras värmeunderlag växer. I scenario 2a-2b minskar bränslebehovet i Nyköping kraftigt då SSAB Oxelösund tar över som baslastproducent i det stora, gemensamma fjärrvärmenätet. Därmed frigörs bibränsle på den svenska bibränslemarknaden i dessa två scenarier.

6.3 Utsläppsförändringar

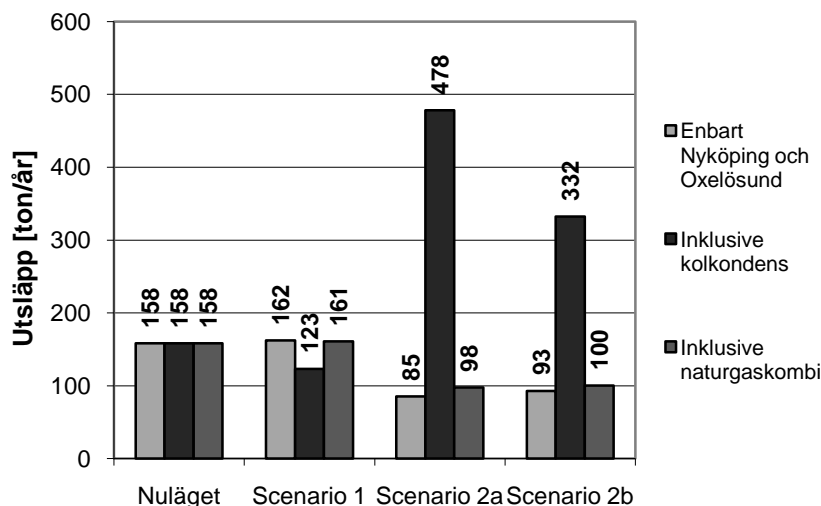
Förändringarna i el- och värmeproduktion samt bränsleförbrukning ger självfallet förändringar i utsläpp från anläggningarna i Nyköping och Oxelösund och därmed i systemet. I nyckeltalstabellerna i kapitel 5 kunde utsläppen från de el- och värmeproducerande anläggningarna i Nyköping och Oxelösund ses. Dessa utsläpp beräknades med hjälp av medelutsläpp i nuläget och bränsleförbrukningen i respektive scenario. Mer om beräkningarna kan ses i avsnitt B.1.1 och B.2.2 i bilaga B. I detta avsnitt breddas perspektivet något och hänsyn tas också till den påverkan på elsystemet som helhet som respektive baslastfall har.

I avsnitt 3.2 i kapitel 3 diskuterades behovet av att utöka systemgränsen för att inkludera miljöpåverkan av förändrad elproduktion i systemet. Den förändring i elproduktion i Vattenfalls kraftvärmeblock och SSAB Oxelösunds OK3 som scenario 1-2b innebär kommer här att miljövärderas utifrån ett

marginalelperspektiv där kolkondens utgör marginalproduktionen på kort sikt och naturgaskombianläggningar är marginalproducenter på lång sikt. Beräkningar av utsläppen från marginalet kan ses i bilaga C och utsläppsfaktorerna kan ses i tabell 6 i kapitel 3. Observera att en ökning av elproduktionen i Nyköping och Oxelösund antas minska marginalproduktionen med samma mängd producerad el och att en minskning av elproduktionen i Nyköping och Oxelösund antas öka marginalproduktionen med samma mängd producerad el. Därmed förändras utsläppen med motsvarande mängd.

6.3.1 Utsläppsförändringar – NO_x -utsläpp

I figur 18 ses det utökade systemets kväveoxidutsläpp, dvs. med marginalet som kompensation för förändringar i elproduktionen i Nyköping och Oxelösund.



Figur 18: Kväveoxidutsläpp från el- och värmeproduktion i systemet (enbart Nyköping-Oxelösund samt Nyköping-Oxelösund inklusive marginalet) vid olika baslastfall

I diagrammet ovan (figur 18) syns utsläppen från el- och värmeproduktionen i Nyköping och Oxelösund samt utsläppen från systemet om förändringen i elproduktion värderas utifrån ett marginalelperspektiv. Om kolkondens utgör marginalet leder scenario 1 till en minskning av systemets kväveoxidutsläpp, medan scenario 2a-2b leder till en ökning av dessa utsläpp. Med naturgaskombi som marginalet ökar tvärtom kväveoxidutsläppen i scenario 1, om än bara marginellt. Kväveoxidutsläppen minskar i scenario 2a-2b jämfört med nuläget då naturgaskombi utgör marginalet.

Förändringarna i utsläpp av kväveoxider kan även illustreras i tabellform som förändringen i ton respektive procent relativt nuläget. Detta kan ses i tabell 27 nedan.

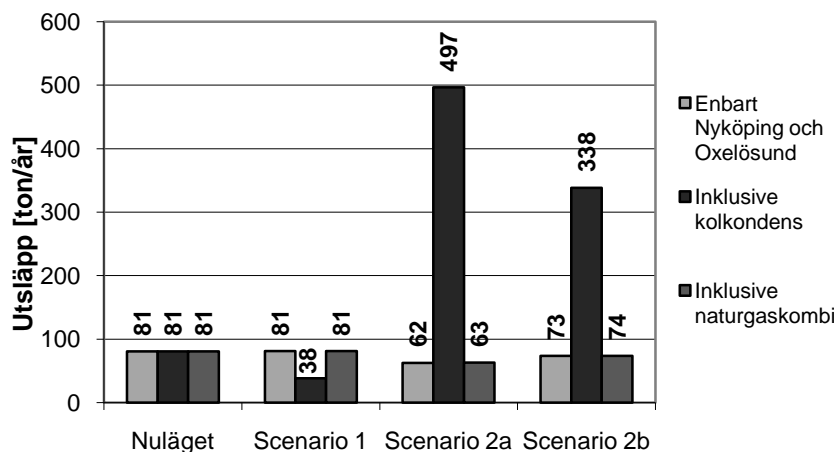
Tabell 27: Förändring av kväveoxidutsläppen i det gemensamma fjärrvärmenätet i scenario 1-2b jämfört med nuläget

Förändring i systemets NO_x-utsläpp inklusive marginalet				
	Kolkondens		Naturgas	
	[ton]	[%]	[ton]	[%]
Nuläget	0	0 %	0	0 %
Scenario 1	- 35	- 22 %	+ 2,4	+ 1,5 %
Scenario 2a	+ 320	+ 202 %	- 60,8	- 38 %
Scenario 2b	+ 174	+ 110 %	- 58,0	- 37 %

Scenario 1 innebär alltså en minskning av kväveoxidutsläppen på 22 % om kolkondens utgör marginalet. Om däremot marginalet antas utgöras av el från naturgaskombikraftverk leder scenario 1 tvärtom till en svag ökning, på cirka 1,5 %, av NO_x-utsläppen. Om marginalet i form av kolkondens ersätter det bortfall i elproduktion i Nyköping och Oxelösund som sker i scenario 2a och 2b, ökar kväveoxidutsläppen med cirka 200 respektive 100 %. Naturgaskombi på marginalen innebär dock en minskning med 38 % respektive 37 % av NO_x-utsläppen i dessa två scenarier.

6.3.2 Utsläppsförändringar – SO₂-utsläpp

Systemets svaveldioxidutsläpp i nuläget och scenario 1-2b kan ses i figur 19 nedan. I scenario 1-2b har förändringarna i elproduktion i Nyköping och Oxelösund alltså miljövärderats utifrån ett marginaletperspektiv.



Figur 19: Svaveldioxidutsläpp från el- och värmeproduktion i systemet (enbart Nyköping-Oxelösund samt Nyköping-Oxelösund inklusive marginalel) vid olika baslastfall

Ökad bibränslebaserad elproduktion i Nyköping (scenario 1) ger en kraftig minskning av svaveldioxidutsläppen om den ersätter marginalel i form av kolkondens. Minskar den förnybara elproduktionen hos Vattenfall AB Värme i Nyköping, som i scenario 2a-2b, så ökar svaveldioxidutsläppen kraftigt då marginalel (kolkondens) ersätter denna el. Detta kan ses i figuren ovan. Ersätter naturgaskombi bibränslebaserad elproduktion kan svaveldioxidutsläppen komma att minska i scenario 2a-2b.

Förändringen av svaveldioxidutsläppen kan också ses i tabell 28 nedan, där förändringen i ton och den motsvarande procentuella förändringen kan ses för kolkondens respektive naturgaskombi som marginalel.

Tabell 28: Förändring av svaveldioxidutsläppen i det gemensamma fjärrvärmenätet i scenario 1-2b jämfört med nuläget

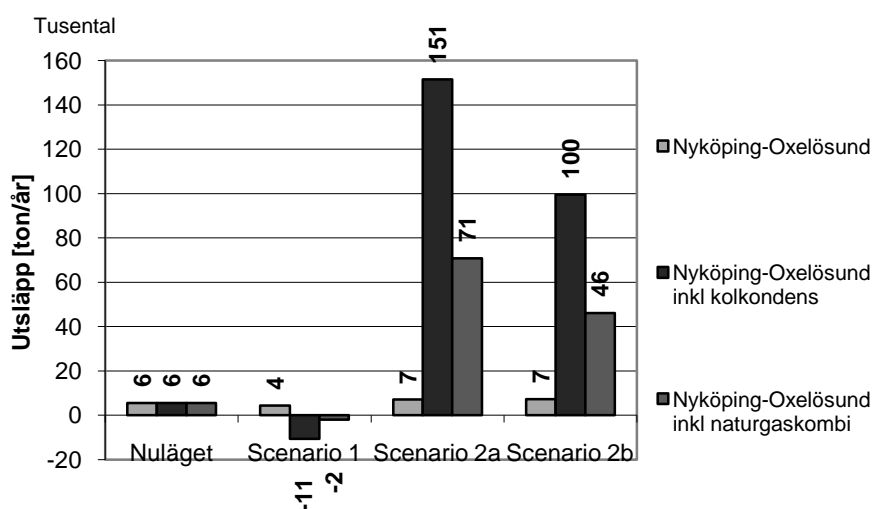
	Kolkondens		Naturgaskombi	
	[ton]	[%]	[ton]	[%]
Nuläget	0	0 %	0	0 %
Scenario 1	- 42	- 53 %	+ 0,421	+ 0,5 %
Scenario 2a	+ 416	+ 517 %	- 17,6	- 22 %
Scenario 2b	+ 258	+ 320 %	- 6,72	- 8 %

Med kolkondens som marginalel minskar svaveldioxidutsläppen från systemet med cirka 50 % i scenario 1 medan naturgas som marginalel knappt påverkar

utsläppen i detta baslastfall. Scenario 2a och 2b innebär däremot en ökning av svaveldioxidutsläppen med cirka 500 respektive 300 % med kolkondens som marginalet jämfört med nuläget. Med naturgas som marginalet ger scenario 2a och 2b en minskning av dessa utsläpp på cirka 18 respektive 7 %.

6.3.3 Utsläppsförändringar – utsläpp av fossil CO₂

Det utökade systemets utsläpp av fossil koldioxid med kolkondens respektive naturgaskombi som kompenserande elproduktion kan ses i figur 20 nedan.



Figur 20: Utsläpp av fossil koldioxid från el- och värmeproduktion i systemet (enbart Nyköping-Oxelösund samt Nyköping-Oxelösund inklusive marginalet) vid olika baslastfall

Förändringarna i utsläpp av koldioxid är kraftiga om marginalet, i synnerhet i form av kolkondens, ersätts av förnybar elproduktion i Nyköping som i scenario 1 och om marginalet ersätter el från biobränsle som i scenario 2a-2b. I scenario 1 ger en ökad elproduktion till följd av sammankopplingen av fjärrvärmenäten kraftigt minskade utsläpp av koldioxid om den ökade elproduktionen i Nyköping och Oxelösund ersätter marginalet. I scenario 2a minskar elproduktionen i kraftvärmeblocket i Nyköping och ökar något i OK3 i Oxelösund. Totalt ger den minskade elproduktionen kraftigt ökade utsläpp av fossil koldioxid i scenario 2a. I scenario 2b innebär investeringar vid SSAB:s kraftverk att den maximala eleffekten kan ökas jämfört med nuläget. Detta kompenserar delvis det bortfall av elproduktion som en nedläggning av kraftvärmeblocket i Nyköping innebär. Därför blir utsläppsökningen mindre i scenario 2b än i scenario 2a, trots att båda dessa baslastfall innebär en minskad förnybar elproduktion.

Effekterna på utsläppen av koldioxid av en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund kan också ses som förändringen i ton och procent jämfört med nuläget i tabell 29 nedan.

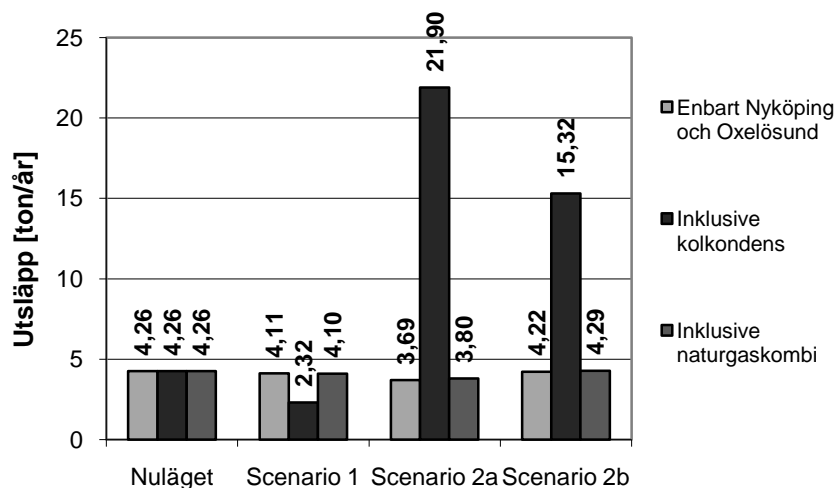
Tabell 29: Förändring av utsläppen av fossil koldioxid i det gemensamma fjärrvärmenätet i scenario 1-2b jämfört med nuläget

	Kolkondens		Naturgaskombi	
	[ton]	[%]	[ton]	[%]
Nuläget	0	0 %	0	0 %
Scenario 1	- 16 084	- 291 %	- 7 431	- 135 %
Scenario 2a	+ 152 981	+ 2 771 %	+ 65 294	+ 1 183 %
Scenario 2b	+ 94 065	+ 1 704 %	+ 40 617	+ 736 %

Utifrån ett marginaelperspektiv innebär scenario 1 en minskning av koldioxidutsläppen med 291 % då kolkondens utgör marginalet respektive 135 % då marginalet består av el från naturgaskombikraftverk. I scenario 2a och 2b är effekterna på koldioxidutsläppen ännu större. Koldioxidutsläppen ökar i scenario 2a med cirka 2 800 % om kolkondens utgör marginalet medan naturgaskombi på marginalen innebär en ökning på cirka 1 200 %. Med ett marginaelperspektiv blir ökningen av koldioxidutsläpp i scenario 2b mellan 700 % (naturgaskombi) och 1 700 % (kolkondens).

6.3.4 Utsläppsförändringar - stoftutsläpp

Systemets utsläpp av stoft i nuläget och i scenario 1-2b kan ses i figur 21 nedan. Förändringarna i elproduktion i Nyköping och Oxelösund mellan nuläget och de olika baslastalternativen har miljövärderats utifrån ett marginaelperspektiv.



Figur 21: Stoftutsläpp från el- och värmeproduktion i systemet (Nyköping-Oxelösund inklusive marginalet) vid olika baslastfall

I scenario 1 ersätter förnybar elproduktion kolkondens vilket kraftigt sänker stoftutsläppen. Stoftutsläppen ökar kraftigt i scenario 2a-2b om marginalet i form av kolkondens ersätter minskningen i förnybar elproduktion. Liksom i övriga baslastfall är effekten mindre då marginalet utgörs av naturgaskombi. Om naturgaskombi ersätter den minskade elproduktionen i Nyköping och Oxelösund påverkas stoftutsläppen endast marginellt.

Förändringarna i systemets stoftutsläpp med marginalet som kompensation för ändrad elproduktion i Nyköping och Oxelösund kan också ses i tabell 30 nedan.

Tabell 30: Förändring av stoftutsläppen i det gemensamma fjärrvärmenätet i scenario 1-2b jämfört med nuläget

	Kolkondens		Naturgas	
	[ton]	[%]	[ton]	[%]
Nuläget	0	0 %	0	0 %
Scenario 1	- 1,9	- 46 %	- 0,153	- 4 %
Scenario 2a	+ 17,6	+ 414 %	- 0,455	- 11 %
Scenario 2b	+ 11,1	+ 260 %	+ 0,031	+ 1 %

Utgörs marginalet av kolkondens innebär scenario 1 en minskning av stoftutsläppen med 46 % medan naturgaskombi på marginalen istället ger en 4-procentig utsläppsminskning i scenario 1. I scenario 2a och 2b innebär kolkondens som ersättning för minskad elproduktion att utsläppen av stoft från systemet ökar

med hela 414 respektive 260 %. Ett marginaelperspektiv med naturgaskombi ger istället en liten minskning av stoftutsläppen på 11 % i scenario 2a respektive 1 % i scenario 2b.

6.3.5 Sammanfattning av analys av utsläppsförändringar

I tabellerna ovan (tabell 27-30) syns tydligt de skillnader i utsläpp av kväveoxider, svaveldioxid, fossil koldioxid och stoft jämfört med nuläget som respektive baslastfall innebär. Scenario 1 innebär att elproduktionen i Nyköping och Oxelösund ökar. Denna elproduktion kan tränga ut elproduktion på marginalen, dvs. kolkondens eller naturgaskombi. Att ersätta kolkondensproducerad el med bibränslebaserad och restgasbaserad elproduktion innebär en minskning av utsläppen av kväveoxider, svaveldioxid, fossil koldioxid och stoft. Ersätter elproduktionen i Nyköping och Oxelösund istället el från naturgaseldade kombikraftverk blir effekten delvis annorlunda. I detta fall ger scenario 1 ökade kväveoxidutsläpp medan minskningen av övriga utsläppsfaktorer kvarstår. Scenario 2a och 2b innebär däremot en minskad elproduktion i Nyköping och Oxelösund som antas ersättas av marginalet i form av kolkondens eller naturgaskombi. Om den elproduktion som sker i Nyköping och Oxelösund ersätts av kolkondensproducerad el ökar utsläppen av kväveoxider, svaveldioxid, fossil koldioxid och stoft. Ersätts den minskade elproduktionen i scenario 2a-2b istället av marginalet i form av naturgaskombi minskar tvärtom utsläppen av kväveoxider, svaveldioxid och stoft. Med naturgaskombi som marginalet innebär scenario 2a och 2b en ökning av koldioxidutsläppen, liksom i fallet då kolkondens som marginalet ersätter den minskade elproduktionen. Utsläppen av kväveoxider, svaveldioxid och stoft minskar däremot i detta fall.

Skillnaderna som beskrivits ovan beror på egenskaperna hos de olika bränslena som ingår i denna analys, dvs. mellan bibränsle, kol och naturgas, samt på olika förutsättningar och utsläpp vid olika anläggningar. På grund av bland annat bättre blandning mellan luft och bränsle vid förbränning av naturgas än bibränsle blir kväveoxidutsläppen mindre då Vattenfall Nyköpings bibränslebaserade elproduktion ersätts av marginalet som producerats i ett kombikraftverk med naturgasledning. Kol är ett svavelrikt bränsle vilket är orsaken till ökningen av svaveldioxidutsläppen när kolkondens ersätter bibränslebaserad el som i scenario 1. En sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund innebär kraftiga förändringar av utsläppen av fossil koldioxid om den förändrade elproduktionen miljövärderas utifrån ett marginaelperspektiv. Orsakerna till dessa effekter är uppenbara; elproduktion med små koldioxidutsläpp (biibränslebaserad respektive restgasbaserad) ersätter alternativt ersätts av fossil elproduktion från kolkondens respektive naturgaskombi. Därmed blir förändringarna i utsläppen av fossil koldioxid från det utökade systemet stora. Förbränning av kol innebär stora stoftutsläpp, vilket är anledningen till att en minskad elproduktion i Nyköping och Oxelösund innebär kraftigt ökade stoftutsläpp om marginalet utgörs av kolkondens. Stoftproblemen är däremot små vid förbränning av naturgas.

7. Känslighetsanalys

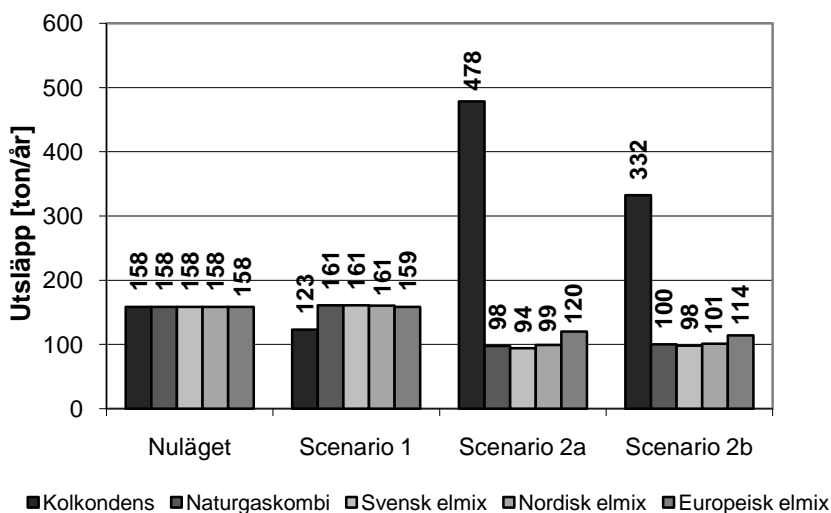
En känslighetsanalys av resultatet och analysen har utförts på följande parameter: miljövärderingen av förändrad elproduktion. Känslighetsanalysen introduceras i det inledande avsnittet, avsnitt 7.1. Analysen har delats upp på respektive utsläppsfaktor och kan ses i avsnitt 7.2–7.5. En sammanfattning av känslighetsanalysen kan ses i det avslutande avsnittet, avsnitt 7.6.

7.1 Introduktion till känslighetsanalysen

I miljö- och systemanalysen i kapitel 6 analyserades förändringarna i elproduktion av respektive scenario utifrån ett marginalelperspektiv. I denna känslighetsanalys ändras detta antagande till en miljövärdering av den förändrade elproduktionen utifrån ett medelelperspektiv. Utsläppsfaktorerna för marginalel ersätts alltså här med utsläppsfaktorer för medelel; svensk elmix, nordisk elmix respektive europeisk elmix. Beräkningar bakom utsläppsfaktorerna för respektive elmix kan ses i avsnitt C.2 i bilaga C och utsläppsfaktorerna kan ses i tabell 7 i kapitel 3.

7.2 Resultat av känslighetsanalysen – NO_x-utsläpp

Resultatet av känslighetsanalysen på utsläppen av kväveoxider vid ändringen till medelel kan ses i figur 22. Figuren visar resultatet på de totala kväveoxidutsläppen för respektive scenario.



Figur 22: Kväveoxidutsläpp från el- och värmeproduktion i systemet (Nyköping-Oxelösund inklusive marginalel respektive medelel) vid olika baslastfall

I scenario 1 blir effekterna av en ökad förnybar elproduktion i Nyköping mindre om miljövärderingen av el görs utifrån ett medelelperspektiv jämfört med marginalet. Effekten är särskilt tydlig när kolkondens jämförs med övrig elsammanställning. Resultatet för utsläppen av kväveoxider är att en minskad elproduktion i kraftvärmeblocket hos Vattenfall AB Värme Nyköping knappt påverkar kväveoxidutsläppen i det utökade systemet om miljövärderingen görs med medel. En ännu kraftigare förändring blir det i scenario 2a-2b. Den stora ökningen av kväveoxidutsläpp som kolkondens på marginalen innebär i dessa baslastfall ersätts tvärtom med en minskning av utsläppen om naturgaskombi, svensk elmix, nordisk elmix eller europeisk elmix antas ersätta den minskade elproduktionen i Nyköping och Oxelösund.

En presentation av resultatet som en procentuell förändring jämfört med nuläget ger en kompletterande bild av betydelsen av val av miljövärderingsprincip vid utökandet av systemgränsen. För utsläppen av kväveoxider kan detta ses i tabell 31 nedan.

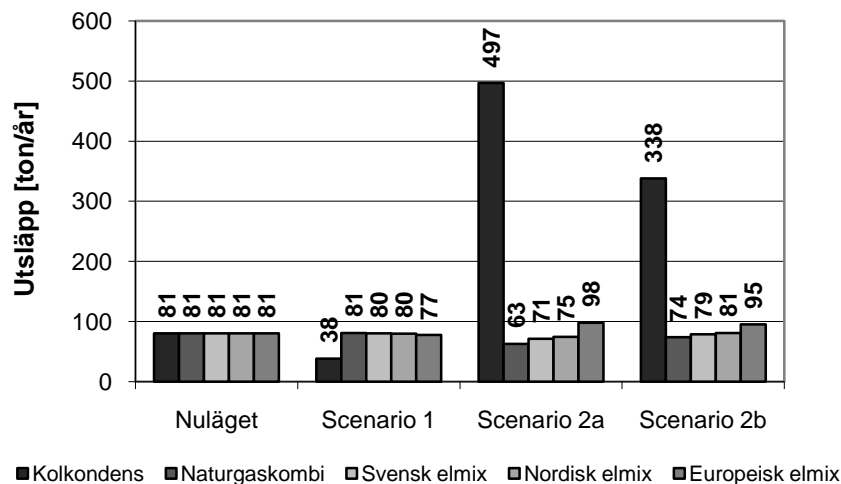
Tabell 31: Procentuella förändringar i systemets kväveoxidutsläpp med medel respektive marginalet som ersättning för förändrad elproduktion

Procentuell förändring av NO_x-utsläpp					
	Marginalet		Medel		
	Kolkondens	Naturgas-kombi	Svensk elmix	Nordisk elmix	Europeisk elmix
Nuläget	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Scenario 1	- 22 %	+ 1,5 %	+ 1,7 %	+ 1,4 %	+ 0,1 %
Scenario 2a	+ 202 %	- 38 %	- 40 %	- 37 %	- 24 %
Scenario 2b	+ 110 %	- 37 %	- 38 %	- 36 %	- 28 %

I tabellen ovan visas den stora procentuella skillnaden mellan de olika miljövärderingsprinciperna gällande el. I scenario 1 skiljer det exempelvis 24 procentenheter mellan kolkondens och svensk elmix, vilket gör att i detta fall får valet mellan marginalet och medel stora effekter på resultatet när det gäller utsläpp av kväveoxider. Skillnaderna är ännu större i scenario 2a och 2b där det rör sig om i storleksordningen 100 procentenheters skillnad mellan marginalet och medel som ersättning för förändringar i elproduktionen. I samtliga scenarier ger jämförelsen mellan kolkondens och svensk elmix störst skillnad i resultatet på kväveoxidutsläppen.

7.3 Resultat av känslighetsanalysen – SO₂-utsläpp

I figur 23 nedan kan resultatet av känslighetsanalysen på de totala utsläppen av svaveldioxid ses för respektive scenario och miljövärderingsprincip.



Figur 23: Svaveldioxidutsläpp från el- och värmeproduktion i systemet (Nyköping-Oxelösund inklusive marginalet respektive medelelet) vid olika baslastfall

Även när det gäller svaveldioxidutsläpp från det utökade systemet ger ändringen från kolkondens till medelelet störst effekt, vilket kan ses i figuren ovan. Den kraftiga minskning av svaveldioxidutsläpp som en ökad elproduktion i Nyköping ger i scenario 1 då denna elproduktion ersätter marginalet i form av kolkondens ersätts av mycket små utsläppsförändringar om den ändrade elproduktionen miljövärderas utifrån ett medelelsperspektiv. I scenario 2a blir den kraftiga ökningen av utsläppen vid kolkondens på marginalen tvärtom en minskning av svaveldioxidutsläppen om naturgaskombi, svensk eller nordisk elmix ersätter den minskade elproduktionen i Nyköping-Oxelösund. Situationen i scenario 2b är liknande. En kraftig ökning av svaveldioxidutsläppen då kolkondens ersätter den minskade elproduktionen i systemet byts mot en svag minskning då den ersättande elen utgörs av naturgaskombi eller svensk elmix.

Den procentuella förändringen i utsläpp av svaveldioxid mellan nuläget och scenario 1-2b då marginalet respektive medelelet kompenserar för förändringar i elproduktion kan ses i tabell 32 nedan.

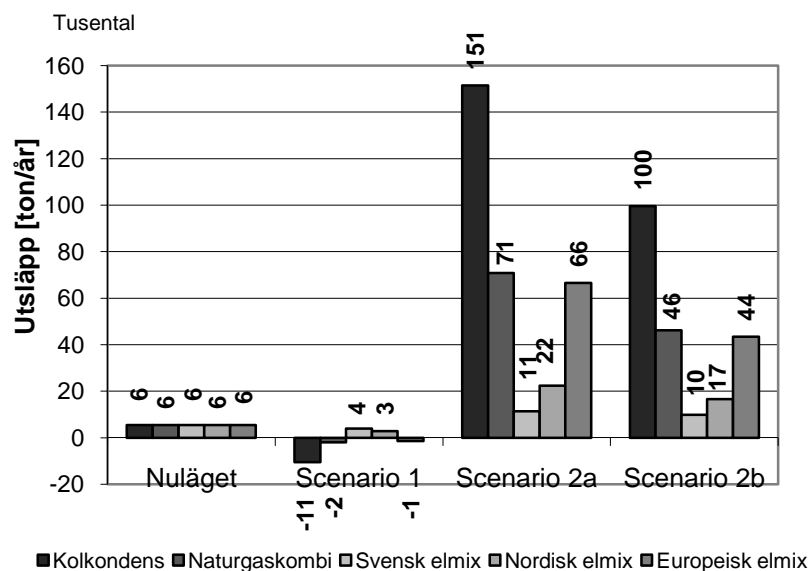
Tabell 32: Procentuella förändringar i systemets svaveldioxidutsläpp med medelelet respektive marginalet som ersättning för förändrad elproduktion

	Marginalet		Medelelet		
	Kolkondens	Naturgas-kombi	Svensk elmix	Nordisk elmix	Europeisk elmix
Nuläget	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Scenario 1	- 53 %	+ 0,5 %	- 1 %	- 1 %	- 4 %
Scenario 2a	+ 517 %	- 22 %	- 11 %	- 7 %	+ 22 %
Scenario 2b	+ 320 %	- 8 %	- 2 %	+ 0,6 %	+ 18 %

Som framkommer av tabellen ovan ger en jämförelse mellan miljövärdering utifrån marginalet i form av kolkondens och marginalet i form av naturgaskombi störst skillnad när det gäller utsläppen av svaveldioxid. Detta gäller i samtliga scenarier. I scenario 1 är skillnaden cirka 50 procentenheter medan skillnaderna i scenario 2a och 2b är i storleksordningen flera hundra procentenheter, vilket kraftigt påverkar slutsatserna av effekterna på svaveldioxidutsläppen av en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund.

7.4 Resultat av känslighetsanalysen – utsläpp av fossil CO₂

Känslighetsanalysens resultat på de fossila koldioxidutsläppen kan ses i figur 24 nedan. Resultatet av ändringen av miljövärderingen av el från medelel till marginalet ses i figuren i form av totala utsläpp.



Figur 24: Utsläpp av fossil koldioxid från el- och värmeproduktion i systemet (Nyköping-Oxelösund inklusive marginalet respektive medelel) vid olika baslastfall

När det gäller utsläppen av fossil koldioxid är situationen delvis en annan än för övriga utsläppsfaktorer, vilket kan ses i figuren ovan. Scenario 1 innebär en minskning av koldioxidutsläppen oavsett hur miljövärderingen av förändrad elproduktion utförs. Hur stor minskningen av utsläppen är påverkas däremot kraftigt av om marginalet eller medelel antas ersättas av den ökade förnybara elproduktionen hos Vattenfall AB Värme i Nyköping. Kraftigast koldioxidreduktion ges av kolkondens som marginalet medan den minsta koldioxidreduktionen sker då svensk elmix utgör medelel. I scenario 2a-2b ökar tvärtom koldioxidutsläppen jämfört med nuläget, oavsett miljövärderingen av el.

Svensk och nordisk elmix som ersättning för minskad elproduktion ger minst förändring av utsläpp medan kolkondens på marginalen ger störst ökning av koldioxidutsläppen.

Tabell 33 nedan visar den procentuella förändringen i utsläpp av fossil koldioxid vid ett marginaelperspektiv respektive ett medeleelperspektiv.

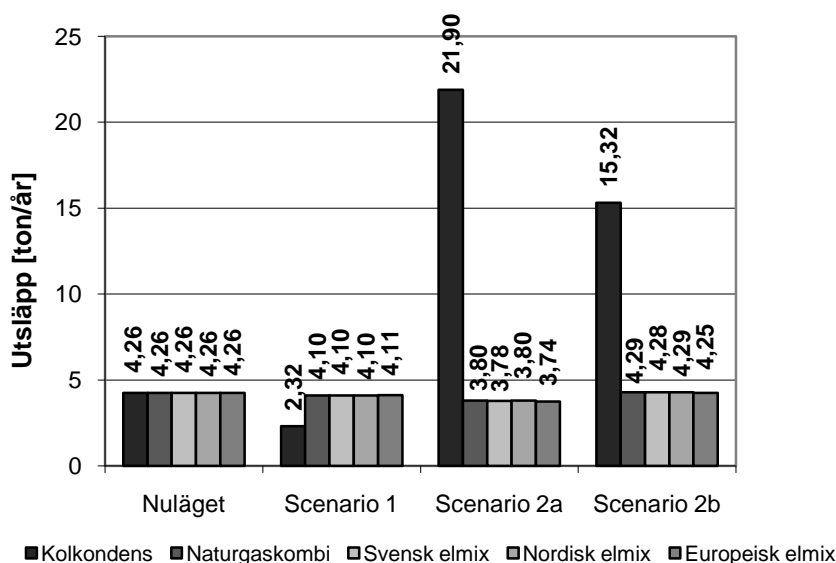
Tabell 33: Procentuella förändringar i systemets utsläpp av fossil koldioxid med medel respektive marginalet som ersättning för förändrad elproduktion

	Marginalet		Medelelet		
	Kolkondens	Naturgas-kombi	Svensk elmix	Nordisk elmix	Europeisk elmix
Nuläget	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Scenario 1	- 291 %	- 135 %	- 28 %	- 48 %	- 127 %
Scenario 2a	+ 2 771 %	+ 1 183 %	+ 106 %	+ 306 %	+ 1 105 %
Scenario 2b	+ 1 704 %	+ 736 %	+ 80 %	+ 201 %	+ 688 %

I tabellen ovan visas att skillnaden mellan att en ökad elproduktion i Nyköping och Oxelösund i scenario 1 ersätter kolkondens alternativt svensk elmix innebär en skillnad på över 250 procentenheter när det gäller utsläppen av fossil koldioxid. I scenario 2a och 2b ersätter istället marginalet eller medelelet den minskade elproduktionen i Nyköping och Oxelösund. I scenario 2a skiljer det cirka 2 600 procentenheter mellan en miljövärdering utifrån ett marginaelperspektiv med kolkondens och ett medeleelperspektiv med svensk elmix som ersättning för minskad elproduktion. I scenario 2b är motsvarande effekt på utsläppen av fossil koldioxid cirka 1 600 procentenheter.

7.5 Resultat av känslighetsanalysen – stoftutsläpp

Förändringar av systemets stoftutsläpp i känslighetsanalysen kan ses i figur 25 nedan. I figuren visas de totala stoftutsläppen från systemet vid respektive baslastfall och miljövärderingsprincip.



Figur 25: Stoftutsläpp från el- och värmeproduktion i systemet (Nyköping-Oxelösund plus marginalel respektive medelel) vid olika baslastfall

Figur 25 ovan visar stoftutsläppen från systemet vid olika baslastfall och vid olika miljövärdering av el. Scenario 1-2b innebär knappt några förändringar i stoftutsläppen om miljövärderingen sker med ett medelepserpektiv, inte heller om naturgaskombi utgör marginalel. Endast om kolkondens utgör marginalel som ersättning för förändringar i elproduktionen i Nyköping och Oxelösund ger de olika baslastfallen några större ändringar i utsläppen av stoft jämfört med nuläget. I detta fall får alltså miljövärderingen av el ett stort genomslag på analysens resultat.

Förändringarna i stoftutsläppen kan även ses som den procentuella förändringen jämfört med nuläget i tabell 34 nedan.

Tabell 34: Procentuella förändringar i systemets stoftutsläpp med medelel respektive marginalel som ersättning för förändrad elproduktion

	Procentuell förändring av stoftutsläpp				
	Marginalel Kolkondens	Naturgas- kombi	Medelel Svensk elmix	Nordisk elmix	Europeisk elmix
Nuläget	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Scenario 1	- 46 %	- 4 %	- 4 %	- 4 %	- 3 %
Scenario 2a	+ 414 %	- 11 %	- 11 %	- 11 %	- 12 %
Scenario 2b	+ 260 %	+ 1 %	0 %	+ 1 %	0 %

När det gäller den procentuella förändringen i systemets stoftutsläpp kan skillnaderna mellan olika miljövärderingsprinciper för el ses i tabellen ovan. I scenario 1 är skillnaden mellan kolkondens på marginalen och övriga miljövärderingsprinciper cirka 40 procentenheter. I scenario 2a och 2b är

skillnaden cirka 400 respektive 260 procentenheter mellan kolkondens och övriga miljövärderingsprinciper.

7.6 Sammanfattning av känslighetsanalysen

Känslighetsanalysen visar att en ändring av miljövärderingsprincip vid förändringar i elproduktionen från ett marginaelperspektiv till ett medeleelperspektiv har stora konsekvenser på resultatet av miljöanalysen i rapporten. I vissa fall blir skillnaderna endast ett tiotal procentenheter medan i andra fall blir skillnaderna flera tusen procentenheter beroende på om ändringar i elproduktionen i Nyköping och Oxelösund kompenseras med el från kolkondens eller naturgaskombi alternativt svensk, nordisk eller europeisk elmix.

När det gäller utsläppen av kväveoxider, svaveldioxid och stoft kan en ändrad miljövärderingsprincip innebära att ett baslastfall går från att innebära en minskning av utsläppen till en ökning och tvärtom. Detta gäller för kväveoxidutsläppen i scenario 1-2b, svaveldioxidutsläpp i scenario 2a-2b (med undantag för en ändring mellan kolkondens och europeisk elmix) samt stoftutsläppen i scenario 2a-2b. För utsläppen av fossil koldioxid har miljövärderingen av el stor betydelse för storleken på minskningen/ökningen av utsläppen från systemet vid olika baslastfall. Dock är det klargjort i denna känslighetsanalys att scenario 1 innebär en minskning av koldioxidutsläppen medan scenario 2a och 2b innebär en ökning av utsläpp av fossil koldioxid, oavsett miljövärderingsprincip.

Orsakerna till skillnaderna i utsläpp mellan nuläget och miljövärdering med hjälp av marginalet har berörts i kapitel 6. Bränslemixen i olika typer av elmix ger också upphov till de skillnader som har kunnat ses i känslighetsanalysen. Svensk medelel produceras till stor del av vattenkraft och kärnkraft, två energiomvandlingsformer som medför mycket små utsläpp till luft. Därmed ger förändringar i elproduktionen i Nyköping och Oxelösund med svensk medelel som kompenserande elproduktion relativt små utsläpp i de olika scenarierna. I den nordiska elmixen finns mer förbränningsbaserad elproduktion där kol och naturgas används som bränsle. Detta ger högre utsläpp från nordisk elmix än från motsvarande mängd el från den svenska elmixen. Den europeiska elmixen består till 50 % av kol och naturgas vilket gör att denna typ av medelel ger höga utsläpp.

8. Diskussion

Detta kapitel innehåller en diskussion kring resultatet av simuleringarna och den påföljande miljö- och systemanalysen. En inledande diskussion kan ses i avsnitt 8.1 medan gjorda antaganden och förenklingar samt eventuella felkällor diskuteras i avsnitt 8.2. Frågor kring resursutnyttjande i systemet presenteras i avsnitt 8.3. I avsnitt 8.4 tas en alternativ användning av biobränsle upp medan påverkan av miljövärderingen av el och värme på analysen och resultatet presenteras i avsnitt 8.5. Effekterna av val av allokeringsprincip för utsläpp diskuteras i avsnitt 8.6. Övriga systemkonsekvenser diskuteras i avsnitt 8.7. Kapitlet avslutas med en sammanfattande diskussion kring resultatet och analysen (avsnitt 8.8).

8.1 Inledande diskussion

En sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund innehåller en rad aspekter som är viktiga att beakta. Dessa är bland annat resursutnyttjande, miljökonsekvenser lokalt, regionalt och globalt men även frågor kring bränsleflexibilitet, reservkraft, drift och underhåll av anläggningar, ekonomi, teknik m.m. Några av dessa aspekter kommer att diskuteras närmare i detta kapitel.

Vattenfall AB Värme driver en kraftvärmeanläggning i Nyköping medan eldnings av restgaser samt spillvärme från SSAB Oxelösund täcker fjärrvärmebehovet i Oxelösund. I rapporten ”Analys av metoder för att öka incitament för spillvärmesamarbeten” av Energimyndigheten påpekas att ”spillvärmesamarbeten kan göra det svårare att uppfylla mål som rör andelen förnyelsebar energi” (Energimyndigheten, 2008a). Detta har att göra med de begränsningar som finns i ett fjärrvärmenäts värmeunderlag. Både spillvärme och kraftvärme, i synnerhet biobränslebaserad kraftvärme, har låga rörliga kostnader och höga fasta kostnader vilket gör dessa anläggningar lämpliga för baslastproduktion. Bostäder och industrier i ett fjärrvärmenät har ett begränsat värmebehov vilket kan göra att det inte finns plats för både spillvärme och kraftvärme om ett stort värmeunderlag saknas. I Nyköping och Oxelösund råder just denna situation; det finns ett begränsat värmebehov vilket gör att det finns en konkurrenssituation mellan kraftvärme och spillvärme vid en eventuell sammankoppling av fjärrvärmenäten.

8.2 Antaganden, förenklingar och felkällor

I rapporten har produktion och distribution av bränsle försumrats då majoriteten av miljöpåverkan antas komma från förbränningen i kraft- och värmeverk. Detta antagande grundar sig på uppgifter från bland annat IVL Svenska Miljöinstitutet AB där förbränningen sägs stå för cirka 90 % av utsläppen i bränslebaserade system (Uppenberget et al., 2001a). Antagandet kan göra att biobränsleeldningens miljöpåverkan undervärderas. Detta examensarbete är dock ingen fullständig livscykelanalys där samtliga utsläpp från vagga till grav bör inräknas, utan fokus ligger på förändringar i användningen av bränslet dvs. förbränningen.

Utsläppen av koldioxid har endast baserats på eldning av olja i Vattenfalls anläggningar i Nyköping och i SSAB:s anläggningar i Oxelösund. Eldning av biobränsle leder också till koldioxidutsläpp men då växande biomassa lagrar koldioxid antas miljöpåverkan i form av klimatpåverkan vara obefintlig i ett 100-års perspektiv. Detta kan dock ifrågasättas eftersom frågan om hur snabbt och i vilken omfattning biomassa verkligen binder koldioxid är omtvistad. Den allmänna uppfattningen idag är dock att biobränsle på lång sikt (cirka 100 år) kan anses vara ett koldioxidneutralt bränsle. Därmed har detta antagande använts i denna rapport.

Medelutsläppen från OK2 och OK3, SSAB Oxelösund, antas vara desamma i samtliga scenarier, även om olika restgaser används i nuläget jämfört med scenario 2b. Detta kan leda till osäkerheter i resultatet. LD-gasen är dock mycket lika övriga restgaser när det gäller utsläpp per MWh bränsle, vilket gör att denna förenkling bör ge en minimal skillnad mot att använda utsläppsfaktorer från exempelvis Naturvårdsverket. Oljeeldningen i OK2 och OK3 antas också vara linjär och proportionell mot användningen av restgaser, vilket är en annan förenkling. När det gäller utsläppen från el- och värmeproduktionen vid SSAB Oxelösund har utsläppsvärden för endast ett år använts, för år 2007, då uppgifter om själva el- och värmeproduktionen endast fanns för detta år. Utsläppen har dock validerats med hjälp av uppgifter från äldre miljörapporter från företaget och att använda medelutsläpp över en längre tidsperiod anses överflödigt. Denna möjliga felkälla bör endast ge små variationer i resultatet. Elproduktionen vid OK3 har bestämts med hjälp av data över turbinen från SSAB Oxelösund. Ur turbindata har maximal eleffekt hämtats medan drifttiden är en uppskattning som baserats på nuvarande driftsituation vid OK3. Beräkningarna kring elproduktionen vid SSAB Oxelösund är en möjlig felkälla som kan påverka resultatet, dock inte så mycket att slutsatserna i rapporten ändras.

Mycket av resultatet är hämtat från simuleringarna i Excel. Själva simuleringsprogrammet är en möjlig felkälla. Logiska fel har inte hittats men skulle kunna vara en risk. Förenklingar, som en samlad oljepanna och utelämnandet av gaspannan, skulle kunna vara en annan risk. Indata, som varaktighetsdiagram över värmelasten och alfavärdet hos turbinen i Nyköping, kan vara en annan felkälla som kan påverka resultatet i examensarbetet. Antagandet att ett extra värmväxlarsteg innebär ett 5-gradigt temperaturfall är en uppskattning som baserats på samtal med personer vid Vattenfall AB Värme i Nyköping. Med tanke på deras erfarenhet av fjärrvärmesystem bör detta antagande vara rimligt. Ett felaktigt antagande skulle dock kunna ha en viss påverkan på resultatet av simuleringarna via alfavärdet i modellen. Resultatet av simuleringarna har värderats genom jämförelse med nuvarande data från Nyköping och Oxelösund. En validering av simuleringsresultatet har alltså gjorts och indata i simuleringsmodellen har justerats i största möjliga mån för att få ett så tillförlitligt resultat som möjligt.

Beräkningarna av utsläppen från marginalet och medelutsläppen har baserats på utsläppsfaktorer från IVL:s Miljöfaktabok för bränslen (Uppenberg et al, 2001a-b)

och på statistik från International Energy Agency (IEA, 2008), vilket kan ses i bilaga C. De beräknade utsläppsfaktorerna för marginalet (kolkondens och naturgas) och medelelet (svensk, nordisk och europeisk elmix) har validerats med hjälp av uppgifter från andra källor för att minimera risken för fel i dessa beräkningar. En sådan jämförelse visar att de beräknade utsläppsvärdena stämmer bra överens med utsläppsvärden för marginalet respektive medelelet från andra källor.

8.3 Resursutnyttjande

En sammankoppling av fjärrvärmenäten där SSAB Oxelösund täcker baslastbehovet i systemet kan leda till ett ökat spillvärme- och restgasutnyttjande. Den viktigaste fördelen ur miljösynpunkt med detta är möjligheten till ett effektivare resursutnyttjande och resurshushållning. Det FN-initierade projektet *Millennium Ecosystem Assessment* har undersökt möjliga konsekvenser av förändringar i världens ekosystem. Enligt denna undersökning är världens ekosystem starkt överutnyttjade i dagsläget. De senaste 50 åren har den kraftigt ökade efterfrågan på mat, vatten, bränsle osv. skapat ett så hårt tryck på ekosystemen att det är tveksamt om dessa någonsin kan återhämta sig (MA, 2008). Ur detta perspektiv är det extra viktigt att minimera användningen av primärenergi (ursprunglig energimängd innan omvandling till andra energibärare). Användandet av spillvärme innebär att användningen av primärenergi kan minska om förbrukningen av biobränsle minskar. Detta beror på att spillvärme och restgaser, till skillnad från biobränsle, är överskottsprodukter från en process som ändå skulle ha ägt rum. Avfallsprodukten RT-flis är dock ingen primärenergi. Frigjord RT-flis kan dock minska användningen av primärenergi i form av skogsflis.

I scenario 2a ökar mottrycksproduktionen vid SSAB:s OK3. Detta ökar anläggningens verkningsgrad, dvs. bränsleutnyttjande, samtidigt som biobränsleförbrukningen i Vattenfall AB Värme Nyköpings panna 3 minskar. Mer restgaser utnyttjas dock inte för att producera el och värme i detta alternativ. I scenario 2b utnyttjas även LD-gas från stålverket, en gas som i nuläget facklas av. I detta baslastfall utnyttjas mer restgaser i syftet att omvandlas till nyttiggjord energi samtidigt som förbrukningen av biobränsle vid Vattenfall AB Värme Nyköping minskar. Detta ger ett effektivt resursutnyttjande i detta baslastalternativ. Det finns dock argument för att resursutnyttjandet blir mer effektivt även i scenario 1 än idag. I scenario 1 ökar värmeunderlaget för kraftvärmeblocket i Nyköping, vilket ökar den totala verkningsgraden. Vid SSAB Oxelösund kan dessutom mer el produceras av den insatta bränslemängden. I detta scenario saknas dock de resursfördelar som finns i scenario 2a och 2b där användningen av biobränsle kan minskas.

8.4 Alternativ användning av biobränsle

Vid Vattenfall AB Värme anläggning i Nyköping eldas skogsflis i panna 1 och 2 samt returträflis (RT-flis) i panna 3. Effekterna av en minskad bränsleförbrukning

vid Vattenfalls anläggningar i Nyköping i scenario 2a och 2b varierar beroende på vad det frigjorda bränslet används till istället. Om RT-flis frigörs på biobränslemarknaden kan en konsekvens vara lägre priser på denna typ av flis på grund av det ökade utbudet på marknaden. Detta skulle kunna leda till att anläggningar som eldar dyrare bränsle, som skogsflis och fossila bränslen, i större utsträckning går över till RT-flis, vilket därmed frigör skogsflis eller till och med ersätter fossila bränslen. Efterfrågan på skogsflis har ökat de senaste åren och kan komma att öka ännu mer i framtiden, särskilt om mer skogsråvara används för annat än el- och värmeproduktion, till exempel till framställning av biodrivmedel där biomassa av bra kvalitet krävs. Frigörande av skogsflis via minskad RT-flisförbrukning kan därmed ses som en positiv systemkonsekvens. Skogsflisen kan användas på ett mer effektivt sätt i en annan anläggning eller att den till och med ersätter fossila bränslen som drivmedel eller inom el- och värmeproduktion. Samtidigt kan det nämnas att kraftvärmeproduktion ger ett mycket effektivt bränsleutnyttjande. Det är dock svårt att ge en klar bild av vilka effekter en minskad förbrukning av biobränsle i Nyköping faktiskt skulle få. Anledningen till detta är de många aspekter som måste beaktas, till exempel pris på alternativa bränslen, prisutveckling och effekter av styrmedel.

8.5 Miljövärdering av förändrad el- och värmeproduktion

Valet av systemgränser har en viss betydelse för resultatet av den utförda miljöanalysen. Den geografiska systemgränsen för värmeproduktion lades runt ett gemensamt fjärrvärmenät i Nyköping och Oxelösund, vilket är rimligt då fjärrvärme endast överförs inom detta system. Val av systemgräns för elproduktionen är mer komplex. En utvidgning av systemgränsen har utförts för att ge en bättre bild av de totala miljöeffekterna av förändringar i elproduktionen. Systemgränsen för elproduktion sattes runt Nyköping och Oxelösund med en utökning som inkluderar marginalel på den europeiska elmarknaden. Utökningen av systemgränsen för elproduktion stöds av rekommendationer enligt ISO-standarderna för livscykelanalyser. Frågan är dock om utökningen ska innefatta marginalel eller medelel. Detta val ger stora effekter på resultatet, vilket kan ses i känslighetsanalysen (kapitel 7).

Valet av marginalel motiveras av att små förändringar i elsystemet framför allt påverkar den marginella elproduktionen, inte den totala sammansättningen av el i systemet (dvs. medelel). Med ett marginalelperspektiv tas hänsyn till dynamiken i elsystemet. Ett motargument till detta synsätt är att de flaskhalsar som finns i överföringskapaciteten mellan Sverige och övriga Europa innebär att väldigt lite el faktiskt importeras till landet. Ett annat argument är att en minskad användning av biobränsle, som i scenario 2a och 2b, kan påverka elmixen genom att det frigjorda bränslet skulle kunna ersätta fossila bränslen vid elproduktion på en annan anläggning, i Sverige, Norden eller Europa. Om detta vore fallet, borde medelel användas som ersättning för minskad elproduktion i scenario 2a och 2b. Enligt ett flertal experter inom livscykelanalysområdet bör marginalel användas som en del av analysen av konsekvenserna av eventuella framtida beslut, vilket detta examensarbete i hög grad handlar om. Medelel används ofta i tillbakablickande

livscykelanalyser där ett nuvarande system analyseras. Detta framgår av sammanställningen från en workshop kring el inom livscykelanalyser som hölls i Ohio, USA, år 2001 (EPA & NREL, 2002). I en artikel av Louise Trygg och Björn Karlsson vid Linköpings Tekniska Högskola förekommer följande text kring frigjord elproduktion inom Sverige, vilket kan sägas stödja ett marginaelperspektiv inom en miljövärdering av förändrad elproduktion:

This electricity generated in Sweden but sold in another European country, could replace electricity generated with higher external costs and consequently lower the total environmental cost in Europe. It would also help the whole EU region to meet its target as regards lower emissions of greenhouse gases since the electricity generated in Sweden can replace marginal cost-based power production. (Trygg & Karlsson, 2005)

I känslighetsanalysen jämfördes dock resultatet vid miljö- och systemanalysen med en miljövärdering av el utifrån ett medelemperspektiv för att få en bild av vilken inverkan miljövärderingsprincipen har på slutresultatet. För utsläppen av fossil koldioxid ändras inte det faktum att scenario 1 ger minskade koldioxidutsläpp medan scenario 2a och 2b ger ökade koldioxidutsläpp då miljövärderingsprincipen för förändringar i elproduktionen ändras. Däremot skiljer sig storleksordningen på utsläppsförändringen avsevärt beroende på miljövärderingsprincip. För utsläppen av kväveoxider, svaveldioxid och stoft varierar dock resultatet av en sammankoppling av fjärrvärmenäten kraftigt beroende på miljövärderingsprincip. Scenario 1 innebär en minskning av utsläppen av svaveldioxid och stoft, oavsett vilken typ av elproduktion som ersätts av ökad elproduktion vid Vattenfalls och SSAB:s anläggningar i Nyköping respektive Oxelösund. Kväveoxidutsläppen i det utökade systemet minskar i scenario 1 då den förändrade elproduktionen värderas med hjälp av marginalet i form av kolkondens. Detta gäller också då den ändrade elproduktionen utgörs av medel i form av europeisk elmix. Scenario 2a och 2b innebär en minskning av kväveoxidutsläppen i samtliga fall med medel medan utsläppen av kväveoxider ökar om kolkondens ersätter den minskade elproduktionen i Nyköping och Oxelösund. För svaveldioxid och stoft innebär dessa baslastfall en minskning av utsläppen förutom då elförändringen värderas med hjälp av kolkondens eller europeisk elmix i scenario 2a. Detta gäller även scenario 2b i svaveldioxidfallet, medan stoftutsläppen ökar i samtliga varianter av alternativ elproduktion förutom i fallet europeisk elmix. Scenario 2a och 2b innebär dock en ökning av koldioxidutsläppen oavsett miljövärderingsprincip.

8.6 Allokeringssprincip för utsläpp

I SSAB Oxelösunds miljörapporter har utsläpp av kväveoxider, svaveldioxid och stoft från eldnings av restgaser redovisats under kraftverket. När det gäller fossil koldioxid har dock en fullständig utsläppsallokering från OK2 och OK3 till stålproduktionen genomförts i nämnda miljörapporter. I detta examensarbete har en liknande allokering utförts, med undantaget att oljeeldningens koldioxidutsläpp har allokerats till kraftverket och inte till ståltillverkningen.

Skillnaden i utsläpp från el- och värmeproduktionen i systemet mellan en fullständig utsläppsallokering från kraftverket till stålproduktionen och ingen utsläppsallokering är stor. Frågan är dock vilken allokeringssprincip som är rimligast. Ingen allokering till stålproduktionen kan tyckas orimlig då ståltillverkningen faktiskt är ursprunget till restgaserna som sedan ger upphov till utsläpp vid förbränning i kraftverket. Alternativet till utnyttjande av restgaser till el- och värmeproduktion är fackling av gaserna. Restgaserna produceras oberoende av vad som händer med kraftverket, vilket innebär att dessa utsläpp kommer ske ändå. Detta kan motivera en fullständig allokering av samtliga utsläppsfaktorer från OK2 och OK3 till stålproduktionen. Fullständig allokering till stålproduktionen är dock tveksamt då detta riskerar att minska motivationen till att minska utsläppen från kraftverket, något som faktiskt är möjligt med hjälp av förbränningsteknik och reningsutrustning till exempel. Detta motiverar valet av allokeringssprincip i detta examensarbete men effekterna av detta val är viktigt att komma ihåg.

8.7 Övriga systemkonsekvenser av en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund

En viktig systemkonsekvens att ta hänsyn till inför ett beslut om en eventuell kulvert mellan Nyköping och Oxelösund är rimlig drift av anläggningarna med tanke på kostnader för drift och underhåll osv. Om SSAB Oxelösund står för baslastproduktionen i systemet blir Vattenfall Nyköpings anläggningar i stort sett överflödiga då den lilla produktionen knappast motiverar de kostnader för drift och underhåll som ändå skulle finnas. I dessa fall bör dock risk för driftproblem vid baslastanläggningen och kostnader av att upprätthålla tillräcklig reservkraft i systemet beaktas. Möjligtvis kunde oljepannorna kunna fortsätta drivas som reservkraftsenheter då de biobränsleeldade pannorna är mindre lämpade för detta. Det kan också vara värt att nämna att nedläggning av en relativt ny biopanna som kraftvärmeblocket i Nyköping kan bli dyrt då denna anläggning fortfarande är fullt fungerande.

I tidigare kulvertutredningar har fokus legat på ekonomiska förutsättningar för en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund. Detta har inte undersökts i examensarbetet men det kan nämnas att i nuläget bör de tidigare slutsatserna kring eventuell lönsamhet fortfarande gälla. Detta kan dock komma att ändras då Vattenfall AB Värme Nyköping troligtvis inte kommer erhålla elcertifikat för den förnybara elproduktionen från år 2013. Därefter kanske den tidigare konstaterade olönsamheten av en sammankoppling av fjärrvärmenäten ändras till en lönsam affär. Förändrade förutsättningar i framtiden kräver dock en översyn av lönsamhetskalkyleringen för att få ett tillförlitligt resultat. Tidigare utredningar kring den ekonomiska lönsamheten har dessutom behandlat andra driftförhållanden än de som råder idag.

8.8 Sammanfattande diskussion

En sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund innehåller många viktiga aspekter (ekonomiska, tekniska, miljömässiga osv.) som bör ingå i diskussionerna kring ett genomförande av ett sådant projekt. Detta examensarbete skiljer sig från tidigare kulvertutredningar då fokus i denna rapport har legat på miljö- och systemkonsekvenser och inte på ekonomiska förutsättningar. Analysen har fokuserat på förändringar i el- och värmeproduktionen, förändringar i bränsleförbrukningen och förändringar i utsläpp från systemets el- och värmeproduktion.

Resultatet av miljö- och systemanalysen samt den påföljande känslighetsanalysen visar betydelsen av val av systemgränser. Inom EU pågår arbete att stärka den europeiska elmarknaden och gynna handel med el mellan länder inom unionen. Koldioxidutsläpp bör beaktas ur ett globalt perspektiv då en ökad växthuseffekt är ett globalt problem. Ny elproduktion kommer först att ersätta marginalproduktion av el enligt vissa utredningar (Danestig et al, 2007). I en gemensam, avreglerad europeisk elmarknad kommer kolkondens att utgöra systemets marginalet (Trygg & Karlsson, 2005). I denna rapport har miljövärdering av förändringar i elproduktion skett ur ett marginalelperspektiv, vilket är rimligt med tanke på koldioxidutsläppens globala natur samt den allt mer gemensamma europeiska elmarknaden. En sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund har mer eller mindre negativ effekt på koldioxidutsläppen beroende på val av systemgräns. Om ingen utökning av systemgränsen hade gjorts, hade en sammankoppling antagligen varit uteslutande positiv. Men utökningen i sig kan knappast ifrågasättas då detta är nödvändigt för att uppnå jämförbara system. Detta följer också ISO-standarderna för en annan typ av analyser där denna problematik ofta uppstår, dvs. livscykelanalyser.

En fråga att ställa sig är: var och hur vill vi att elproduktionen i vårt elsystem ska ske? Överföringen av el inom och utom Sverige är förknippat med begränsningar, i alla fall till viss del. Ur ett försörjningsperspektiv är det bra att ha elproduktion inom Sverige för att därmed trygga elbehovet hos de svenska kunderna. Inom EU har kraftvärme i allt större utsträckning kommit att gynnas, då denna teknik är särskilt bränsleeffektiv. Ur miljösynpunkt är det inte självklart att ett ökat utnyttjande av spillvärme från SSAB Oxelösund till fjärrvärmeproduktion är enbart positivt. Resultatet av analysen i detta examensarbete visar tvärtom att exempelvis koldioxidutsläppen i det utökade systemet ökar, oavsett vilken miljövärderingsprincip som används för miljöanalys av ändringar i elproduktionen i Nyköping och Oxelösund, då en sammankoppling sker med OK3 som baslastproducerande anläggning. I den statliga Energieffektiviseringsutredningen från år 2008 konstateras att ”besparingen av en kilowattimme el från kolkondenskraft måste värderas högre än besparing av en kilowattimme fjärrvärme från industriell spillvärme eller från en solfångare” (EnEff, 2008). Detta visar att fokus i mångt och mycket ligger på att gynna förnybar elproduktion även om detta ibland innebär ett mindre spillvärmeutnyttjande än vad som är möjligt. Dessutom finns ett tydligt uttalande från myndigheter i Sverige och EU om att satsa mer på

kraftvärme då detta är ett bra sätt att utnyttja bränsleresurserna, vilket bland annat framgår i en utredning om utvecklingen på kraftvärmeområdet från år 2005 (Energimyndigheten, 2005).

Allt mer fokus hamnar dock på ett effektivt resursutnyttjande och resurshushållning i ett långsiktigt hållbart energisystem. I fallet Nyköping-Oxelösund kommer ett effektivt resursutnyttjande i konflikt med satsningar på bränsleeffektiv förnybar elproduktion som bibränsleeldad kraftvärme. Detta visar tydligt den problematik som finns i existerande system med konkurrerande spillvärme och kraftvärme.

9. Slutsatser

I detta avslutande kapitel redovisas de slutsatser som dragits efter diskussionen kring resultatet av simuleringarna och analysen som utförts i detta examensarbete.

En sammankoppling av fjärrvärmenäten har diskuterats under cirka 30 år men alternativet har hittills förkastats av olika anledningar. I ett sammankopplat fjärrvärmenät i Nyköping och Oxelösund är ett problem konkurrensen mellan Vattenfalls väl fungerande, bränsleeffektiva anläggning med förnybar elproduktion och den restgaserbaserade el- och värmeproduktionen vid SSAB Oxelösund.

Slutsatsen av miljö- och systemanalysen av en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund är bland annat att effekterna inte är självklart positiva eller självklart negativa. Med ett effektivt resursutnyttjande och resurshushållning i fokus är ett gemensamt fjärrvärmenät med ett ökat utnyttjande av restgaser vid SSAB Oxelösund det bästa alternativet då detta innebär minskad fackling av restgaser och en minskad förbrukning av biobränsle. Om en hög grad av förnybar elproduktion är det viktigaste kan däremot en sammankoppling av fjärrvärmenäten med SSAB som baslastproducent vara klart negativt och därmed är scenario 1 ett bättre alternativ. I tabell 35 nedan kan en översikt över för- och nackdelar med olika baslastalternativ ses.

Tabell 35: Översikt över för- och nackdelar med olika baslastalternativ i ett sammankopplat fjärrvärmenät i Nyköping och Oxelösund

	Resurs-hushållning	Förnybar elproduktion	CO ₂ -utsläpp	Utsläpp av NO _x , SO ₂ och stoft
Scenario 1: Baslast Vattenfall Nyköping	-	+	+	+/-
Scenario 2a: Baslast SSAB Oxelösund utan LD-gas	(+)	-	-	+/-
Scenario 2b: Baslast SSAB Oxelösund med LD-gas	+	-	-	+/-

Scenario 1 har fördelen att den förnybara elproduktionen ökar, vilket leder till minskade koldioxidutsläpp i det utökade systemet. Nackdelen med scenario 1 är att utnyttjandet av spillvärme och restgaser inte ökar i detta alternativ. Det sker inte heller någon minskad förbrukning av primärenergi (biobränsle) i detta fall. Därmed ger scenario 1 inga positiva effekter på resurseffektiviteten i systemet.

Fördelen med ett gemensamt fjärrvärmenät med SSAB Oxelösund som baslastproducent är möjligheten till ett bättre resursutnyttjande och ett ökat hushållande med resurser. Scenario 2a innebär dock få fördelar, både ur ett utsläppsperspektiv och ur ett resursperspektiv. Utsläppen av koldioxid ökar i det

utökade systemet och inget utökat utnyttjandet av restgaser och spillvärme sker i detta fall. Mängden förbrukat biobränsle sjunker dock, vilket är positivt ur resursutnyttjandeperspektiv. Scenario 2b har stora fördelar om fokus ligger på ett bättre utnyttjande av tillgängliga resurser – mer restgaser utnyttjas för el- och värmeproduktion och biobränsleförbrukningen sjunker. Nackdelen i scenario 2a och 2b är framför allt att elproduktionen i systemet minskar då OK3 är den baslastproducerande enheten i nätet. En minskad förnybar elproduktion kan leda till ökade koldioxidutsläpp.

Ett maximalt utnyttjande av restgaser och spillvärme är viktigt ur resurssynpunkt och ur ett hållbarhetsperspektiv. Däremot är lösningar som konkurrerar ut förnybar elproduktion tveksamma ur miljösynpunkt. Utnyttjandet av spillvärme och restgaser vid SSAB Oxelösund bör ökas men det finns andra metoder än att öka SSAB:s värmeunderlag genom en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund. Det miljö- och systemmässigt bästa alternativet i ett sammankopplat fjärrvärmenät beror på vad som värderas högst: resurshushållning eller förnybar elproduktion.

Referenser

Rapporter och andra tryckta referenser

- Bärring, M., Nyström, O., Nilsson, P.-A., Olsson, F., Egard, M., Jonsson, P., (2003), *El från nya anläggningar 2003 – Jämförelse mellan olika tekniker för elgenerering med avseende på kostnader och utvecklingstrender*, Elforsk rapport 03:14, Stockholm
- Danestig, M., Gebremehdin, A., Karlsson, B., (2007), *Stockholm CHP potential – An opportunity for CO2 reductions?*, Energy Policy, Vol. 35 (2007): 4650-4660
- EnEff (Energieffektiviseringsutredningen), (2008), *Ett energieffektivare Sverige – delbetänkande*, SOU 2008:25
- Energimyndigheten, (2002a), *Biobränsle från skogen – en studie av miljökonsekvenser och ekonomi för olika användningar*, rapport ER 9:2002 utförd av Vattenfall Utveckling AB på uppdrag av Energimyndigheten och IVA, Stockholm och Eskilstuna
- Energimyndigheten, (2002b), *Marginal elproduktion och CO2-utsläpp i Sverige*, rapport ER 14:2002 från ECON på uppdrag av Energimyndigheten, Eskilstuna
- Energimyndigheten, (2005), *Utvecklingen på kraftvärmeområdet – De samlade effekterna på bränsleval och produktionsvolymerna av dagens styrmedel samt särskilt om koldioxidskattens bidrag*, ER 2005:21
- Energimyndigheten, (2006), *Möjligheter att reducera koldioxidutsläpp – En bedömning av el- och värmeproduktionssektorn*, delrapport ER 2006:17, Eskilstuna
- Energimyndigheten, (2007a), *Bränsleberedskap vid kraftvärme- och värmeverk*, ER 2007:43, Eskilstuna
- Energimyndigheten, (2007b), *Tillgång på förnybar energi – en rapport om energi och miljömål*, underlagsrapport till ET 2007:21 Energi som miljömål, ER 2007:20, Eskilstuna
- Energimyndigheten, (2008a), *Analys av metoder för att öka incitament för spillvärmesamarbeten*, rapport ER 2008:16 utförd av ÅF-Process för Energimyndigheten, Eskilstuna
- EPA & NREL (US Environmental Protection Agency och National Renewable Energy Laboratory), (2002), *Report on the International Workshop on Electricity Data for Life Cycle Inventories, Cincinnati, Ohio, USA, October 23-25, 2001*, Report EPA/600/R-02/041
- Finnveden, G., Johansson, J., (2003), *Livscykelanalyser av fjärrvärme – en förstudie*, nr 021268 för Svensk Fjärrvärme, Stockholm
- Grönkvist, S., (2005), *All CO2 molecules are equal, but some CO2 molecules are more equal than others*, doktorsavhandling, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm
- Jernkontoret, (2004), *Järn- och stålframställning – Energi och ugnsteknik*, Jernkontorets forskning, Jernkontorets utbildningspaket – del 7, Stockholm

- Jönsson, J., Ottosson, M., Svensson, I-L., (2007), *Överskottsvärme från kemiska massabruk – En socioteknisk analys av interna och externa användningspotentialer*, Arbetsnotat nr 38 inom Program Energisystem, Chalmers och Linköpings universitet, Göteborg och Linköping
- Naturvårdsverket, (1997), *Konkurrens om biomassa – Regionala obalanser*, rapport 4716, Naturvårdsverket Förlag, Stockholm
- Nordgren, Samuel, (2006), *Potentialen för alternativ användning av processgaser vid SSAB i Luleå*, Institutionen för matematik, Luleå tekniska universitet, 2006:205 CIV, Luleå
- Sjödin, J., Grönkvist, S., (2004), *Emissions accounting for use and supply of electricity in the Nordic market*, Energy Policy, Vol. 32 (2004): 1555-1564
- Sköldberg, H., Unger, T., Olofsson, M., (2006), *Marginaler och miljövärdering av el*, Elforsk rapport 06:52 utförd av Profu, Stockholm
- Sköldberg, H. Unger, T., (2008), *Effekter av förändrad elanvändning/elproduktion – Modellberäkningar*, Elforsk rapport 08:30 i samarbete med Energimyndigheten, Stockholm
- SSAB Oxelösund AB & SSAB Merox AB, (2008), *Miljörapport 2007 SSAB Oxelösund AB SSAB Merox AB*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2008, Oxelösund
- Svenska Fjärrvärmeföreningen, (2003a), *Koldioxidmager fjärrvärme*, rapport FVF 031102, Stockholm
- Trygg, L., Karlsson, B. G., (2005), *Industrial DSM in a deregulated European electricity market – a case study of 11 plants in Sweden*, Energy Policy, Vol. 33 (2005): 1445-1459
- Uppenberg, S., Almemark, M., Brandel, M., Lindfors, L-G., Marcus, H-O., Stripple, H., Wachtmeister, A., Zetterberg, L., (2001a), *Miljöfaktabok för bränslen – Del 1 Huvudrapport*, rapport B 1334A-2 från IVL Svenska Miljöinstitutet AB på uppdrag av Svenska Petroleum Institutet, Stockholm
- Uppenberg, S., Almemark, M., Brandel, M., Lindfors, L-G., Marcus, H-O., Stripple, H., Wachtmeister, A., Zetterberg, L., (2001b), *Miljöfaktabok för bränslen – Del 2 Bakgrundsinformation och Teknisk bilaga*, rapport B 1334B-2 från IVL Svenska Miljöinstitutet AB på uppdrag av Svenska Petroleum Institutet, Stockholm
- Vattenfall AB Värme Nyköping, (2006a), *Miljörapport 2005 – Idbäckens Kraftvärmeverk*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2008, Nyköping
- Vattenfall AB Värme Nyköping, (2006b), *Miljörapport 2005 – PC Brandkärr*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2008, Nyköping
- Vattenfall AB Värme Nyköping, (2006c), *Miljörapport 2005 – PC Nyköpings Lasarett*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2008, Nyköping
- Vattenfall AB Värme Nyköping, (2007a), *Miljörapport 2006 – Idbäckens Kraftvärmeverk*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2008, Nyköping

Vattenfall AB Värme Nyköping, (2007b), *Miljörapport 2006 – PC Brandkärr*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2008, Nyköping

Vattenfall AB Värme Nyköping, (2007c), *Miljörapport 2006 – PC Nyköpings Lasarett*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2008, Nyköping

Vattenfall AB Värme Nyköping, (2008a), *Miljörapport 2007 – Idbäckens Kraftvärmeverk*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2008, Nyköping

Vattenfall AB Värme Nyköping, (2008b), *Miljörapport 2007 – PC Brandkärr*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2008, Nyköping

Vattenfall AB Värme Nyköping, (2008c), *Miljörapport 2007 – PC Nyköpings Lasarett*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2008, Nyköping

Ådahl, A., Harvey, S., Berntsson, T., (2006), *Assessing the value of pulp mill biomass savings in a climate conscious economy*, Energy Policy, Vol. 34 (2006): 2330-2343

Interna dokument

Cederqvist, B., (1980), *OK3 – Färskångflöde till HT-turbin vid olika generator- och fjärrvärmeeffekter*, internt diagram som har tillhandahållits av Per-Åke Gustafsson, SSAB Oxelösund

Lindgren, G., (2002), *Utredning om samkörning av Idbäcken och Stjärnvik*, rapport T-SEEP-02.006 från SwedPower för Vattenfall Nyköping

Internet-baserade referenser

IEA (International Energy Agency), (2008), *IEA Energy Statistics*, från hemsidan <http://www.iea.org/Textbase/stats/prodresult.asp?PRODUCT=Electricity/Heat>, faktainsamling utförd 2008-07-02 och 2008-09-03, verifiering utförd 2008-11-14

MA (Millennium Ecosystem Assessment), (2008), *Overview of the Millennium Ecosystem Assessment*, från hemsidan <http://www.millenniumassessment.org/en/About.aspx#>, faktainsamling utförd 2008-10-21, verifiering utförd 2008-11-12

Naturvårdsverket, (2006), *Kopia av Appendix17 Thermal values and Emission factors energy.xls N20 2006-12-14*, från hemsidan <http://www.naturvardsverket.se/sv/Klimat-i-forandring/Minska-utslappen/Verktyslada-for-kommuner-och-foretag/Emissionsfaktorer/>, faktainsamling utförd juli-augusti 2008, verifiering utförd 2008-11-12

Naturvårdsverket, (2008), *Kväveoxidavgiften*, information om kväveoxidavgiften, från hemsidan: <http://www.naturvardsverket.se/sv/Lagar-och-andra-styrmedel/Ekonomiska-styrmedel/Kvaveoxidavgiften/>, faktainsamling utförd 2008-07-08, verifiering utförd 2008-11-12

Oxelö Energi AB, (2008), *Fjärrvärme i Oxelösund, fakta om Oxelösunds fjärrvärmenät*, från hemsidan: <http://www.oxeloenergi.se/index.php?id=219>, faktainsamling utförd juli 2008, verifiering utförd 2008-11-12

Muntliga referenser

Gustafsson, P-Å., (2008), SSAB Oxelösund AB, e-post, samtal och möten under augusti-november 2008

Ljung, P., (2008), anläggningschef, Vattenfall AB Värme Nyköping, samtal och möten under juni-november 2008

Lundqvist, J., (2008), energicontroller, SSAB Oxelösund AB, e-post, samtal och möten under juli-november 2008

Nieznaj, J., (2008), produktionschef, Vattenfall AB Värme Nyköping, e-post, samtal och möten under september 2008

Romvall, M., (2008), Vattenfall AB Värme Norden, e-post, samtal och möten under juni-november 2008

Lästips från litteraturstudien

Brännström-Norberg, B-M., Dethlefsen, U., Johansson, R., Setterwall, C., Tunbrant, S., (1996), *Livscykelanalys för Vattenfalls elproduktion – Sammanfattande rapport*, rapport från Vattenfall, Stockholm

Energimyndigheten (2008b), *Styrmedel för industriell spillvärme – en förstudie*, ER 2008:15, Eskilstuna

Naturvårdsverket, (1996), *Vägledning för Livscykelanalyser LCA – Sammanfattning av LCA-Norden*, rapport 4537, Naturvårdsverket Förlag, Stockholm

SSAB Oxelösund AB & SSAB Merox AB, (2007), *Miljörapport 2006 SSAB Oxelösund AB SSAB Merox AB*, miljörapport inlämnad till tillsynsmyndigheten Länsstyrelsen i Södermanland i mars 2007, Oxelösund

Svenska Fjärrvärmeföreningen, (2003b), *Svenska Värmenät – Potential för utökat värmeunderlag för kraftvärme och spillvärme genom sammanbyggnad av fjärrvärmenät*, rapport FVF 031212

Bilagor

Bilaga A: Nyköpingsturbinens alfavärde i simuleringsmodellen

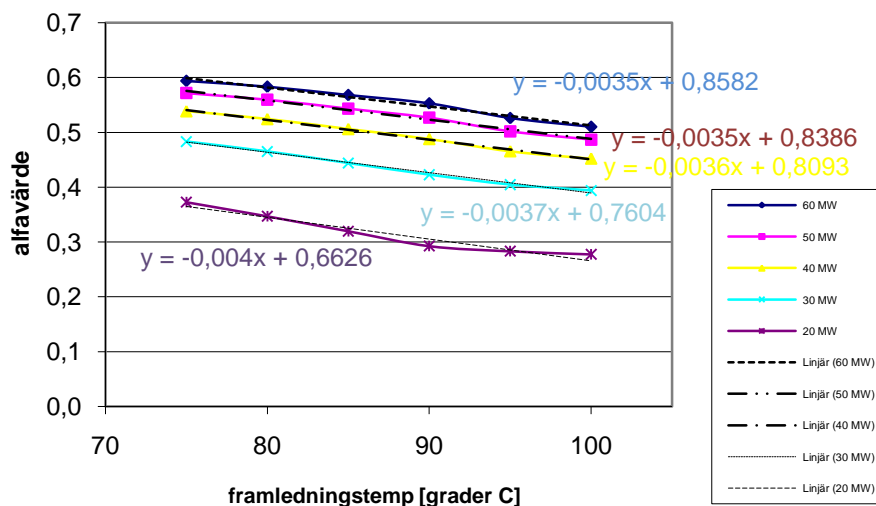
I simuleringsmodellen har olika alfavärden använts för den nuvarande driften av kraftvärmeblocket i Nyköping jämfört med de alternativa scenarier som också simulerats. Alfavärdet varierar med framledningstemperaturen och värmeproduktionen. Värmeproduktionen bestäms av värmelasten som beror på aktuell utetemperatur och kundernas beteende bland annat. Uttemperaturen bestämmer också nödvändig framledningstemperatur. Det lägsta alfavärdet inträffar då värmeproduktionen är låg och framledningstemperaturen hög medan det högsta alfavärdet inträffar då värmeproduktionen är hög och framledningstemperaturen låg. De alfavärden som använts har approximerats med hjälp av tidigare driftdata från turbinen. Hur alfavärdet hos kraftvärmeblockets turbin varierar med värmeproduktion och framledningstemperatur kan ses i tabell A1 nedan.

Tabell A1: Turbinens alfavärde som funktion av värmeproduktion i P3 och framledningstemperatur (Tabell: Nieznaj, 2008)

Värmeproduktion P3 [MW]	Framledningstemperatur [°C]					
	75	80	85	90	95	100
20	0,373	0,347	0,320	0,292	0,283	0,277
30	0,483	0,465	0,444	0,423	0,405	0,394
40	0,539	0,524	0,506	0,488	0,465	0,452
50	0,572	0,560	0,543	0,527	0,502	0,487
60	0,594	0,583	0,568	0,553	0,526	0,510

Alfavärdet varierar mellan 0,28 till 0,59 beroende på framledningstemperatur och värmelast. Markerade alfavärden visar driftsituationer som förekommer i simuleringsmodellen. Därför har ett maximalt alfavärde i nuläget satts till 0,54, vilket är det högsta alfavärdet som förekommer vid de driftsituationer som kan ske i simuleringsmodellen.

Det extra växlarsteg som krävs i det sammankopplade fjärrvärmenätet innebär en kompensering i form av en höjning av framledningstemperaturen med 5°C. I figur A1 nedan kan en grafisk presentation av alfavärdet som funktion av värmeproduktion och framledningstemperatur ses.



Figur A1: Diagram över kraftvärmeblockets alfavärde som funktion av framledningstemperaturen vid olika värmeproduktion (Bild: egen efter driftdata från Nieznaj, 2008)

En linjärisering av graferna resulterar i de algebraiska samband som kan ses i figuren ovan. Insättning av olika framledningstemperaturer (X-värdet) i formlerna har använts för att uppskatta hur en femgradig temperaturändring förändrar alfavärdet vid olika värmeeffekter. Med hjälp av dessa beräkningar kan slutsatsen dras att en femgradig ökning av framledningstemperaturen medför en sänkning av alfavärdet med 0,02, oberoende av värmeproduktion. Sambandet kan ses i tabell A2 nedan. En sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund antas därför ge ett alfavärde på 0,52 hos turbinen vid kraftvärmeblocket i Nyköping.

Tabell A2: Linjärisering av sambandet mellan turbinens alfavärde, framledningstemperaturen och värmeeffekten

Alfavärde	Värmeproduktion				
	20 MW	30 MW	40 MW	50 MW	60 MW
y (100) =	0,263	0,390	0,449	0,489	0,508
y (95) =	0,283	0,409	0,467	0,506	0,526
y (90) =	0,303	0,427	0,485	0,524	0,543
y (85) =	0,323	0,446	0,503	0,541	0,561
y (80) =	0,343	0,464	0,521	0,559	0,578
y (75) =	0,363	0,483	0,539	0,576	0,596

I nuläget förekommer sällan alfavärden under 0,37 (se tabell A1), vilket i simuleringsmodellen översätts till antal procent av maximalt alfavärde, dvs. 0,37 av 0,54 vilket ger 69 %. I scenario 1-2a har det lägsta alfavärdet angetts till 0,35

(dvs. 0,02 lägre än i nuläget, se ovan), vilket ger 68 % (0,35 av 0,52). Dessa procentsatser har sedan använts i simuleringsmodellen som indata för turbinen. Enligt driftdata minskar alfavärdet med mellan 14 och 26 % då framledningstemperaturen ökar från 75 till 100°C. En höjning på 5°C av framledningstemperaturen ger ett minskat alfavärde på mellan 13 och 20 %. Därför har minskningen av alfavärdet vid en ändring av framledningstemperaturen angetts till de genomsnittliga värdena 18 % (nuläget) respektive 15 % (scenario 1-2a).

Observera att data kring turbinen och dess alfavärde är överflödiga i scenario 2b då kraftvärmeblocket i Nyköping saknas.

Bilaga B: Beräkningar el- och värmeproduktion i Nyköping och Oxelösund

B.1 Beräkningar Vattenfall Nyköping

Uppgifter om el- och värmeproduktionen samt bränsleförbrukningen i Vattenfalls anläggningar i Nyköping har hämtats från det Excel-baserade simuleringsprogrammet för analys av fjärrvärmesystemet.

B.1.1 Beräkningar utsläpp Vattenfall Nyköping

Med hjälp av utsläppsdata från Vattenfalls miljörapporter från år 2005 till år 2007 (Vattenfall AB Värme Nyköping, 2006a-c; 2007a-c; 2008a-c) har medelvärden för utsläpp av kväveoxider, svavel, fossil koldioxid och stoft per MWh bränsle beräknats. Medelvärden har använts för att minska risken att variationer i driften och liknande ska ge ett mindre tillförlitligt resultat. Ett medelvärde över en längre tidsperiod har övervägts, men valts bort då kol användes som inblandningsbränsle i pannorna på Idbäcksområdet fram till och med år 2004. I dagens drift används endast biobränsle och olja. Vattenfall AB Värme Nyköping redovisar utsläpp av svavel med utgångspunkt i svavelinnehållet i bränslet. För att kunna jämföra dessa värden med SSAB Oxelösunds utsläpp (som avser utsläppt mängd svaveldioxid) har en omräkning till svaveldioxid utförts. Svavel, S, har en molmassa på 32 g/mol, medan svaveldioxid, SO₂, har en molmassa på 64 g/mol, vilket ger en omräkningsfaktor 2 från S till SO₂. Omräkningen resulterade i de värden som kan ses i tabell B1 nedan, vilka sedan har använts i beräkningarna kring utsläpp från Vattenfalls anläggningar i Nyköping.

Tabell B1: Korrigerade medelutsläpp per MWh bränsle Vattenfall AB Värme Nyköping

Medelutsläpp per MWh bränsle				
[kg/MWh]	NO _x	SO ₂	Fossil CO ₂	Stoft
Skogsflis (P1)	0,180	0,0288	-	0,00180
Skogsflis (P2)	0,162	0,0288	-	0,00180
RT-flis (P3)	0,162	0,0432	-	0,00180
Olja	0,432	0,288	270	0,04824

Utsläppsvärden från tabell B1 ovan har multiplicerats med bränsleförbrukningen för respektive panna för att få fram totala utsläpp i ton per år. Denna beräkning har utförts för nuläget och respektive baslastscenario.

B.2 Beräkningar SSAB Oxelösund

Den nuvarande värmeproduktionen, elproduktionen och bränsleförbrukningen bestämdes med hjälp av data från SSAB:s miljörapport för år 2007 (SSAB Oxelösund AB & SSAB Merox AB, 2008) samt genom kontakt med Per-Åke Gustafsson och Johan Lundqvist på SSAB Oxelösund. Följande uppgifter hämtades från en sammanställning av NO_x-redovisning för SSAB:s kraftverk för år 2007 (Gustafsson, 2008):

Tabell B2: NO_x-redovisning SSAB Oxelösund AB (Gustafsson, 2008)

NO_x-redovisning Kraftverket SSAB Oxelösund år 2007					
Tillförd energi					
[MWh]	P1	P2	P3	P4	Totalt
Tillförd energi	145 628	74 947	-	961 550	1 182 125
varav					
Hyttgas	76 %	77 %	-	93 %	
Koksgas	21 %	23 %	-	6 %	
Eo5	3 %	0 %	-	1 %	
Nyttig energi					
[MWh]	P1	P2	P3	P4	Totalt
Nyttig energi	95 209	53 000	-	319 945	468 154
Egenförbrukning	4 761	2 650	-	-	7 411
Netto nyttig energi	90 448	50 350	-	319945	460 743
NO_x-utsläpp					
[kg]	P1	P2	P3	P4	Totalt
NO _x	14 877	7 160	-	47 601	69 638
	P1	P2	P3	P4	
Drifttid [timmar]	8 760	5 650	0	8 238	

B.2.1 Beräkningar el- och värmeproduktion SSAB Oxelösund

Uppgifterna för panna 1 och 2 slogs samman för att få ett samlat värde på produktionen vid ångcentralen OK2. Panna 4 är en del av den el- och värmeproducerande anläggningen OK3. Enligt uppgift från SSAB:s miljörapport var elproduktionen 243 GWh och fjärrvärmeleveransen till Oxelösunds kommun 93 GWh (SSAB Oxelösund AB & SSAB Merox AB, 2008). En sammanställning av dessa uppgifter och uppgifter från NO_x-redovisningen ger en approximerad värmeproduktion vid OK2 och OK3 på 218 GWh i nuläget, exklusive egenförbrukning. Värmeproduktionen har beräknats genom att elproduktionen subtraheras från nyttiggjord energi (insatt energi i form av bränslen minus förluster) från OK2 och OK3 i tabellen (461 GWh producerad nyttig energi minus

243 GWh producerad el). Uppgifter om värme från LD-ugnen (cirka 40 GWh) hämtades vid samtal med Per-Åke Gustafsson, SSAB Oxelösund. I simuleringsmodellen beräknas LD-ugnens produktion till cirka 44 GWh inklusive förluster. Utnyttjandet av spillvärme vid LD-ugnen antas konstant i nuläget och de olika simuleringsfallen. Förlusterna bör dessutom räknas med vilket har föranlett att ett värde på 44 GWh från LD-ugnen har använts även i nulägesbeskrivningen. Den interna fjärrvärmeförbrukningen baseras på uppgifter från tidigare kulvertutredningar och antas vara 50 GWh (Lindgren, 2002). Differensen mellan värmeproduktionen från OK2+OK3+LD-ugnen och den levererade fjärrvärmen (internt plus externt) antas bestå av processånga, distributionsförluster och liknande. Denna del av värmeförbrukningen uppgår i nuläget till cirka 118 GWh (218+50 GWh minus 50+93 GWh). Denna siffra stämmer också bra överens med tidigare uppgifter om ångförbrukning och liknande på cirka 120 GWh som inhämtats från en tidigare kulvertutredning (Lindgren, 2002). Behovet av processånga och den interna fjärrvärmeförbrukningen antas konstanta och därmed används dessa värden även i scenario 1-2b. Kylvattenförluster vid kondensdrift eller rökgasförluster ingår inte i de ovan nämnda produktions- och förbrukningsvärdena då uppgifter om dessa förluster saknas. Därmed ingår inga detaljer kring dessa förluster i rapporten även om de diskuteras i vissa avsnitt. Den interna värmeförbrukningen inklusive förluster (dvs. detsamma som den interna värmeproduktionen) antas därmed vara cirka 168 GWh. Av de producerade 218 GWh värme antas resten (cirka 50 GWh från OK3) utgöras av fjärrvärmeleveranser till det externa fjärrvärmenätet i nuläget. I scenario 1-2b har de externa fjärrvärmeleveranserna från OK3 vid SSAB Oxelösund till Nyköping och Oxelösund beräknats i simuleringsprogrammet med hjälp av värmebehov och installerad värmeeffekt.

I nuläget är eleffekten hos turbinen i OK3 35 MW på grund av begränsningar vid gasledning och elproduktionen är 243 GWh per år. Detta ger en uppskattad drifttid hos turbinen på cirka 7 000 timmar. Bränsleförbrukningen är densamma i nuläget och scenario 1 men minskade värmeleveranser på 17 GWh externt i scenario 1 ökar elproduktionen. Turbinens kondensdrift kan öka, vilket ökar elproduktionen men även kylvattenförlusterna. Detta förändrar elverkningsgraden och uppskattningsvis innebär detta att 20 % av den minskade värmeproduktionen istället bidrar till en ökad elproduktion med 3,4 GWh_{el} ($17 * 0,2 = 3,4$). I scenario 2a-2b ändras elproduktionens storlek på grund av en ökad värmeeffekt från OK3. Turbinens drifttid antas vara samma i scenario 2a-2b som i nuläget, dvs. 7 000 timmar. Scenario 2a förutsätter att maximala eleffekten är 35 MW, vilket är fallet då inga åtgärder för att öka maximala eleffekten ingår i detta fall. Turbinen har en potentiell maximal eleffekt på 70 MW, men i nuläget begränsas denna effekt av flödesbegränsningar i OK3. Enligt diagram över ångflöde till turbinen vid olika el- och värmeeffekter innebär ett ökat fjärrvärmeuttag från 30 MW_{värme} till 60 MW_{värme} en minskning av eleffekten med cirka 6 MW (Cederqvist, 1980). Med en drifttid hos turbinen på 7 000 timmar ger detta en minskning av elproduktionen med 42 GWh. Scenario 2b innebär dock ett flertal investeringar och inräknat i dessa antas vara en utökad maximal eleffekt. Det stora fjärrvärmeuttaget gör dock att 70 MW_{el} inte kan uppnås, utan maximal eleffekt i detta fall är cirka 40 MW_{el} (Cederqvist,

1980). Med 7 000 timmars turbindrift ger detta en elproduktion på 280 GWh i scenario 2b.

B.2.2 Beräkningar bränsleförbrukning SSAB Oxelösund

I nulägesbeskrivningen har bränsleförbrukningen per panna och bränsle bestämts med hjälp av uppgifterna om bränslemix och tillförd energi från SSAB:s NO_x-redovisning (Gustafsson, 2008). Den totala bränsleförbrukningen är cirka 1 182 GWh. Bränsleförbrukningen antas vara samma i scenario 1 och i scenario 2a som i nuläget. Anledningen till detta är att scenario 1 och 2a inte innebär någon extra tillförsel av bränsle. Den ändring som dessa scenarier innefattar rör istället avtappningen av fjärrvärme från OK3 och elproduktionen. I scenario 2b grundar sig bränsleförbrukningen på uppgifter från SSAB Oxelösund om tillgänglig bränsleeffekt tillsammans med pannans möjliga bränsleintag. Den ökade värmeproduktionen som dessa scenarier innebär kräver en högre bränsleförbrukning. Investeringar ger ett tillskott av 300 GWh LD-gas i scenario 2b. Enligt uppgifter från SSAB Oxelösund kräver en avtappning av 100 MW fjärrvärme från OK3 ett ångflöde på 210 ton/h medan en fjärrvärmeavtappning på 120 MW kräver 225 ton/h (Cederqvist, 1980; Gustafsson, 2008). Eldning av LD-gasen i OK3 ger enligt uppgift ett ångflöde på 210 ton/h vilket därmed möjliggör en avtappning på 100 MW värme.

B.2.3 Beräkningar utsläpp SSAB Oxelösund

Utsläpp av svaveldioxid, fossilt koldioxid och stoft inhämtades från SSAB Oxelösunds miljörapporter för år 2007 (SSAB Oxelösund AB & SSAB Merox AB, 2008) samt via emissionsfaktorer för olika bränslen (Naturvårdsverket, 2006). Uppgifterna om kväveoxidutsläppen från OK2 och OK3 togs från NO_x-redovisningen ovan. Endast värden för år 2007 har använts då nulägesbeskrivningen är för just detta år. I SSAB:s miljörapport fanns siffror för SO₂-utsläpp från hyttgaseldning (1 ton år 2007), från koksgaseldning (362 ton år 2007) och från olja (122 ton år 2007). Enligt samma miljörapport eldades cirka 13 % av koksgasen från koksugnen i OK2 och OK3 medan hela 63 % av hyttgasen eldades i kraftverket. Av oljeförbrukningen utgjorde användningen i OK2 och OK3 7 % (SSAB Oxelösund AB & SSAB Merox AB, 2008). Därför approximerades svaveldioxidutsläppen efter dessa fördelningar och ett medelvärde för året beräknades. I miljörapporten fanns även utsläpp av koldioxid från bränsleförbrukningen i OK2 och OK3. Majoriteten av dessa utsläpp kommer från utnyttjandet av restgaser, vilket gör att dessa utsläpp inte bör bokföras under kraftverket (se avsnitt 3.1). Endast användningen av eldningsolja i kraftverket bör bokföras under utsläpp från OK2 och OK3. Därför har utsläppen av (fossil) koldioxid beräknas med hjälp av emissionsfaktorer för eldningsolja Eo5 (76,2 kg CO₂ per GJ bränsle) från Naturvårdsverket. Stoftutsläppen har hämtats från SSAB Oxelösunds miljörapport (utsläpp av stoft från OK2+OK3: 3 ton år 2007). I nulägesbeskrivningen över el- och värmeproduktionen hos SSAB Oxelösund har de nämnda utsläppsfaktorerna använts. Dessa värden har även använts i scenario 1 då detta baslastfall inte innebär någon förändring i bränsleförbrukningen vid OK2

och OK3. Utsläppsfaktorerna kan ses i nulägesbeskrivningen över SSAB Oxelösunds el- och värmeproduktion i kapitel 2. I scenario 2a-2b har en omräkning från totala utsläpp till utsläpp per MWh bränsle varit nödvändig. Scenario 2a innebär inget tillskott av nya bränslen utan endast utökad eldnning av hyttgas, koksugns gas och olja. Sammansättningen av bränslet antas proportionell mot dagens fördelning av restgaser och olja. Därmed antas ett utsläppsmedel per MWh bränsle som baseras på nuvarande utsläpp vara rimligt i detta fall. I scenario 2a har därför de utsläppsvärden per MWh bränsle (restgaser och olja) som kan ses i tabell B3 nedan använts. Dessa värden har beräknats genom att dividera nulägets utsläpp med nulägets totala bränsleförbrukning.

Tabell B3: Medelutsläpp per MWh bränsle OK2 och OK3 SSAB Oxelösund

Medelutsläpp el- och värmeproduktion SSAB Oxelösund				
[kg/MWh bränsle]	NO_x	SO₂	Fossil CO₂	Stoft
År 2007	0,0589	0,0414	3,25	0,00254

I scenario 2b införs eldnning av LD-gas i OK3. LD-gasens sammansättning skiljer sig något från hyttgas och koksugns gas vilket kan påverka utsläppsfaktorerna. Enligt Naturvårdsverkets emissionsfaktorer är kväveoxidutsläppen per MWh bränsle samma för hyttgas, koksugns gas och LD-gas. Svaveldioxidutsläppen skiljer sig bara marginellt mellan dessa restgaser. Det saknas värden för stoftutsläppen men då det rör sig om gaser antas dessa värden vara små och likartade. Problemet med att använda Naturvårdsverkets emissionsvärden är att ingen hänsyn tas till den aktuella anläggningen och dess påverkan på de faktiska utsläppen på grund av förbränningsteknik, reningsanläggning osv. Därför har en approximation gjorts att införandet av LD-gas i OK3 inte förändrar utsläppen nämnvärt utöver den påverkan som en ökad bränsleanvändning har. Därmed används samma utsläppsfaktorer per MWh bränsle i scenario 2b, dvs. de som kan ses i tabell B3 ovan. Denna approximation bör inte påverka resultatet i någon större omfattning.

Bilaga C: Beräkningar marginalet och medelel

C.1 Beräkningar marginalet

Förändringar i elproduktionen har i första hand miljövärderats utifrån ett marginaletperspektiv. På kort sikt antas marginalet utgöras av kolkondens, troligtvis från Danmark, Tyskland eller Polen. På lång sikt antas marginalet utgöras av el från naturgaseldade kombikraftverk (se kapitel 3 för resonemang och referenser).

Utsläppsfaktorer har hämtats från IVL:s Miljöfaktabok för bränslen (Uppenberg et al, 2001a-b) och från Naturvårdsverkets emissionsfaktorer (Naturvårdsverket, 2006). Utsläppsfaktorerna skiljer sig mellan dessa två källor, vilket har föranlett en värdering av respektive utsläppsuppgifter. Fokus har legat på uppgifter om utsläpp från förbränning av kol respektive naturgas. Efter utförd värdering har utsläppsfaktorer som anses bäst anpassade till förutsättningarna i detta examensarbete valts. Utsläppsfaktorerna bör gälla för anläggningar utanför Sverige exempelvis för att vara representativa för den nuvarande marginaletsproduktionen i det svenska elsystemet.

IVL:s rapport sammanställer och värderar en rad livscykelanalyser som utförts på ett antal energislag. Miljöpåverkan från olika energislag delas upp i produktion/distribution och användning (förbränning i vissa fall). I IVL:s rekommendationer vid beskrivning av miljöpåverkan av kol som bränsle har data för användning av kol i kraftverk hämtats från svenska medelvärden år 1998. IVL har även granskat ett examensarbete som utförts för Vattenfall Energisystem AB, ”Livscykelanalys för kolkraft” av Buhre & Eriksson från år 1997. Denna rapport behandlar kolbaserad elproduktion i Danmark. Rekommendationerna angående utsläppsfaktorer vid naturgasanvändning baseras på data från IVL-internt material av Boström et al. från år 1998. Data gäller för användning i kraftverk inom Sverige. IVL har även granskat två rapporter om naturgaseldade kombikraftverk. År 1996 utförde Vattenfall en livscykelanalys av sin elproduktion, däribland naturgaskombikraft. Gasbranschens miljöhandbok av Thunell från år 1996 är en annan rapport som behandlar naturgaseldade kombikraftverk. Dessa båda rapporter behandlar svenska anläggningar.

Naturvårdsverkets emissionsfaktorer grundas också på tidigare utförda undersökningar. Emissionsdata för kol har hämtats från en rapport av Svenska Miljöemissionsdata från 2004 som bygger på Boströms rapport från år 1998. Även här rör data emissioner från användning i svenska kraftverk. Emissionsdata för naturgas har hämtats från en rapport från Naturvårdsverket från år 1995 rörande utsläpp från kemisk industri i Sverige. I Naturvårdsverkets siffror ingår produktion, distribution och användning av bränslet.

En jämförelse av utsläppsdata för kol som bränsle i elproduktion från Naturvårdsverket, IVL och Vattenfalls LCA över dansk kolkraft kan ses i tabell C1

nedan. Notera att IVL:s rekommendationer och Naturvårdsverkets emissionsfaktorer behandlar kolanvändning vid svenska anläggningar. Naturvårdsverkets siffror rör produktion, distribution och användning av bränslet medan övriga utsläppsfaktorer endast täcker användningen av bränslet i kraftverket.

Tabell C1: Utsläppsdata för kol som bränsle (Naturvårdsverket, 2006; Uppenberget et al, 2001b)

Utsläpp vid förbränning av kol i elproduktion			
[mg/MJ bränsle]	Naturvårdsverkets emissionsfaktorer	IVL:s rekommendation	LCA för dansk kolkraft
NO _x	80	30	257
SO ₂	100	50	284
Fossil CO ₂	93 000	91 000	99 000
Stoft	-	-	12

Livscykelanalysen av Buhre & Eriksson för Vattenfall rör kolbaserad elproduktion i Danmark. Värderna för utsläpp av kväveoxider och svaveldioxid är avsevärt högre i denna rapport jämfört med IVL:s rekommendationer respektive Naturvårdsverkets emissionsfaktorer medan värdena för koldioxidutsläpp är någorlunda lika. Beräkningarna över miljöpåverkan av elproduktion ur ett marginalperspektiv grundas på kolkondensat producerad utanför Sveriges gränser, vilket gör att en LCA över kolbaserad elproduktion i Danmark stämmer bättre överens med förutsättningarna än IVL:s och Naturvårdsverkets rekommendationer. Därför har valet fallit på dessa utsläppsfaktorer.

I tabell C2 nedan kan en jämförelse ses mellan utsläppsdata för naturgasanvändning för elproduktion från Naturvårdsverket, IVL, Vattenfalls LCA över elproduktion samt Gasbranschens Miljöhandbok. Även här innefattar Naturvårdsverkets siffror användning, produktion och distribution av bränslet medan övriga utsläppsdata endast gäller användning av naturgas, dvs. förbränningen i kraftverket.

Tabell C2: Utsläppsdata för naturgas som bränsle (Naturvårdsverket, 2006; Uppenberget et al, 2001b)

Utsläpp vid förbränning av naturgas (elproduktion)				
[mg/MJ]	Naturvårdsverkets emissionsfaktorer	IVL:s rekommendation	LCA Vattenfall	Gasbranschens Miljöhandbok
	Svenska förhållanden	Kraftverk Sverige	Naturgaskombi Sverige	Naturgaskombi Sverige
NO _x	50	58	11	35
SO ₂	0	0	0,603	0,23
Fossil CO ₂	56 500	56 000	57 300	56 000
Stoft	-	-	0,0964	0

Valet av emissionsdata för förbränning av naturgas är inte lika självklart då data över användning av naturgas utanför Sverige helt saknas i IVL:s rapport och i data från Naturvårdsverket. IVL:s och Naturvårdsverkets rekommendationer utgår från

analyser av naturgaseldade kraftverk, inte kombikraftverk, i Sverige. På lång sikt anses marginalelproduktion utgöras av el från naturgaseldade kombikraftverk i den europeiska elmarknaden. Därmed anses antingen Vattenfalls eller Thunells undersökning vara mer lämplig vid beräkningar av utsläpp från marginalel på lång sikt, då dessa rapporter rör naturgaseldade kombikraftverk. Enligt IVL:s granskning över dokumentationskvalitet uppfyller Vattenfalls analys fler kriterier för en god LCA än Thunells, vilket gör att valet därmed faller på emissionsdata från Vattenfalls livscykelanalys över elproduktion.

Utsläppsfaktorer för marginalel i form av kolkondens respektive naturgaskombi per MJ bränsle kan ses i tabell C3 nedan. Tabellen baseras alltså på data från Buhre & Eriksson för kolkondens respektive data från Vattenfall för naturgaseldad kombikraft, vilka har hämtats från del 2 av IVL:s Miljöfaktabok för bränslen (Uppenberg et al, 2001b). Dessa data täcker endast användningen av kol respektive naturgas i kraftverket, då förbränningen anses stå för en betydande del av miljöpåverkan medan produktion och distribution av bränslet endast bidrar med marginella utsläpp i jämförelse.

Tabell C3: Utsläppsfaktorer kol och naturgas i elproduktion (Uppenberg et al, 2001b)

Utsläpp: kol respektive naturgas i elproduktion				
[mg/MJ bränsle]	NO_x	SO₂	Fossil CO₂	Stoft
Kolkondens	257	284	99 000	12
Naturgaskombi	11	0,603	57 300	0,0964

Kolkondenskraftverk har en elverkningsgrad på mellan 30 och 45 % medan naturgaskombikraft har en elverkningsgrad på 50-60 %. I detta arbete antas kolkondenskraft ha en verkningsgrad på 40 % medan naturgaskombikraft antas ha en verkningsgrad på 55 %. Med hjälp av dessa verkningsgrader har utsläppen vid användning av kol och naturgas i elproduktion räknats om till utsläpp per MWh producerad el. Resultatet av beräkningarna kan ses i tabell 6 i kapitel 3.

C.2 Beräkningar medelel

I känslighetsanalysen har resultatet av ovan gjorda miljövärdering av el jämförts med en miljövärdering utifrån ett medelelperspektiv. I känslighetsanalysen har medelel antagits bestå av en svensk, nordisk eller europeisk elmix.

Statistik över elproduktionen i Sverige, Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) samt Europa har hämtats från International Energy Agency (IEA, 2008). Sammansättningen av den svenska, nordiska respektive den europeiska kan ses i tabell C4 nedan.

Tabell C4: Medel i Sverige, Norden respektive Europa år 2005 (IEA, 2008)

Elproduktion år 2005			
	Svensk elmix	Nordisk elmix	Europeisk elmix
Kol	1,22 %	7,24 %	30,23 %
Olja	0,87 %	0,81 %	4,18 %
Gas	0,37 %	5,21 %	20,05 %
Biomassa	4,40 %	4,63 %	1,73 %
Avfall	0,88 %	0,92 %	0,82 %
Kärnkraft	45,68 %	23,71 %	30,13 %
Vattenkraft	46,00 %	55,35 %	10,29 %
Geotermisk	0 %	0 %	0,16 %
Solenergi	0 %	0 %	0,05 %
Vindkraft	0,59 %	2,04 %	2,13 %
Tidvattenkraft	0 %	0 %	0,02 %
Övrigt	0 %	0,10 %	0,21 %
Summa	100 %	100 %	100 %

Data över elproduktion från respektive energislag har kombinerats med antagna värden för medelverkningsgraden hos respektive energiomvandling vid elproduktion. Kol, biomassa och avfall antas ha en medelverkningsgrad på 40 % vardera, olja antas ha en verkningsgrad på 50 % medan elproduktion från förbränning av gas antas ha en medelverkningsgrad på 55 %. Dessa uppskattningar baseras på angivna verkningsgrader i de livscykelanalyser som analyserats av IVL Svenska Miljöinstitutet AB (Uppenberg et al, 2001b). Dessa uppskattningar resulterar i siffror över den förmodade bränsleanvändningen inom produktion av el i respektive system (det svenska, nordiska respektive europeiska). Med hjälp av dessa värden samt utsläppsfaktorer från IVL:s Miljöfaktabok för bränslen har utsläpp per MWh producerad el beräknats. Utsläppen gäller förbränning av kol, olja, gas, biomassa och avfall medan data för utsläpp från kärnkraft, vattenkraft och vindkraft även innefattar byggnation och rivning av kraftverken (Uppenberg et al, 2001a). Data för utsläpp från geotermisk energi, solenergi, tidvattenkraft och övriga energikällor saknas men då dessa källor endast utgör en mycket liten del av elmixen antas denna eventuella påverkan vara försumbar. Saknas gör även data över stoftutsläpp från förbränningsbaserad elproduktion vilket bör observeras i analysen av simuleringsresultatet. Dessa beräkningar och uppskattningar ger följande utsläppsfaktorer:

Tabell C5: Utsläppsfaktorer vid elproduktion från olika energikällor

Utsläpp elproduktion				
[kg/MWh el]	NO_x	SO₂	Fossil CO₂	Stoft
Kol	0,108	0,180	328	-
Olja	0,274	0,648	274	-
Gas	0,209	0	202	-
Biomassa	0,187	0,144	0	-
Avfall	0,187	0,209	83	-
Kärnkraft	0,035	0,034	11	0,00025
Vattenkraft	0,006	0,001	5	0,00083
Geotermisk	-	-	-	-
Solenergi	-	-	-	-
Vindkraft	0,018	0,015	6	0,00504
Tidvattenkraft	-	-	-	-
Övrigt	-	-	-	-

Dessa faktorer har sedan använts för att beräkna de sammanlagda utsläppsfaktorerna för svensk, nordisk respektive europeisk elmix i ton. Därefter har utsläpp av kväveoxider, svaveldioxid, fossil koldioxid samt stoft räknats om till kg per producerad MWh medelvärd. Resultatet av beräkningarna kan ses i tabell 7 i kapitel 3.

SLU
Institutionen för energi och teknik
Box 7032
750 07 UPPSALA
Tel. 018-67 10 00
pdf.fil: www.et.slu.se

SLU
Department of Energy and Technology
Box 7032
SE-750 07 UPPSALA
SWEDEN
Phone +46 18 671000
