



Utredning av lokalisering av närvärmeanläggningar i Ekerö tätort

Rev. 2
Datum: 2015-09-01

Grontmij AB
Energi & Elkraft Stockholm

Namnteckning

Granskad av

Anna Dovallius, Ylva Sundlöf

Mikael Jönsson, Per-Axel Nilsson

Innehållsförteckning

1	Sammanfattning och resultat	3
1.1	Rekommendation	4
2	Bakgrund och syfte	9
3	Värmebehov och nätkarta.....	10
4	Distributionsnät – beräkning av kostnad för nät	11
4.1	Ledningar och serviser	11
4.2	Undercentraler (Kundcentraler) och anslutningsavgifter	14
4.3	Nätkostnad	15
5	Produktionsanläggning – beräkning av kostnad för energiproduktion	16
5.1	Energiproduktionskostnad.....	19
5.2	Drift och underhållskostnader för drift av produktionsanläggning.....	20
6	Analys av kostnad för närvärme	20
6.1	Kostnad för närvärme hos kund inkl. moms	20
7	Alternativa uppvärmningskostnader	21
8	Transporter.....	26
9	Miljökonsekvenser.....	27
10	Bilagor	28
11	Referenser	28

1 Sammanfattning och resultat

Eftersom ett stort sammanhängande närvärmesystem med långa huvudledningar innebär höga kostnader i distributionsnätet, har lokalisering av en ny produktionsanläggning vid det befintliga reningsverket istället för vid Dalkias befintliga anläggning i Sandudden åter aktualiserats.

Alternativet med lokalisering vid Sandudden har tidigare utretts av Grontmij i en konsekvensanalys och alternativet med lokalisering vid reningsverket har tidigare utretts av Vega Energi i en förstudie från 2008. Den senare utredningen har Grontmij jämfört med underlag från konsekvensanalysen och bedömt att rapporten i stort är rimlig.

För att ytterligare utreda valet av lokalisering, har i detta PM en jämförelse gjorts av närvärme kostnad hos kund (kr/MWh) för de båda alternativen. Kostnader för värmeproduktion (energikostnad) och närvärmenät (nätkostnad) för lokalisering vid reningsverket har tagits fram och jämförts med kostnader i konsekvensanalysen. Även drift- och underhållskostnader samt närvärme kundens investeringskostnader (anslutningsavgift och kundcentral) beaktas i de båda alternativen

För att använda slutsatserna från jämförelsen som beslutsunderlag har en noggrannare översyn av både ledningsdragnings (parkmark/ytterområde) samt kostnad för nya fliseldade hetvattenanläggningar gjorts utifrån de rådande förutsättningarna.

Följande punkter har utretts för respektive lokaliseringalternativ för av en ny produktionsanläggning.

1. Lokalisering vid Dalkias befintliga anläggning i Sandudden (utifrån Grontmij's konsekvensanalys)
 - a. Samma nät och kundunderlag som studerades i konsekvensanalysen
 - b. Noggrannare uppskattning av ledningsdragnings och kostnad för närvärmenät (parkmark, ytterområde)
 - c. Investeringskostnad för ny anläggning (utifrån tidigare budgetofferter från pannleverantörer för att bekräfta uppskattad kostnad i konsekvensanalysen)
2. Lokalisering vid reningsverket.
 - a. Ny kostnad för närvärmenät (kortare ledningsnät, ny ledningsdragnings och lägre värmebehov än vid lokalisering vid Sandudden).
 - b. Investeringskostnad för ny närvärmeanläggning – med lägre effektbehov (utifrån budgetofferter).
 - c. Översyn/värdering av drift -och underhållskostnader samt administrativa kostnader.
 - d. Ny uppskattad närvärme kostnad
 - e. Miljöpåverkan (fossila CO₂ utsläpp)

Trots att det tänkta närvärmesystemet är relativt litet kan den beräknade kostnaden för en närvärme kund i scenario nutid bli lägre än både individuell oljeeldning och eluppvärmning (direkt och vattenburen). När det gäller individuell pelletseldning, bergvärme och värmepumpinstallationer blir priset i nivå med närvärme då det gäller nyinstallationer, medan det blir svårt att konkurrera med befintliga väl fungerande anläggningar.

Om stöd från regeringens nya klimatinvesteringsprogram kan erhållas finns en möjlighet att närvärme kostnaden för kunden blir lägre och mer konkurrenskraftigt gentemot alternativa uppvärmningssystem. För scenario framtid då ytterligare kunder bedöms möjliga att ansluta till närvärmenätet blir den beräknade kostnaden för kunden betydligt mer fördelaktig i jämförelse med alternativ uppvärmning och även i jämförelse med genomsnittliga fjärrvärmepriser i Sverige.

För att minimera risker är det av stor vikt att säkerställa tänkta anslutningar och att fastställa att varje utbyggnadsetapp så långt som möjligt är lönsam i varje steg.

Tabell 1 sammanfattar investeringskostnader för distributionsnät, kundcentraler, anslutningsavgifter och produktionsanläggning samt uppskattad närvärme kostnad för de båda lokaliseringalternativen.

Tabell 1. Sammanfattning investeringskostnader och kostnad för närvärme hos kund inkl. moms

		Lokalisering Sandudden	Lokalisering reningsverket
NUTID			
Värmebehov	GWh	19,3	14,8
Distributionsnät (huvudledningar och serviser)	Mkr	52,4	31,6
Kundcentraler	Mkr	8,3	5,9
Anslutningsavgift	Mkr	3,9	2,6
Produktionsanläggning	Mkr	35	30
Summa Investeringar	Mkr	99,6	70,1
Kostnad för närvärme hos kund inkl. moms	kr/MWh	1 096	1 050
FRAMTID			
Värmebehov	GWh	33,1	25,4
Distributionsnät (huvudledningar och serviser)	Mkr	63,5	39,2
Kundcentraler	Mkr	18,8	14,6
Anslutningsavgift	Mkr	10,9	8,9
Produktionsanläggning	Mkr	53	43
Summa Investeringar	Mkr	146,2	105,7
Kostnad för närvärme hos kund inkl. moms	kr/MWh	951	924

1.1 Rekommendation

Det finns för och nackdelar med de båda alternativen till lokalisering av en ny produktionsanläggning. I alternativet lokalisering vid reningsverket blir den totala investeringen i ett nytt närvärmenät lägre eftersom den långa huvudledningen mellan Sandudden och Ekerö centrum utgår. Dock medför detta att värmeunderlaget, dvs. potentiell såld värme, blir lägre (ca 14,8 GWh i nutid) än om huvudledningen dras till Sandudden (19,3 GWh i nutid). Trots det lägre värmeunderlaget blir den specifika nätkostnaden lägre för alternativet med lokalisering vid reningsverket.

En nackdel med lokalisering vid reningsverket är att transporter av biobränsle till anläggningen medför ökade investeringskostnader i infrastruktur, där sannolika åtgärder beskrivs i Vega Energis tidigare förstudie från 2008, samt miljöpåverkan. Vid transport med lastbil blir konsekvensen att tung trafik genom tätbebyggt område ökar, uppskattningsvis ca 3 transporter per dag, vilket bland annat medför kostnader för förstärkning av vägar etc. Vid transport med båt måste den befintliga kajen kompletteras med en lösning för lossning av biobränsle från båt. Åtgärder för att förstärka transportvägar har inte studerats i denna utredning.

Den främsta nackdelen med placering av en ny produktionsenhet vid Dalikas befintliga anläggning i Sandudden är att investeringskostnaden för den långa distributionsledningen belastar kostnaden för ledningsnätet. Samtidigt ger den långa ledningen på sikt ökade möjligheter att försörja fler delar av centrala Ekerö med närvärme och är således att föredra ur ett långsiktigt perspektiv.

Tabell 2 redovisar för- och nackdelar med lokalisering i de båda alternativen.

Tabell 2. Fördelar och nackdelar med lokalisering

	Fördelar	Nackdelar
Lokalisering vid reningsverket	(+) Kortare total ledningslängd, lägre investeringskostnad i nät	(-) Transporter
	(+) Möjlighet till båtleverans	(-) Två produktionssiter kan eventuellt ge dyrare drift och underhållskostnader
		(-) Mindre potential för såld värme (GWh)
		(-) Fortsatt utbyggnad av produktionsanläggning blir ev. svårare
		(-) Idén med tredjepartstillträde faller i huvudsak
		(-) Läget vid vattnet som kan användas till något bättre?
Lokalisering vid Sandudden	(+) Större potential för såld värme (GWh)	(-) Lång ledningslängd
	(+) All produktion samlad vid en lokalisering	(-) Högre investeringskostnad medför större risker
	(+) Transporter	
	(+) Större geografisk täckning vilket ger större möjlighet för fler nya kunder på sikt	

Trots placering av produktionsenheterna på olika platser bedöms kostnader för drift, underhåll och administration vara lika i de båda alternativen. Detta beror på att både den befintliga anläggningen vid Sandudden samt en eventuell ny anläggning vid reningsverket kan fjärrstyras och inte behöver driftpersonal på plats. Regelbunden tillsyn krävs på båda anläggningarna men att denna drifttillsyn måste göras på två lokaliseringar bedöms inte ge mer än marginell extra kostnad i jämförelse med om anläggningarna skulle ligga bredvid varandra.

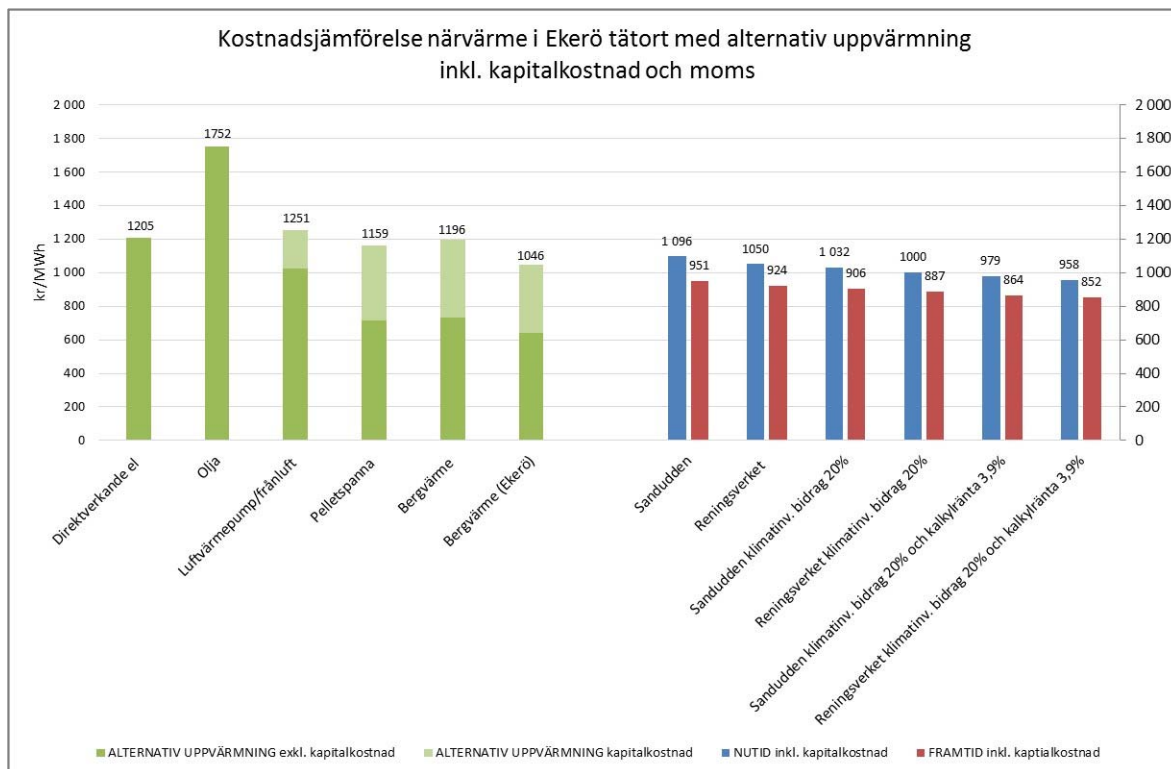
Kostnad för närvärme hos kund inkl. moms som i den ekonomiska kalkylen uppskattats i kr/MWh blir för scenario nutid ca 1096 kr/MWh vid lokalisering av ny produktionsanläggning vid Sandudden och ca 1050 kr/MWh vid lokalisering vid reningsverket. För scenario framtid blir den uppskattade kostnaden för närvärme hos kund inkl. moms 951 kr/MWh för lokalisering vid Sandudden och 924 kr/MWh för lokalisering vid reningsverket. Dock ger lokalisering vid Sandudden betydligt högre investeringskostnad, både avseende distributionsnät och produktionsanläggning vilket medför en högre risk och det är viktigt att säkerställa kundunderlaget i detta fall.

Under förutsättning att kundunderlaget fastställs bedöms en ny anläggning i Sandudden (inklusive den långa distributionsledningen) vara mest fördelaktig, eftersom den ekonomiska kalkylen för scenario framtid ger mycket liten skillnad i jämförelse med lokalisering vid reningsverket (25 kr/MWh eller ca 3% ökad kostnad i scenario framtid) samt ger bättre flexibilitet och bättre förutsättningar för ytterligare framtida tillväxt och ökat värmeunderlag i området mellan centrum och Sandudden. För att fastställa att anslutning av framtida kunder verkligen blir av, kan en riskanalys avseende potentiella kunder vara lämplig att utföra.

1.2 Marknadsanalys

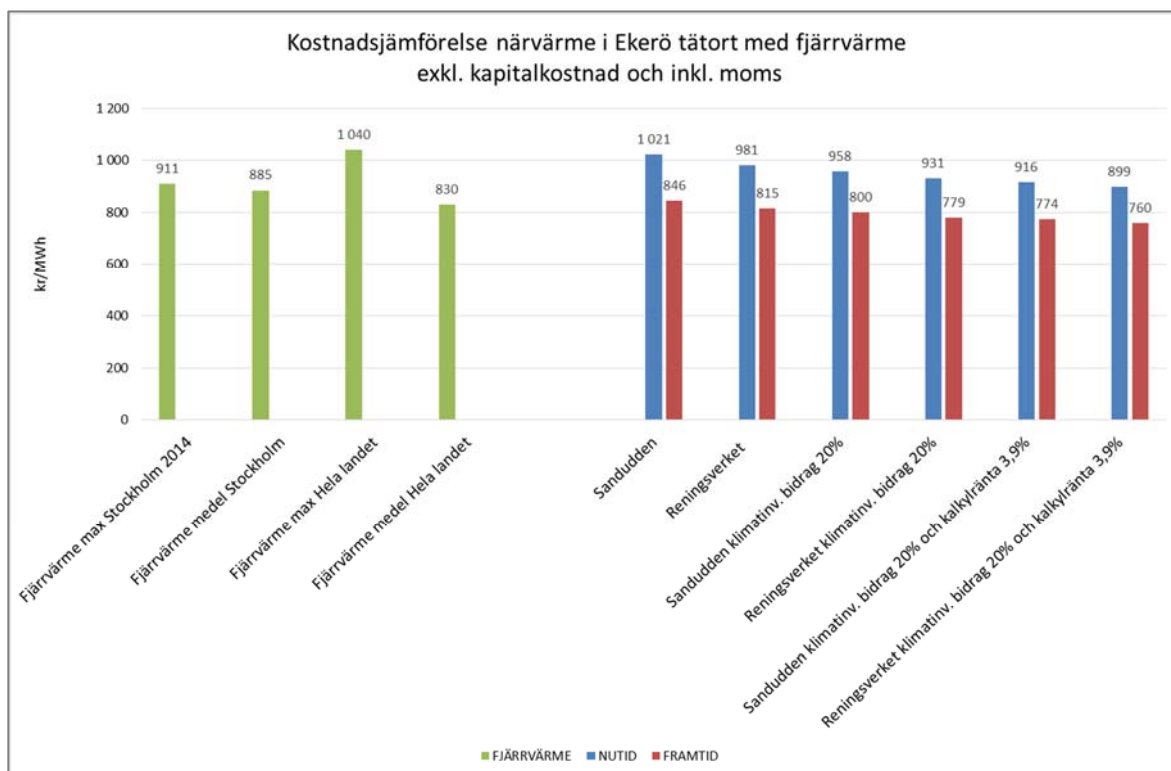
Vid en kostnadsjämförelse med alternativ uppvärmning kan det konstateras att det beräknade närvärmepriset står sig väl gentemot alternativet olja och eluppvärmning, se även *Figur 1*. *Figur 1* visar alternativa kostnader, både energikostnad exklusive kapital samt kapitalkostnad för grundinvesteringen, för ett mindre flerbostadshus med ett årligt energibehov på 193 MWh. Kostnad för närvärme är något lägre än vad priset blir för den som investerar i värmepumpinstallationer eller pelletseldning. När det gäller bergvärme, luftvärmepump eller pelletspanna gäller detta inkl. kapitalkostnad dvs. vid nyanskaffning av installationer. Befintliga väl fungerande anläggningar av dessa slag går idag inte att konkurrera med. Eventuell kostnad för konvertering från direktverkande el till vattenburet värmesystem har inte beaktats.

För att resultatet av jämförelsen skall bli ännu mer användbar är det lämpligt att utföra en djupare analys och studera de potentiella kundernas befintliga kostnader för uppvärmning mer ingående och även bedöma kostnader för uppgradering av det befintliga uppvärmningssystemet.



Figur 1. Kostnad för närvärme för scenario nutid (blå) och scenario framtid (röd) jämfört med alternativ uppvärmning för ett flerfamiljshus 193 MWh (grön). Samtliga kostnader är inkl. kapitalkostnad och moms.

Vid en jämförelse med fjärrvärmepriser i Stockholm och övriga Sverige kan konstateras att närvärme i Ekerö tätort i nutid ligger på en hög nivå medan kostnadsnivån i scenario framtid, då fler kunder kan anslutas, är lägre och i samma storleksordning som medelpriser för fjärrvärme, se Figur 2.



Figur 2 Kostnad för närvärme för scenario nutid (blå) och scenario framtid (röd) jämfört med kostnad för fjärrvärme (grön). Samtliga kostnader är exkl. kapitalkostnad och inkl. moms.

En parameter som också bör beaktas vid beslut om ett framtida närvärmenät är regeringens beslut avseende ett nytt program för stöd till klimatinvesteringar. Regeringen har beslutat om fördelning av ca 2 miljarder kronor till projekt som minskar utsläpp av koldioxid under åren 2015-2018. Två sökombgångar kommer att genomföras redan under hösten 2015. Om Ekerö kommun väljer att investera i ett närvärmenät i Ekerö tätort kan denna bidragsmöjlighet leda till en lägre investeringskostnad i distributionsnätet och därmed ge ett mer konkurrenskraftigt närvärmepris för kunden. I känslighetsanalysen har ett klimatinvesteringsbidrag på 20 % av distributionsnätets investeringskostnad simulerats vilket medför att närvärmepriset sjunker med ca 50-60 kr/MWh inkl. moms.

Med både en lägre kalkylränta på 3,9% och med erhållet klimatinvesteringsbidrag på 20 % av grundinvesteringen i distributionsnätet blir kostnad för närvärme hos kund i scenario nutid 916 kr/MWh för lokalisering Sandudden och 899 kr/MWh för lokalisering Reningsverket. Detta är i samma storleksordning som det högsta fjärrvärmepriset i Stockholm år 2014 (911 kr/MWh) men denna höga kostnadsnivå är vad man kan förvänta sig av ett nybyggt fjärrvärmenät.

En risk som identifierats är det fall då kundernas anslutningsgrad blir lägre än förväntat. Om anslutningsgraden sjunker till 85 %, dvs. en minskning med ca 2,2-2,8 GWh vilket motsvarar ungefärligt årligt energibehov för en samfällighetsförening i Ekerö Väsby, ökar kostnad för närvärme på mellan 40-50 kr/MWh inkl. moms och inkl. kapitalkostnad för scenario nutid. Det är därför viktigt att säkerställa anslutningsgraden genom att tidigt inleda en dialog med potentiella privata kunder.

Med anledning av det tuffa konkurrensläget som råder är det även viktigt med aktiv försäljning av närvärme och att marknadsföra närvärmens fördelar i jämförelse med alternativa uppvärmningssystem. Detta gäller särskilt potentiella privata kunder då det är viktigt att minimera risken att anslutningsgraden blir lägre än förväntat. För att erhålla så bra ekonomi som möjligt i närvärmenätet är det viktigt att investeringen i distributionsnätet dimensioneras och anpassas efter anslutna kunder.

2 Bakgrund och syfte

Grontmij har tidigare gjort en konsekvensanalys där planeringsinriktningen mot ett nytt närvärmesystem i Ekerö tätort och dess konsekvenser studerades, "Konsekvensanalys närvärme". Konsekvensanalysen baserades på ett förslag från Dalkia som gick ut på att Dalkia skulle äga och driva en närvärmeproduktionsanläggning och sälja värmeenergi till kommunen och andra kunder med användning av ett kommunalt nät. Eftersom ett stort sammanhängande närvärmesystem med långa huvudledningar innebär höga kostnader i distributionsnätet, har lokalisering av en ny produktionsanläggning vid det befintliga reningsverket åter aktualiserats.

Föreliggande PM omfattar en fortsatt studie av närvärme i Ekerö tätort där två möjliga lokaliseringsalternativ jämförs. Beroende på lokalisering av produktionsanläggningen förutsätts kundunderlaget variera, vid lokalisering av ny anläggning vid reningsverket tas endast kunder i anslutning till centrum (inklusive Närlundaskolan och sporthallen) med i kundunderlaget.

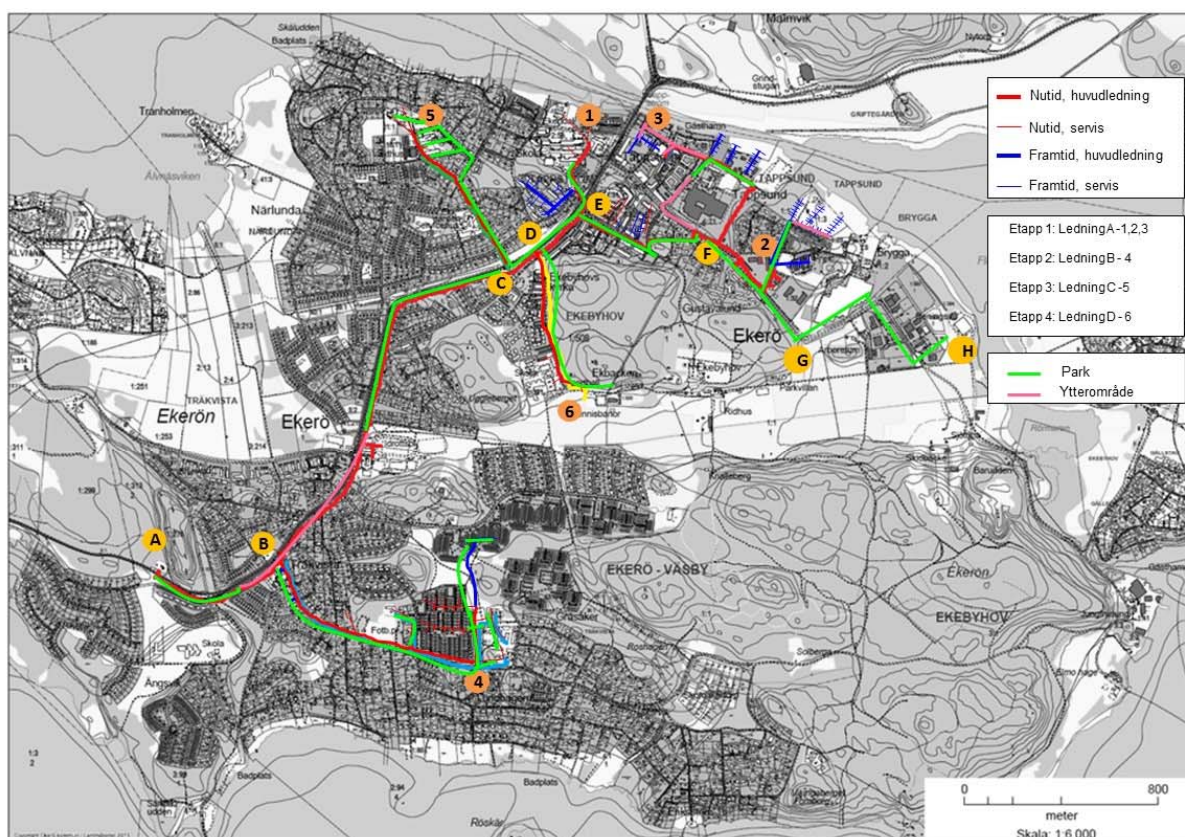
Utifrån resultat av nät- och energiproduktionskostnader görs en bedömning av huruvida lokalisering av en ny anläggning vid reningsverket är relevant och realistisk.

Bedömningen har gjorts utifrån de beräkningar, uppskattningar och bedömningar som gjordes i Grontmij's konsekvensanalys med modifieringar.

3 Värmebehov och nätkarta

Lokalisering vid Sandudden

Värmebehovet omfattar utbyggnad av ett närvärmenät som försörjer hela det potentiella närvärmebehovet som beskrivs i Grontmij's konsekvensanalys och omfattar 19,3 GWh för scenario nutid och 33 GWh i scenario framtid. Bilaga 1.



Figur 3. Ledningsnät för lokalisering av ny produktionsanläggning vid Sandudden (A-G) och vid reningsverket (H-C)

Lokalisering vid Reningsverket

Det fastighetsbestånd som antas anslutas till närvärmenätet vid placering av ny produktionsanläggning vid reningsverket omfattar endast centrala delar av Ekerö tätort (etapp 1 i Grontmij's konsekvensanalys) och inkluderar förutom fastigheter som värms upp av gemensamma värmesystem även kommunala och privata byggnader som i dagsläget har andra uppvärmningsformer, se bilaga 2. Bland annat ingår industrin Oriflame, Närhundaskolan och sporthallen i scenario nutid. Uppskattat värmebehov för lokalisering vid reningsverket redovisas i Tabell 3.

Den nya anläggningen skall placeras i en egen byggnad i anslutning till det befintliga reningsverket och det bedöms finnas tillräcklig tillgänglig yta. Eventuellt kan en närliggande tomt behöva nyttjas som t ex. bränslelager, och möjlighet till detta måste utredas vidare. Avstånd till befintliga industritomter är mindre än 250 m. Avstånd till befintliga bostäder är mer än 250 m, dvs. tillräckligt störningsavstånd. Även planerade bostäder vid Brygga och Fredriksstrandsvägen bedöms ligga utom tillräckligt störningsavstånd vid lokalisering av ny anläggning vid reningsverket.

Tabell 3. Värmebehov sammanfattning

År	Fastighetsbestånd	Uppskattat värmebehov (GWh) Sandudden	Uppskattat värmebehov (GWh) Reningsverket
Nutid	Ekerö kommuns fastigheter och privata fastigheter som bedöms kunna anslutas idag	19,3	14,8
Framtid	Nutid + planerad bebyggelse och fastigheter med nya värmesystem.	33,1	25,4

1) Endast fastigheter i centrala delar, dvs. ledning E-1, E-3 och F-G enligt Figur 3.

4 Distributionsnät – beräkning av kostnad för nät

4.1 Ledningar och serviser

Grontmijns kostnadsbedömning för ledningsnätet baseras på fyra olika kategorier för markförhållanden (innerstad, ytterområde, parkmark, exploateringsområde). I Grontmijns utredning förutsätts samtliga befintliga mindre närvärmenät vara i dåligt skick och ersätts därför med nya distributionsledningar. Kostnad har uppskattats för både huvudledningar och serviser. Distributionsnätet har bedömts kunna förläggas i huvudsak på kommunal mark. Bilderna nedan visar hur det ser ut på några platser i Ekerö tätort, längs det föreslagna distributionsnätet. Som kan ses i bilderna, finns många delar med tillgängliga gräsbevuxna stråk längs vägen där distributionsledningar med fördel kan förläggas till en lägre kostnad än i asfalterad mark, vilket har beaktats i analysen.



Figur 4. Dike och gräs längs vägen mellan centrum och reningsverket.



Figur 5. Dike och gräs längs vägen mellan centrum och reningsverket.



Figur 6. Tillgänglig gräsyta längs Ekuddsvägen mot Paradisvägen.



Figur 7. Viadukt under huvudleden mellan Ekerö centrum och Sandudden.

Lokalisering Sandudden

Huvudmatningsledningen har dimensionerats till DN200 och dess totala längd till ca 3,4 km. Total ledningslängd inklusive serviser uppgår till ca 9 km för nutid och 15 km för framtid vilket ger en uppskattad investeringskostnad för distributionsnätet på ca 59 Mkr för scenario nutid och ca 72 Mkr för scenario framtid. Detta inkluderar även indirekta kostnader dvs. kostnad för projektadministration, oförutsett och ränta under byggtid. Huvudmatningsledningen mellan Sandudden och centrum utgör ca 34 % av den totala investeringen. Investeringskostnad för servisledningar (ledningsdimension DN25-DN80) har uppskattats till 8,4 Mkr för scenario nutid och 14 Mkr för scenario framtid. Om nutidscenariot inte dimensioneras för framtida utbyggnad blir den bedömda investeringskostnaden ca 3,2 Mkr lägre.

Lokalisering Reningsverket

Enligt Grontmij's analys för att enbart ansluta fastigheter i centrala delar av Ekerö tätort skulle delar av huvudmatningsledningen kunna dimensioneras i DN150 för att klara effektförsörjning i både scenario nutid och framtid. Dock rekommenderas att huvudmatningsledningen dimensioneras i DN200 för att möjliggöra framtida inkopplingar av fastigheter som ligger mellan centrum och Sandudden.

Investeringskostnaden för den del av distributionsnätet som inkluderar centrum, dvs. ledning C till G inkl. förgreningar enligt Figur 3, uppskattats till ca 35 Mkr för scenario nutid, dimensionerad för scenario framtid, se även Tabell 4. I detta ingår även kostnad för servisledningar till respektive undercentral som utgör ca 6 Mkr samt kostnad för projektadministration, oförutsett och ränta under byggtid (indirekta kostnader). Investeringskostnad för den del av distributionsnätet som ligger närmast centrum inkl. serviser för scenario framtid, dvs. inklusive planerad bebyggelse uppskattas till ca 44 Mkr där servisledningar utgör ca 10 Mkr. Total ledningslängd inklusive serviser uppgår till ca 6 km för scenario nutid och 10 km för scenario framtid.

Tabell 4. Investeringskostnad för distributionsnät inkl. serviser (se även bilaga 3 och 4)

	Uppskattad investeringskostnad (Mkr) Sandudden	Uppskattad investeringskostnad (Mkr) Reningsverket
NUTID		
Huvudledning	44,0	25,3
Serviser	8,4	6,3
Indirekta kostnader*	6,8	4,1
Summa	59,2	35,7
FRAMTID		
Huvudledning	49,5	29,4
Serviser	14,0	9,8
Indirekta kostnader*	8,3	5,1
Summa	71,8	44,3

*) Projektadministration, oförutsett och ränta under byggtid.

4.2 Undercentraler (Kundcentraler) och anslutningsavgifter

I analysen förutsätts att samtliga kunder köper in, installerar och äger sin kundcentraler. De potentiella kunderna omfattar olika typer av fastigheter vilka ansluts med undercentraler i olika storlek från ca 15 kW (småhus) till och ca 500- 750 kW för kundcentraler med hög effektförbrukning.

Lokalisering Sandudden

I enlighet med den tidigare genomförda konsekvensanalysen uppskattas antalet kundcentraler för scenario nutid till ca 57 och till ca 199 för scenario framtid. Den totala investeringskostnaden för kundcentraler redovisas i Tabell 5 och Bilaga 3.

Lokalisering Reningsverk

Utifrån Grontmij's genomförda konsekvensanalys med modifiering att enbart ansluta fastigheter nära centrum uppskattas antal kundcentraler till 36 för scenario nutid och till ca 165 för scenario framtid. Investeringskostnaden redovisas i Tabell 5 och bedöms till ca 5,9 Mkr för undercentraler i scenario nutid och ca 14,6 för scenario framtid, se även Bilaga 4. Anslutningsavgifter för kunderna har beräknats till 2,6 Mkr för scenario nutid och till 8,9 Mkr för scenario framtid.

Tabell 5. Investeringskostnad för kundcentraler och anslutningsavgifter (se även bilaga 2)

	Uppskattad investeringskostnad (Mkr) Sandudden	Uppskattad investeringskostnad (Mkr) Reningsverket
NUTID		
Kundcentraler	8,3	5,9
Anslutningsavgifter	3,9	2,6
FRAMTID		
Kundcentraler	18,8	14,6
Anslutningsavgifter	10,9	8,9

4.3 Nätkostnad

En ekonomisk analys har gjorts för att bedöma hur stor nätkostnad som krävs för att nätägaren (kommunen) ska kunna täcka sina kostnader för närvärmenätet. I denna ekonomiska analys har både grundinvesteringen i det nya närvärmenätet och dess drift- och underhållskostnader samt anslutningsavgifter beaktas. I kalkylen har den reala kalkylräntan satts till 6 % för basfallet vilken beaktar både kostnad för ränta på lån och eget kapital. Någon vinst finns inte med i kalkylen förutom det förutsatta kravet på avkastning som ligger i den använda reala räntan på 6 %. Avskrivningstiden har satts till 25 år för distributionsnätet inklusive serviser och 15 år för kundcentraler, vilket anses utgöra dessa komponenters ekonomiska livslängd. Se bilagor för mer detaljer kring beräkningen.

Tabell 6 visar den totala nätkostnaden hos kund exklusive moms för båda alternativen och det kan utläsas att nätkostnaden är 54 kr/MWh högre för lokalisering vid Sandudden i scenario nutid och ca 37 kr/MWh högre för lokalisering vid Sandudden i scenario framtid. Se även bilaga 3 och 4.

Tabell 6. Total nätkostnad hos kund exkl moms för båda alternativen.

	Nätkostnad (kr/MWh) Sandudden	Nätkostnad (kr/MWh) Reningsverket
NUTID	250	196
FRAMTID	165	128

5 Produktionsanläggning – beräkning av kostnad för energiproduktion

En bedömning av produktionskostnaden för båda alternativen har gjorts där kostnad för att bygga och driva en produktionsanläggning för ett nät har beaktats.

För att åskådliggöra och beräkna hur mycket effekt (kW) som finns tillgänglig under olika timmar på året och därmed beräkna total energi under året (kWh) används så kallade varaktighetsdiagram. Ett varaktighetsdiagram beskriver en variation över ett givet tidsintervall, vanligtvis motsvarande ett år. Ett varaktighetsdiagram för en energiberäkning över ett år visar beräknad effekt (kW) i sjunkande skala på y-axeln, som funktion av antalet timmar på ett år (8760) på x-axeln. Arean som bildas mellan kurvan och y-axeln representerar total energi under året.

I detta avsnitt redovisas varaktighetsdiagram, anläggningseffekter, investeringskostnader och uppskattade drift och underhållskostnader för de båda alternativen i scenario framtid. Scenario nutid för lokalisering vid Sandudden redovisas och scenario nutid för lokalisering vid reningsverket redovisas i bilaga 5.

Tabell 7 visar en sammanfattning över investeringskostnader i en ny energianläggning för scenario nutid och framtid för de båda lokaliseringalternativen.

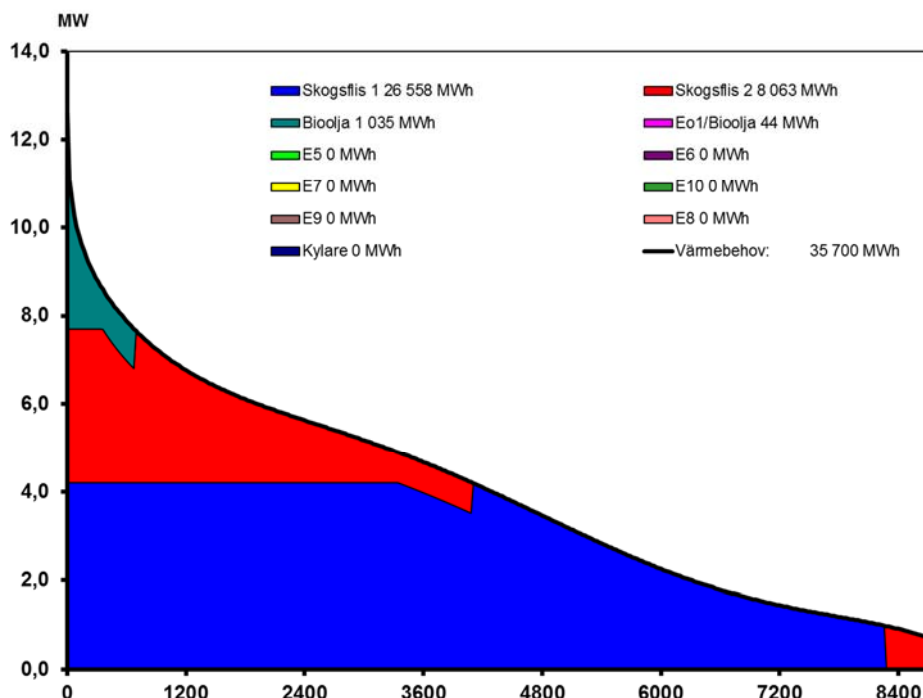
Tabell 7. Investeringskostnad för produktionsanläggning.

	Uppskattad investeringskostnad (Mkr) Sandudden	Uppskattad investeringskostnad (Mkr) Reningsverket
NUTID		
Produktionsanläggning	35	30
FRAMTID		
Produktionsanläggning	53	43

Lokalisering Sandudden

I Grontmij's konsekvensanalys har produktionskostnad för närvärme uppskattats för att bygga och driva en pannanläggning för ett nät med 20 GWh försäljning för scenario nutid och med 33 GWh försäljning för scenario framtid, dvs. inklusive uppskattning av drift- och underhållskostnader. Figur 8 visar ett varaktighetsdiagram för en produktionsanläggning till ett nät med en försäljningsvolym på ca 33 GWh och ur detta kan utläsas att det maximala effektbehovet är ca 12,4 MW.

Varaktighetsdiagram Värme



Figur 8. Varaktighetsdiagram för produktionsanläggning för ett nät med 33 GWh försäljning.

En ny produktionsanläggning för scenario framtid kan bestå av två pannor för basproduktion med skogsflis som bränsle med sammanlagd effekt på 7,7 MW och en panna för spetsproduktion med finbioolja som bränsle och en effekt på 4,5 MW samt en panna för reservproduktion på 3,5 MW med fossil eldningsolja som bränsle, se även Tabell 8. I nutidsscenarioet byggs bedöms hela anläggningen byggas utom den andra pannan för skogsflis.

Tabell 8. Teknisk data för en produktionsanläggning med 33 GWh försäljning (scenario framtid)

Värmeförsäljning	33,1	GWh
Produktionsbehov	35,7	GWh
Effektbehov	12,4	MW
Utnyttjningstid	2880	h
P1- Skogsflis m RGK	4,2	MW
P2- Skogsflis	3,5	MW
P3- Bioolja	4,5	MW
P4- Olja	3,5	MW
S:a	15,7	MW
Reserv efter bortfall	12,2	MW

Utifrån antaganden ovan angående produktionsanläggningens utformning och uppgifter från pannleverantörer samt tidigare utredningar har den totala investeringskostnaden uppskattats till ca 53 Mkr. Detta ger ett pris för närvärme hos kund på 506 kr/MWh exklusive moms.

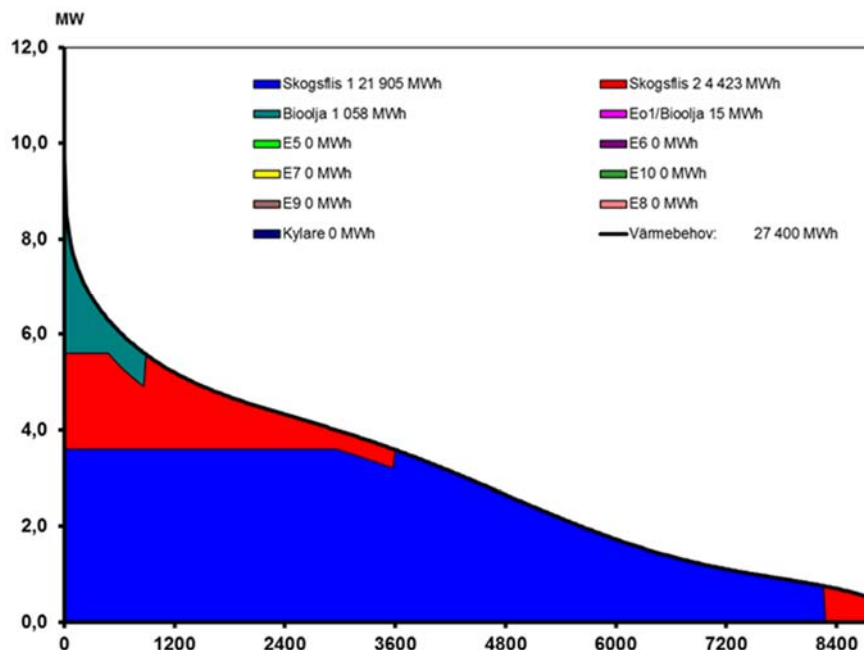
Tabell 9. Uppskattad kostnad för energiproduktion hos kund med 33 GWh försäljning (scenario framtid).

Årskostnader		
Kapital	4658	kkkr/år
Bränsle	9251	kkkr/år
D&U	2854	kkkr/år
fast	1603	kkkr/år
rörlig	1251	kkkr/år
S:a	16762	kkkr/år
Spec prod kost	468	kr/MWh
Energipris vid kund	506	kr/MWh

Lokalisering Reningsverk

Produktionskostnad för närvärme uppskattats för att bygga och driva en pannanläggning för ett nät med 15 GWh försäljning för scenario nutid och med 25 GWh försäljning för scenario framtid, dvs. inklusive uppskattning av drift- och underhållskostnader. Figur 8 visar ett varaktighetsdiagram för en produktionsanläggning till ett nät med en försäljningsvolym på ca 25 GWh och ur detta kan utläsas att det maximala effektbehovet är ca 9,5 MW.

Varaktighetsdiagram Värme



Figur 9. Varaktighetsdiagram för produktionsanläggning för ett nät med 25 GWh försäljning.

En ny produktionsanläggning för scenario framtid kan bestå av två pannor för basproduktion med skogsfliis som bränsle med sammanlagd effekt på 5,6 MW och en panna för spetsproduktion med finbioolja som bränsle och en effekt på 3,5 MW samt en panna för reservproduktion på 3,5 MW med fossil eldningsolja som bränsle, se även Tabell 8. Liksom vid lokalisering vid Sandudden byggs hela anläggningen i scenario nutid, och kompletteras med den andra flispannan i scenario framtid.

Tabell 10. Teknisk data för en produktionsanläggning med 25 GWh försäljning (scenario framtid)

Värmeförsäljning	25,4	GWh
Produktionsbehov	27,4	GWh
Effektbehov	9,5	MW
Utnyttjningstid	2880	h
P1- Skogsflis m RGK	3,6	MW
P2- Skogsflis	2	MW
P3- Bioolja	3,5	MW
P4- Olja	3,5	MW
S:a	12,6	MW
Reserv efter bortfall	9,1	MW

Utifrån antaganden ovan angående produktionsanläggningens utformning och uppgifter från pannleverantörer samt tidigare utredningar har den totala investeringskostnaden uppskattats till ca 43 Mkr. Detta ger ett pris för närvärme hos kund på 519 kr/MWh exklusive moms.

Tabell 11. Uppskattad kostnad för energiproduktion hos kund med 25 GWh försäljning (scenario framtid).

Årskostnader		
Kapital	3763	kkkr/år
Bränsle	7195	kkkr/år
D&U	2237	kkkr/år
fast	1295	kkkr/år
rölig	942	kkkr/år
S:a	13195	kkkr/år
Spec prod kost	482	kr/MWh
Energipris vid kund	519	kr/MWh

5.1 Energiproduktionskostnad

Energiproduktionskostnaden vid kund exkl. moms för de båda alternativen sammanfattas i tabellen nedan.

Tabell 12. Energiproduktionskostnad vid kund exkl. moms.

	Energikostnad (kr/MWh) Sandudden	Energikostnad (kr/MWh) Reningsverket
NUTID	563	585
FRAMTID	506	519

5.2 Drift och underhållskostnader för drift av produktionsanläggning

I alternativet att bygga en ny anläggning vid reningsverket och det blir samma värmeproducent som vid Sandudden (Dalkia) måste drifttillsyn och underhåll göras på två fysiska platser. Enligt Grontmij's erfarenheter och bedömning kan anläggningar med både pellets som bränsle (befintlig anläggning i Sandudden) och flis som bränsle fjärrstyras från annan plats. Den regelbundna drifttillsyn som måste göras bedöms inte bli mer omfattande och mer tidskrävande för att det finns två lokaliseringar. Med anledning av detta bedöms den rörliga drift och underhållskostnader baseras på 35 kr/MWh för båda alternativen och motsvarande fasta drift och underhållskostnader baseras på 3 % av investeringskostnaden för båda alternativen.

6 Analys av kostnad för närvärme

6.1 Kostnad för närvärme hos kund inkl. moms

Tabell 13 nedan visar den totala kostnaden för värmekunderna. De kostnader som ingår är följande:

- Beräknad nätkostnad som kunderna ska betala till nätägaren (kommunen)
- Beräknad energikostnaden
- Uppskattad kostnad för drift och underhåll av kundcentral
- Kostnad för köp och installation av kundcentral
- Anslutningsavgift till nätägaren

Tabell 13. Total kostnad för närvärmeleverans till kund för scenario nutid och framtid.

		Lokalisering Sandudden	Lokalisering Reningsverket
NUTID			
Värmebehov	GWh	19,3	14,8
Energikostnad	kr/MWh	563	585
Nätkostnad	kr/MWh	250	196
Kapitalkostnad kundcentral och anslutningsavgift	kr/MWh	60	55
D&U Kundcentral	kr/MWh	4	4
Total närvärme kostnad hos kund inkl. moms	kr/MWh	1096	1050
FRAMTID			
Värmebehov	GWh	33,1	25,4
Energikostnad	kr/MWh	506	519
Nätkostnad	kr/MWh	165	128
Kapitalkostnad kundcentral och anslutningsavgift	kr/MWh	83	86
D&U Kundcentral	kr/MWh	6	6
Total närvärme kostnad hos kund inkl. moms	kr/MWh	951	924

7 Alternativa uppvärmningskostnader

Dagens värmesystem i Ekerö tätort utgörs till övervägande del av eluppvärmning och i många fall finns olika typer av värmepumpar installerade. Drygt 10 % av det värmebehov som bedöms kunna anslutas till närvärmesystemet har idag uppvärmningssystem baserat på olja. Kommunens befintliga uppvärmningssystem i Ekerö tätort är enligt uppgift från kommunen i dåligt skick och om dessa system skall behållas måste omfattande förbättringsåtgärder utföras och även individuella utbyten av uppvärmningssystem kan bli nödvändiga. I föreliggande rapport har kostnad för dessa alternativa åtgärder inte studeras. Förutsättningar för jämförelse med alternativ uppvärmning baseras på genomsnittlig kostnad för nya uppvärmningssystem.

För att resultatet av jämförelsen skall bli ännu mer användbart är det lämpligt att studera de potentiella kundernas befintliga kostnader för uppvärmning mer ingående och bedöma kostnader för uppgraderingar av befintliga uppvärmningssystem, särskilt potentiella privata kunder.

Kostnad för individuella uppvärmningsalternativ varierar beroende på fastighetens storlek och värmebehov. I detta avsnitt redovisas kostnader för småhus (17 MWh/år) mindre flerbostadshus (193 MWh/år) och större flerbostadshus (1000 MWh/år), se Tabell 14. I de redovisade kostnaderna ingår både rörliga kostnader (bränslekostnad) och fasta kostnader (bränsle- samt drift- och underhållskostnad). Samtliga kostnader är inklusive moms, eftersom slutkonsumenten (småhus- eller lägenhetsinnehavaren) betalar moms på uppvärmning. Dessutom redovisas kapitalkostnader för alternativen frånluftvärmepump och bergvärmepump. Den totala kostnaden för kunden redovisas både med och utan kapitalkostnad.^{1,2,3}

¹ Fastigheten Nils Holgerssonsunderbara resa genom Sverige- en avgiftsstudie för 2014

² Energiindikatorer 2013. Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål ER 2013:05. Energimyndigheten

³ Hållbarhetsanalys av uppvärmningsalternativ. E. Bergman J.Persson Examensarbete Lunds Universitet ISSN: 0282-1990

Tabell 14. Alternativa kostnader för småhus och flerbostadshus – individuell uppvärmning

Alternativa kostnader			Småhus	Litet flerbostadshus	Stort flerbostadshus
	Värmebehov per fastighet	MWh	17	193	1000
	Kalkylränta	%	2,7	6	6
Direktverkande el					
	Elhandelspris	öre/kWh	111,6	105,5	106
	Rörligt elnätspris	öre/kWh	16,3	7,5	8
	Årlig elnätskostnad ¹	SEK/år	6000	10000	10000
	Total kostnad för kund	SEK/MWh	1 658	1 205	1 173
Olja					
	Oljepris inkl. skatt (2014) ¹	SEK/MWh	1328	1328	1328
	Oljepris efter verkningsgrad 80%	SEK/MWh	1660	1660	1660
	Drift och underhållskostnad	SEK/MWh	93	93	93
	Total kostnad för kund	SEK/MWh	1753	1753	1753
Bergvärme					
	Fasta kostnader	SEK/år	3 377	71 430	313 070
	Rörliga kostnader	SEK/år	6 589	69 677	361 022
	Total kostnad för kund (exkl. kapital)	SEK/MWh	586	731	674
	Kapitalkostnad	SEK/år	12 294	89 764	478 777
	Total kostnad för kund (inkl. kapital)	SEK/MWh	1 309	1 196	1 153
	Ekerö kommun ²	SEK/MWh	-	1 046	1 048
Luftvärmepump					
	Fasta kostnader	SEK/år	5 410	88 360	418 720
	Rörliga kostnader	SEK/år	7 765	109 045	565 000
	Total kostnad för kund (exkl. kapital)		775	1 023	984
	Kapitalkostnad	SEK/år	9 016	44 974	202 837
	Total kostnad för kund (inkl. kapital)	SEK/MWh	1 305	1 256	1 187
	Ekerö kommun ²	SEK/MWh	-	1 251	1 187
Egen pelletspanna					
	Ekerö kommun ²	SEK/MWh	-	1 159	988

¹Energimyndigheten²Källa: Bilaga - Kommunvis årlig kostnad för olika uppvärmningssätt, Energiindikatorer 2013

7.1 Kostnadsjämförelse

För ett mindre flerbostadshus är bergvärmepump det alternativ som är mest konkurrenskraftigt av de alternativa uppvärmningsformerna, enligt en studie som utförts av energimyndigheten⁴. En faktor som gjort att värmepump som uppvärmning blivit mer och mer fördelaktig vid kostnadsjämförelser av detta slag är att elhandelspriset sjunkit de senaste åren och att denna nivå enligt många bedömare förväntas bestå under en femårsperiod.⁵ Dessutom har det skett en teknikutveckling på lågtempererade

⁴ Energiindikatorer 2013. Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål ER 2013:05. Energimyndigheten

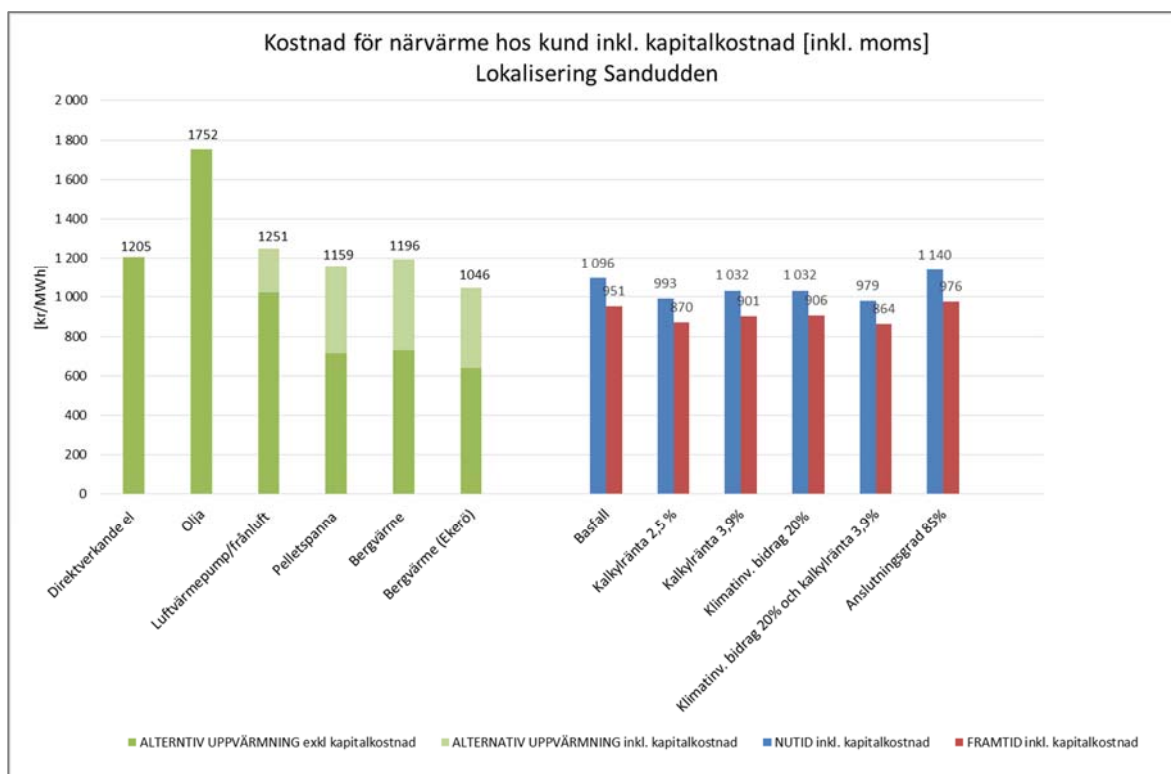
⁵ Fastigheten Nils Holgerssonsunderbara resa genom Sverige- en avgiftsstudie för 2014

värmepumpsystem vilket indikeras av en högre värmefaktor, som i snitt ökat från 3,0 till 3,5 vilket ger bättre energiutbyte för denna teknik. Dessa förändringar medför att fjärrvärme även i kommuner där detta redan är etablerat kan få ett tuffare konkurrensläge.

I denna kostnadsjämförelse kan det konstateras att det beräknade närvärmepriset, som i nutidscenariot är 1051 kr/MWh för lokalisering vid Reningsverket och 1096 kr/MWh lokalisering vid Sandudden, står sig väl gentemot alternativet olja och eluppvärmning, se även Figur 10 och Figur 11. Det är något lägre än eller i nivå med vad priset blir för den som investerar i värmepumpinstallationer eller pelletseldning. I jämförelse med kostnad för bergvärme i Ekerö⁶ ligger kostnad för närvärme i Ekerö tätort något högre. För den som har en fungerande värmepumpinstallation skulle emellertid byte till närvärme innebära en ökad kostnad. Figur 10 och Figur 11 visar alternativa kostnader för ett mindre flerbostadshus med årligt energibehov på 193 MWh, där både energikostnad exklusive kapital samt kapitalkostnad för grundinvesteringen framgår.

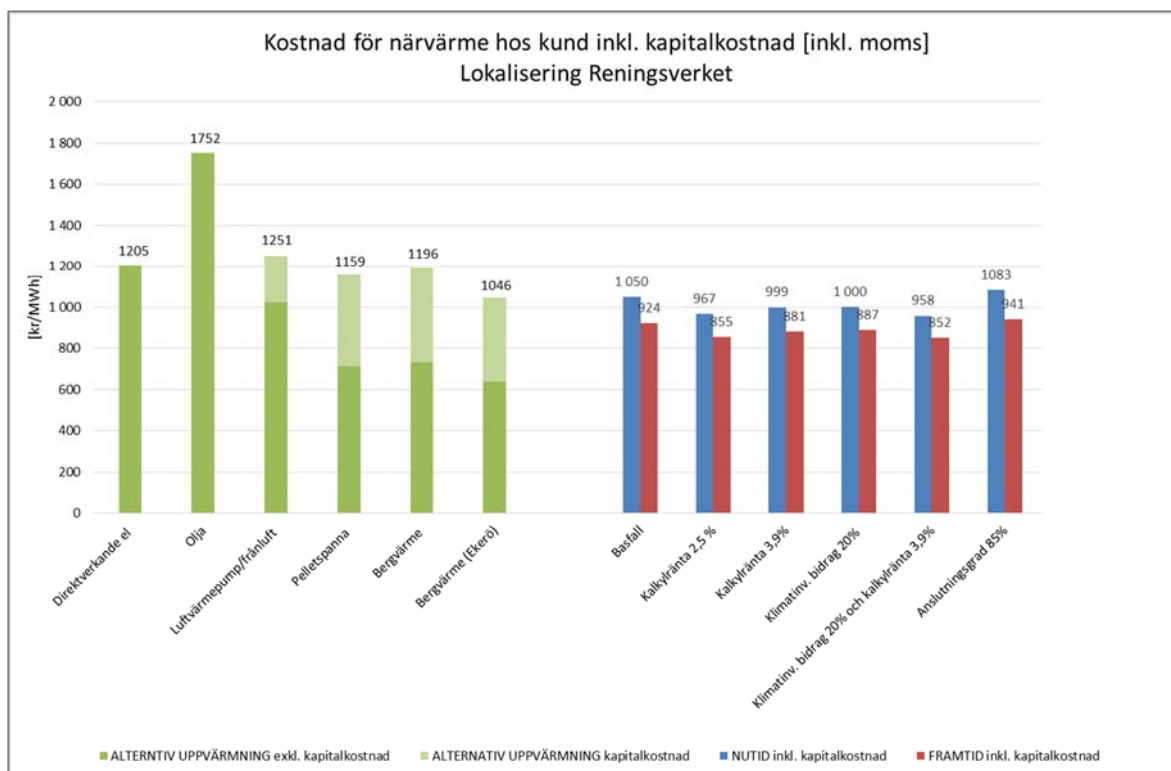
En känslighetsanalys har utförts för att studera närvärmepris för kund och parametrar som varierats är kalkylränta, investeringskostnad för distributionssystemet och anslutningsgrad enligt följande.

- Kalkylränta 2,5% - Sveriges kommuner och landsting, SKL, rekommendation till internränta 2015
- Kalkylränta 3,9% Ekerö kommuns preliminära internränta 2015
- Klimatinvesteringsbidrag för 20% av investering i distributionssystemet
- Lägre anslutningsgrad 85%



Figur 10. Kostnad för närvärme vid lokalisering Sandudden för scenario nutid (blå) och scenario framtid (röd) jämfört med alternativ uppvärmning (grön). Samtliga kostnader är inkl. kapitalkostnad och moms.

⁶ Energiindikatorer 2013. Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål ER 2013:05. Energimyndigheten



Figur 11. Kostnad för närvärme vid lokalisering Reningsverket för scenario nutid (blå) och scenario framtid (röd) jämfört med alternativ uppvärmning (grön). Samtliga kostnader är inkl. kapitalkostnad och moms.

Med en lägre kalkylränta enligt ovanstående nivåer blir kundens kostnad för närvärme något lägre, dock måste tilläggas att kapitalkostnad för alternativa uppvärmningssystem beräknats med samma kalkylränta som i basfallet (6%) och vid ett lägre kalkylränteläge blir även dessa kostnader lägre.

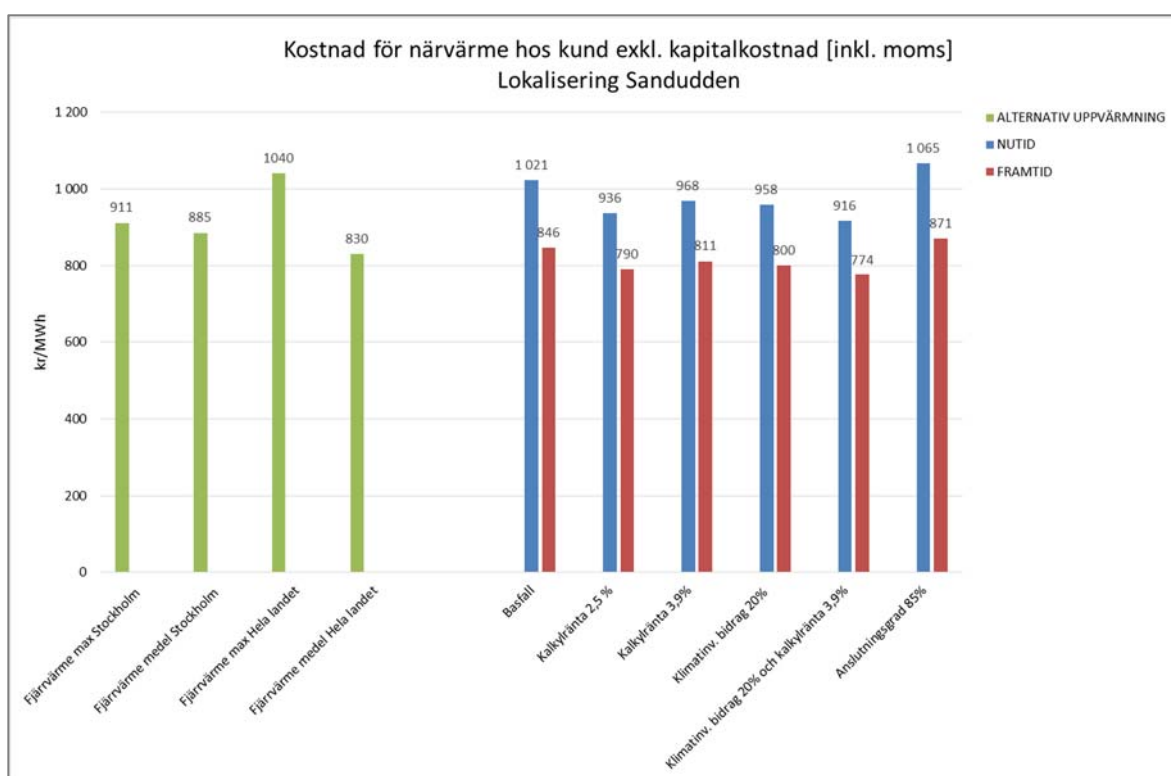
Om investeringen i distributionsystemet skulle minska med ca 20%, vilket i scenario nutid innebär en reducerad investeringskostnad på ca 12 MSEK för lokaliseirng Sandudden och ca 7 MSEK för lokalisering Reningsverket, skulle kostnaden för närvärme hos kund minska med ca 50-60 kr/MWh inkl. moms. Enligt regeringens nya klimativesterinsprogram kan bidrag sökas för åtgärder som minskar koldioxidutsläpp och i tidigare liknande klimatinvesteringsstödprogram gavs bidrag som motsvarade ca 20% av grundinvesteringen. Ännu mer fördelaktigt blir kostnad för närvärme om investeringsbidrag erhålls samtidigt som kalkylräntenivån sjunker till 3,9%, dvs. i linje med Ekerö kommuns preliminära internränta 2015.

En risk som identifieras är det fall då kundernas anslutningsgrad blir lägre än förväntat. En lägre anslutningsgraden till 85% av det potentiella kundunderlaget motsvarar för scenario nutid ca 2,8 GWh för Sandudden och 2,2 GWh för Reningsverket. Denna sänkning motsvarar ungefär den årliga uppvärmningen av en av samfälligheterna i Ekerö Väsby. Vid simulering i känslighetsanalysen reducerades anslutningsgraden till 85% (15 % lägre värmebehov, 15% lägre investeringskostnad för servisledning, kundcentraler och anslutningsavgift), vilket i scenario nutid ger en ökad kostnad för kunden på ca 40-50 kr/MWh och vid detta fall är det tveksamt om investeringen är konkurrenskraftig mot pelletspanna och luftvärmepump. Det är därför viktigt att säkerställa anslutningsgraden och inleda samtal med privata kunder redan nu och om möjligt teckna avtal.

En jämförelse av närvärmekostnad för kunden har även gjorts med den genomsnittliga kostnaden för fjärrvärme utifrån rapporten Fasigheten Nils Holgerssons underbara resa genom Sverige- en

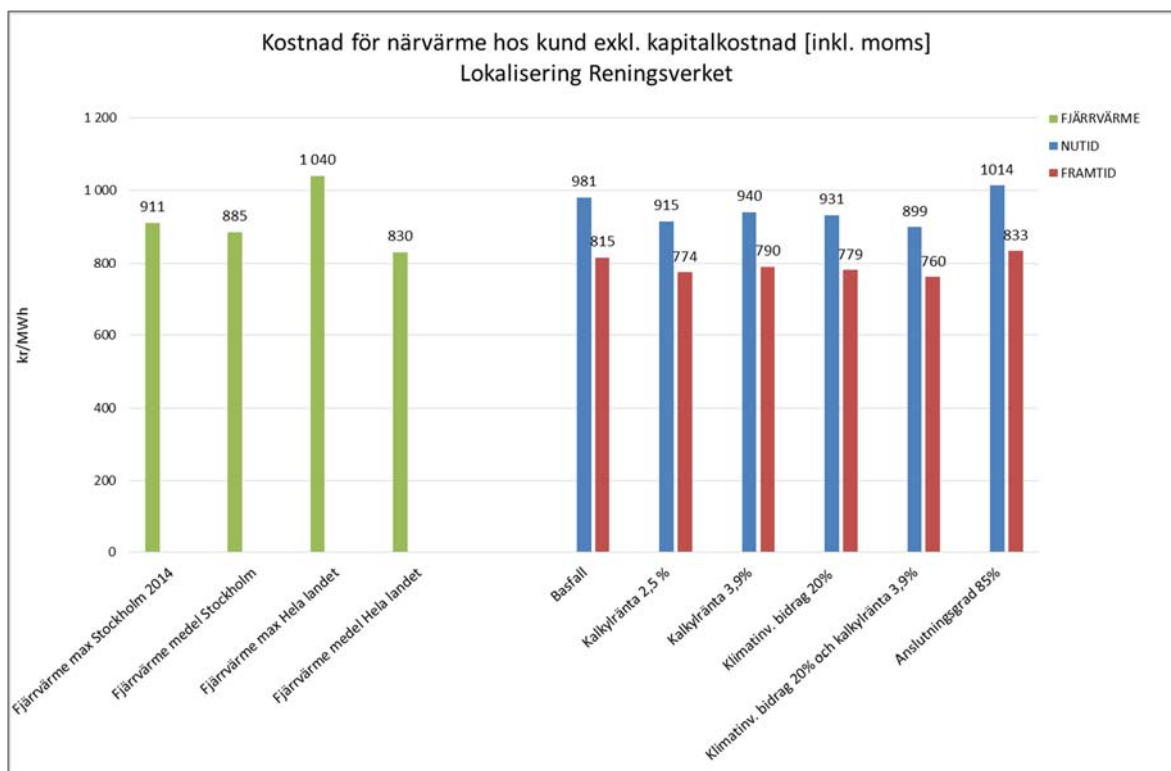
avgiftsstudie för 2014⁷. Eftersom fjärrvärmekostnad i denna studie endast redovisas utan kapitalkostnad, görs jämförelse med kundens kostnad för närvärme utan kapitalkostnad, se Figur 12 och Figur 13.

Som kan utläsas i figurerna är kostnad för närvärme hos kund i scenario nutid högre än det genomsnittliga priset i Stockholm och i övriga landet. Det finns fjärrvärmesystem som har en högre kostnad där det högsta fjärrvärmepriset år 2014 var 1040 kr/MWh i Mörbylång vars närvärmenät år 2013 levererade 8 GWh värme och har en distributionsledningslängd på 7 km. Denna något höga kostnadsnivå är dock vad som kan förväntas av ett helt nytt närvärmenät. Om man istället tittar på siffrorna för scenario framtid är kostnad för närvärme för basfallet under medelpriset för fjärrvärme i Stockholm och mer i linje med det genomsnittliga fjärrvärmepriset i Sverige år 2014.



Figur 12. Kostnad för närvärme vid lokalisering Sandudden för scenario nutid (blå) och scenario framtid (röd) jämfört med fjärrvärmekostnad i Stockholm och övriga Sverige (grön). Samtliga kostnader är inkl. moms.

⁷ Fastigheten Nils Holgerssonsunderbara resa genom Sverige- en avgiftsstudie för 2014



Figur 13. Kostnad för närvärme vid lokalisering Reningsverket för scenario nutid (blå) och scenario framtid (röd) jämfört med fjärrvärmekostnad i Stockholm och övriga Sverige (grön). Samtliga kostnader är inkl. moms.

Med både en lägre kalkylränta på 3,9 % och med erhållet klimatinvesteringsbidrag på 20 % av grundinvesteringen i distributionsnätet blir kostnad för närvärme hos kund i scenario nutid 916 kr/MWh för lokalisering Sandudden och 899 kr/MWh för lokalisering Reningsverket. Detta är i samma storleksordning som det högsta fjärrvärmepriset i Stockholm år 2014 (911 kr/MWh) och som tidigare nämnts är denna höga kostnadsnivå är vad man kan förvänta sig av ett nybyggt fjärrvärmenät.

Med anledning av att det tuffa konkurrensläget blir det viktigt med en aktiv försäljning av närvärme och att marknadsföra närvärmens fördelar i jämförelse med alternativa uppvärmningssystem, dvs. att det är ett miljövänligt, enkelt och driftsäkert system för kunden, med låga underhållskostnader och med en förväntad jämn prisutveckling. Det är som tidigare nämnts viktigt att säkerställa anslutningsgraden genom att tidigt inleda en dialog med potentiella privata kunder. För att erhålla så bra ekonomi som möjligt i närvärmenätet är det viktigt att investeringen i distributionsnätet dimensioneras och anpassas efter anslutna kunder.

8 Transporter

Kostnad för infrastrukturförstärkningar och anläggningsarbeten till följd av transporter har inte beaktats i denna jämförelse. Om anläggningen placeras vid reningsverket är det troligt att kostnader i förstärkning av väg och allé in till reningsverket är nödvändig vilket belastar närvärme-kostnaden.

Ett nät som producerar ca 14 GWh (scenario nutid) antas ge en förbrukning på 15 000 m³ flis på ett år, vilket bedöms motsvara ca 130-140 lastbilar med släp eller 4 leveranser med båt (4000 m³ vardera). Detta kommer medföra att regelbundna transporter av flis till reningsverket, främst under vinterhalvåret.

9 Miljökonsekvenser

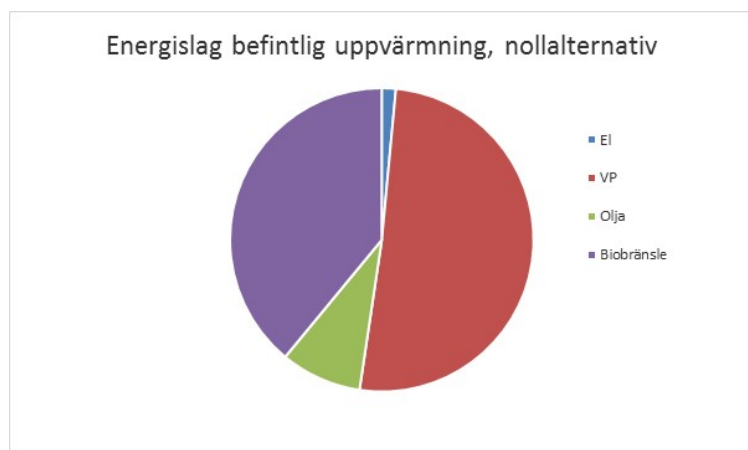
Beroende på vilken emissionsfaktor för utsläpp av fossilt koldioxid från el som används kommer det totala utsläppet av antal ton CO₂ för nollalternativet att variera något. Fossila koldioxidutsläpp har i denna utredning beräknats för el (nordisk elmix ger 100 g/kWh enligt Svensk Energi) och eldningsolja (270 g/kWh). Det kan konstateras att vid installation av ett närvärmesystem reduceras utsläppet av fossilt koldioxid till 0 vid byte till en central biobränsleeldad anläggning.

Lokalisering Sandudden

Det nollalternativ som beskrivs i Grontmij's konsekvensanalys ger ett totalt utsläpp av fossilt koldioxid på ca 1600 ton CO₂ per år för scenario nutid och 1800 ton CO₂ per år för scenario framtid, vilket kan reduceras till 0 ton fossilt koldioxid med flis som basbränsle och finbioolja som spetsbränsle.

Lokalisering Reningsverk

Den befintliga uppvärmningen studerats för lokaliseringsalternativet vid reningsverket, och det kan konstateras att stora delar av uppvärmningen idag sker med värmepump eller pellets, se Figur 14



Figur 14. Energislag befintlig uppvärmning, nollalternativ.

Nollalternativet ger ett totalt utsläpp på ca 1100 ton fossil CO₂ per år för scenario nutid och ca 1300 ton fossil CO₂ per år för scenario framtid, vilket alltså kan reduceras till 0 ton med en ny fliseldad produktion.

10 Bilagor

1. Värmebehov Lokalisering Sandudden
2. Värmebehov Lokalisering reningsverket
3. Kostnad nät lokalisering Sandudden
4. Kostnad nät lokalisering reningsverket
5. Kostnad energiproduktion scenario nutid
6. Total närvärmekostnad

11 Referenser

1. Fastigheten Nils Holgerssonsunderbara resa genom Sverige – en avgiftsstudie 2013
2. Energiindikatorer2013. Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål ER 2013:05. Energimyndigheten
3. Hållbarhetsanalys av uppvärmningsalternativ. E. Bergman J. Persson Examensarbete Lunds Universitet ISSN: 0282-1990
4. Förstudie. Värmeplan för Tapoström med närområde för Ekerö Kommun. Vega Energi, Johan Lindberg. 2008-05-22