



OPERAČNÍ PROGRAM
ŽIVOTNÍ PROSTŘEDÍ



EVROPSKÁ UNIE
Fond soudržnosti

Pro vodu,
vzduch a přírodu

TYPOVÝ PROJEKT

REKONSTRUKCE CENTRÁLNÍHO ZDROJE TEPLA ZA
ÚČELEM SNÍŽENÍ EMISÍ ŠKODLIVIN

(ZA SOUČASNÉ STABILIZACE CEN TEPLA A VÝSLEDKŮ
HOSPODAŘENÍ PROVOZOVATELE SYSTÉMU CZT)

Pro projekt **CZT** se, dle doporučení této zprávy, vyžadují přílohy uvedené v tabulce:

Tab. Seznam příloh dle doporučení této zprávy pro projekt CZT

Příloha
Doklad, ze kterého je patrná právní subjektivita žadatele
Doklad o stanovení statutárního zástupce žadatele, který potvrzuje podpisem žádost o poskytnutí podpory
Projektová dokumentace pro územní rozhodnutí případně vyšší stupeň projektové dokumentace včetně položkového rozpočtu
Stanovisko místně příslušného krajského úřadu z hlediska potřeb životního prostředí
Závěr zjišťovacího řízení EIA či Stanovisko k posouzení vlivů provedení záměru na životní prostředí dle § 10 zákona č. 100/2001 v případě, že podléhají hodnocení podle zákona č. 100/2001 Sb., o posuzování vlivů na životní prostředí a o změně některých souvisejících zákonů, v platném znění.
Stanovisko orgánu ochrany přírody zda záměr může mít významný vliv na evropsky významné lokality nebo ptačí oblasti (Natura 2000)
Stanovisko ČIŽP
Územní rozhodnutí (popř. územní souhlas) v souladu se zák. č. 183/2006 Sb. - v případě stavebních investic, na stavbu v celém rozsahu s potvrzením nabytí právní moci, popřípadě stanovisko příslušného stavebního úřadu, že je stavba v souladu s územně-plánovací dokumentací a nepodléhá územnímu řízení, dále stavební povolení (pokud bylo vydáno).
Aktuální výpis z katastru nemovitostí (ne starší 3 měsíce) - z evidence nemovitostí a snímek katastrální mapy. Pokud není příjemce vlastníkem, doloží ještě navíc nájemní smlouvu na dobu nejméně 5 let, ve které vlastník vyjádří souhlas s realizací opatření nebo smlouvu s ověřenými podpisy s vlastníkem pozemku, ve které vlastník vyjádří souhlas s realizací opatření na jeho pozemku a umožní konečnému uživateli následnou péči a údržbu realizovaného opatření po dobu nejméně 5 let.
Energetická koncepce území a energetický audit
Odborný posudek podle zákona č. 86/2002 Sb., o ochraně ovzduší
Rozptylová studie podle zákona č. 86/2002 Sb., o ochraně ovzduší
Doklad o způsobu zajištění paliva
Podklady pro stanovení přípustné výše veřejné podpory
Doklad způsobu zajištění provozu investice

VZOROVÝ ENERGETICKÝ AUDIT PRO OBLAST PODPORY 2.2

OBJEDNATEL

ZHOTOVITEL

OBSAH:

1	IDENTIFIKAČNÍ ÚDAJE	7
1.1	ZADAVATEL AUDITU.....	7
2	POPIS VÝCHOZÍHO STAVU	8
2.1	ZÁKLADNÍ ÚDAJE O PŘEDMĚTU ENERGETICKÉHO AUDITU	8
2.1.1	<i>Název předmětu energetického auditu.....</i>	<i>8</i>
2.1.2	<i>Charakteristika společnosti.....</i>	<i>8</i>
2.1.3	<i>Situační schéma</i>	<i>8</i>
2.1.4	<i>Vstupní podklady.....</i>	<i>9</i>
2.1.5	<i>Předané materiály.....</i>	<i>9</i>
2.2	POPIS STÁVAJÍCÍHO STAVU ENERGETICKÝCH ZDROJŮ A DISTRIBUČNÍCH SÍTÍ	9
2.2.1	CV 1.....	9
2.2.2	CV 2.....	10
2.2.3	CV 3.....	10
2.2.4	CV 4.....	11
2.2.5	CV 5.....	11
2.2.6	<i>Místní kotelny.....</i>	<i>12</i>
2.2.7	<i>Kotelna K9.....</i>	<i>12</i>
2.3	ENERGETICKÉ VSTUPY A VÝSTUPY	12
2.3.1	<i>Paliva a energie.....</i>	<i>12</i>
2.3.2	<i>Bilance výroby energie</i>	<i>13</i>
3	ZHODNOCENÍ VÝCHOZÍHO STAVU.....	14
3.1	ZÁKLADNÍ ENERGETICKÁ BILANCE	14
3.2	ZÁKLADNÍ TECHNICKÉ UKAZATELE VLASTNÍCH ZDROJŮ	14
3.2.1	<i>Zhodnocení jednotlivých zdrojů.....</i>	<i>15</i>
3.2.1.1	CV 1.....	15
3.2.1.1.1	Uhelné kotle	15
3.2.1.1.2	Plynové kotle.....	15

3.2.1.2	CV 2 a 3	15
3.2.1.3	CV 4.....	15
3.2.2	<i>Zhodnocení rozvodů tepla.....</i>	15
3.3	VÝŠE DOSAŽITELNÝCH ENERGETICKÝCH ÚSPOR	16
4	NÁVRH OPATŘENÍ	17
4.1	ANALÝZA MOŽNOSTÍ.....	17
4.2	NAVRŽENÁ OPATŘENÍ	17
4.2.1	<i>Prodloužení životnosti stávajících uhelných kotlů</i>	18
4.2.2	<i>Nové na pevné palivo s fluidním roštem.....</i>	18
4.2.3	<i>Protitlaková parní turbína</i>	18
4.2.4	<i>Úprava a rozšíření výměňkové stanice pára/voda.....</i>	19
4.2.5	<i>Horkovodní kotel na biomasu.....</i>	19
4.2.6	<i>Kotel na biomasu s modulem ORC</i>	19
4.2.7	<i>Nové kotle na biomasu a kondenzační turbína s odběrem tepla.....</i>	19
4.2.8	<i>Instalace kogenerační jednotky na zemní plyn.....</i>	19
4.2.9	<i>Využití stávající kogenerační jednotky TEDOM.....</i>	20
4.2.10	<i>Propojovací teplovody.....</i>	20
5	NÁVRH VARIANT EÚP A JEJICH EKONOMICKÉ A ENVIRONMENTÁLNÍ VYHODNOCENÍ.21	
5.1	FORMULACE VARIANT ENERGETICKY ÚSPORNÝCH PROJEKTŮ (EÚP).....	21
5.1.1	<i>Varianta 0 – Stávající stav s obnovou dožitých kotlů.....</i>	21
5.1.2	<i>Varianta 1 – Dva parní kotle s protitlakovou výrobou elektřiny a spoluspalování biomasy 21</i>	
5.1.3	<i>Varianta 2 – dva horkovodní kotle a spoluspalování biomasy.....</i>	21
5.1.4	<i>Varianta 3 - Kogenerační jednotka na zemní plyn a malý kotel na biomasu.....</i>	22
5.2	ENERGETICKÁ BILANCE VARIANT EÚP	22
5.3	EKONOMICKÉ VYHODNOCENÍ	24
5.3.1	<i>Způsob hodnocení.....</i>	24
5.3.2	<i>Předpokládané ceny vstupů a výstupů.....</i>	24
5.3.2.1	<i>Ceny paliv</i>	24

5.3.2.2	Ceny elektřiny.....	25
5.3.2.3	Povolenky CO2.....	25
5.3.2.4	Náklady na údržbu a opravy a osobní náklady	26
5.3.3	<i>Výsledky ekonomického hodnocení</i>	26
5.4	HODNOCENÍ Z HLEDISKA VLIVU NA ŽIVOTNÍ PROSTŘEDÍ.....	27
5.4.1	<i>Způsob hodnocení</i>	27
5.4.2	<i>Použité emisní faktory</i>	27
5.4.3	<i>Výsledky environmentálního hodnocení</i>	28
5.5	VÝBĚR OPTIMÁLNÍ VARIANTY EÚP.....	30
6	VÝSTUPY AUDITU A SHRNUÍ	31
6.1	ZHODNOCENÍ VÝCHOZÍHO STAVU	31
6.2	NAVRHOVANÁ OPATŘENÍ / VARIANTY EÚP	31
6.3	PŘÍNOSY/EFEKTY.....	33
6.4	PODMÍNKY / PŘEDPOKLADY	34
6.5	KONEČNÉ STANOVISKO AUDITORA	34
7	EVIDENČNÍ LIST ENERGETICKÉHO AUDITU	36
	SEZNAM TABULEK	38
	PŘÍLOHY	39
	PŘÍLOHA Č. 1 - VSTUPNÍ HODNOTY A VÝSLEDKY VÝPOČTU JEDNOTLIVÝCH VARIANT	40
	PŘÍLOHA Č. 2 - VÝPOČET EMISNÍCH FAKTORŮ VÝROBY/ÚSPORY ELEKTŘINY ZE SYSTÉMOVÝCH ELEKTRÁREN SKUPINY ČEZ V ČR	45

1 IDENTIFIKAČNÍ ÚDAJE

1.1 ZADAVATEL AUDITU

ZADAVATEL AUDITU	
Název	nejmenovaná teplárenská společnost.
Právní forma	akciová společnost
Adresa	
Telefon	
Fax	
e-mail	
IČO	
Zástupce	

PROVOZOVATEL PŘEDMĚTU ENERGETICKÉHO AUDITU	
Název	nejmenovaná teplárenská společnost.
Právní forma	akciová společnost
Adresa	
Telefon	
IČO	

ZPRACOVATEL ENERGETICKÉHO AUDITU	
Název firmy / jméno energetického auditora	
Adresa	
Telefon	
Fax	
IČO	
číslo a datum oprávnění	

PŘEDMĚT ENERGETICKÉHO AUDITU	
Zařízení	Centrální zdroj tepla a návazný systém CZT.
Adresa	
Vztah k zadavateli auditu	Ve vlastnictví zadavatele auditu

2 POPIS VÝCHOZÍHO STAVU

2.1 ZÁKLADNÍ ÚDAJE O PŘEDMĚTU ENERGETICKÉHO AUDITU

2.1.1 Název předmětu energetického auditu

Projekt rekonstrukce centrálního zdroje tepla za účelem snížení emisí škodlivin
(za současné stabilizace cen tepla a výsledků hospodaření provozovatele systému CZT)

2.1.2 Charakteristika společnosti

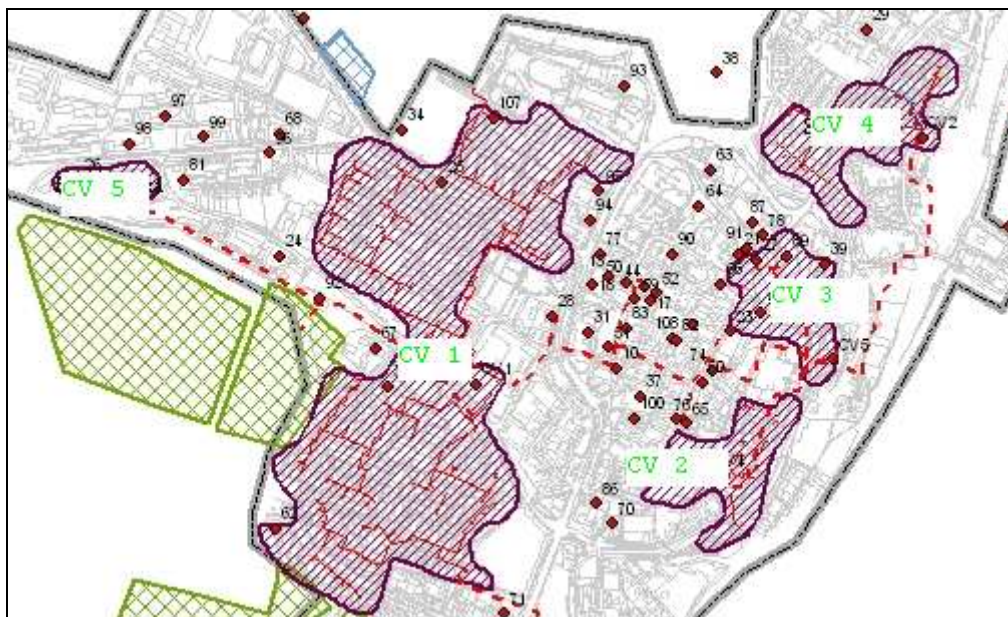
Provozovatelem je středně velká teplárenská společnost, která zajišťuje dodávku tepla pro bytové objekty, školy, budovy města, nemocnici a drobné živnostníky ve městě. Výroba se uskutečňuje v několika centrálních výtopnách a řadě místních kotelen, je instalována i jedna malá kogenerační jednotka. Palivem je z větší části hnědé uhlí a dále zemní plyn a malé množství černého uhlí.

Jediným akcionářem společnosti je **město**.

2.1.3 Situační schéma

Polohu a přibližný rozsah jednotlivých soustav ukazuje následující obrázek

Obr. 1. Situační mapa rozsahu soustav CZT



2.1.4 Vstupní podklady

K vypracování auditu sloužily písemné podklady předané zadavatelem a doplněné o informace získané úsilím zpracovatele.

V průběhu zpracování navštívil řešitelský tým jednotlivé objekty a zařízení a seznámil se podrobně s jejich stavem. Při návštěvách byla pořízena fotodokumentace.

2.1.5 Předané materiály

- Bilance spotřeby paliv, výroby tepla a elektřiny a prodej tepla konečným zákazníkům.
- Faktury na dodávku paliv
- Základní informace o jednotlivých stavebních objektech

2.2 POPIS STÁVAJÍCÍHO STAVU ENERGETICKÝCH ZDROJŮ A DISTRIBUČNÍCH SÍTÍ

Soustavu CZT ve městě tvoří několik různě velkých oblastí zásobovaných svojí příslušnou centrální výtopnou (CV), které nejsou vzájemně propojeny (až na propoj CV2-CV3 zprovozněný v letošním roce), a dále řada lokálních kotelen.

2.2.1 CV 1

Největší oblast s roční výrobou tepla na zdroji **cca 185 TJ**. Základní zatížení zajišťují čtyři parní kotle na uhlí o celkovém výkonu **cca 21 MW** s těmito parametry:

Tab. 1 – Základní charakteristiky zdrojů tepla na hnědé uhlí na CV1

Parametr	Hodnota
TYP KOTLE	původně RK8, po rekonstrukci RKF8
VÝROBCE	ČKD Dukla, Tatra Kolín
JMENOVITÝ VÝKON	8 t/h
JMENOVITÁ TEPLOTA PÁRY	220 °C
ROK VÝROBY	1976
PALIVO	hnědé uhlí

Původně roštové kotle z 80. let byly přestavěny na fluidní spalování ve stacionární vrstvě (1996-7), v letech 2001-3 byly vybaveny novými membránovými stěnami. Stav kotlů je zatím vyhovující, zbytkovou životnost je možno odhadnout na několik let.

Rozvody tepla jsou teplovodní, dvoutrubkové, celkový počet domovních stanic je **89 OPS**. Prodej na OPS **cca 161 TJ**.

Před několika lety byla vybudována zastřešení skládky uhlí (jeho kapacita je 5 tis. t, celková roční spotřeba 16 tis.t/r). Na dodávku uhlí byla uzavřena 10letá smlouva s platností do r. 2013. Doprava se uskutečňuje po železnici, poslední 3 km pak vlastními auty.

Dále sem byly přemístěny ze zdroje K9 dva plynové teplovodní kotle o celkovém výkonu **7,8 MW** s následujícími parametry:

Tab. 2 – Základní charakteristiky zdrojů tepla na zemní plyn na CV1

Parametr	Hodnota
TYP KOTLE	HVE 600 (rekonstruovaný na teplovodní)
VÝROBCE	Průmyslovesta a.s. Brno
JMENOVITÝ VÝKON	3,9 MW
ROK VÝROBY	1994/rekonstr. 2001
PALIVO	zemní plyn
HOŘÁKY	TG4 540ME výrobce HEAT

Ty slouží jako záloha, pro doplnění výkonu v zimní špičce a též při velmi nízkém zatížení v létě.

2.2.2 CV 2

Roční výroba tepla **37 TJ**, prodej **34 TJ**. 3 teplovodní kotle na zemní plyn o celkovém výkonu **6,37 MW**.

Tab. 3 – Základní charakteristiky zdrojů tepla na zemní plyn na CV2

Parametr / označení zdroje	K1 a K3	K2
TYP KOTLE	PVG 250	PGVE 100
VÝROBCE	ČKD Dukla	ČKD Dukla
JMENOVITÝ VÝKON	2,65 MW	1,07 MW
ROK VÝROBY	1988	1988
PALIVO	zemní plyn	zemní plyn
HOŘÁKY	APH 45PZ PBS Třebíč	APH 16PZ PBS Třebíč

Teplovodní rozvody v oblasti jsou 4-trubkové rozvody.

2.2.3 CV 3

Roční výroba **17,5 TJ**, prodej **15,7 TJ**. 3 teplovodní kotle na zemní plyn o celkovém výkonu **6,37 MW**.

Tab. 4 – Základní charakteristiky zdrojů tepla na zemní plyn na CV3

PARAMETR / OZNAČENÍ ZDROJE	K1 A K3	K2
typ kotle	PVG 250	PGVE 100
výrobce	ČKD Dukla	ČKD Dukla
jmenovitý výkon	2,65 MW	1,07 MW
rok výroby	1991	1991
palivo	zemní plyn	zemní plyn
hořáky	APH 45PZ PBS Třebíč	APH 16PZ PBS Třebíč

Teplovodní rozvody v oblasti jsou 2-trubkové.

V r. 2008 byly obě soustavy (CV 2 – CV 3) vzájemně propojeny.

2.2.4 CV 4

Roční výroba **34 TJ**, prodej **29 TJ**. Jsou instalovány dva teplovodní kotle na zemní plyn o celkovém výkonu **7 MW**, každý s následujícími parametry.

Tab. 5 – Základní charakteristiky zdrojů tepla na zemní plyn na CV4

PARAMETR	HODNOTA
typ kotle	VITOMAX 200
výrobce	Viessmann
jmenovitý výkon	3,5 MW
rok výroby	2006
palivo	zemní plyn
hořáky	G50/2A Weishaupt

Teplovodní rozvody pro obytné domy jsou 4-trubkové, 2-trubková dodávka je do nemocnice.

Na tomto zdroji je instalována rovněž kogenerační jednotka TEDOM 140 kWe/210 kWt, jejíž stáří je přes 10 let.

2.2.5 CV 5

Roční výroba **9,2 TJ**, prodej **7,5 TJ**. Jsou zde instalovány 4 kotle Carborobot o celkovém výkonu **1,16 MW**.

2.2.6 Místní kotelny

Kromě těchto centrálních zdrojů společnost provozuje dalších **9 kotelen** s místní dodávkou tepla v rozmezí **cca 1 až 3 TJ/r**, celkem asi **13 TJ/r**.

2.2.7 Kotelna K9

Jedná se o zdroj tepla původně navržený pro konservárnu. Nyní není provozován, 2 kotle byly přemístěny do CV 1, další dva kotle se nabízejí k odprodeji. Kotelna je umístěna v průmyslovém areálu na kraji města a budova kotelny a okolní prostory by mohly sloužit k vybudování zdroje využívajícího biomasu.

2.3 ENERGETICKÉ VSTUPY A VÝSTUPY

V následujících úvahách se tento energetický audit věnuje pouze **čtyřem největším oblastem s příslušnými zdroji, tj. CV 1 až CV 4**, které budou vzájemně **propojeny** a jsou předmětem navrhovaného projektu rozšíření a modernizace CV1. Energetické bilance tohoto EA jsou proto zpracovány pouze pro tyto jmenované zdroje a neuvažují se ostatní menší zdroje, kterých se navrhovaný projekt netýká nebo je jejich vliv z hlediska závěrů zanedbatelná.

2.3.1 Paliva a energie

Celkovou bilanci vstupů paliv a energie pro zdroje CV1 až CV4 ukazuje následující tabulka. Uvedené hodnoty představují součty vstupů pro všechny zdroje zprůměrované za poslední 3 roky.

Tab. 6 - Bilance vstupu paliv a energie (průměr let 2005 až 2007)

Řádek	Vstupy paliv a energie	Jednotka	Množství	Výhřevnost GJ/jednotku	Přepočet na GJ	Roční náklady v tis. Kč
1	nákup el.energie	MWh	2 170	3,6	7 812	5 205
2	nákup tepla	GJ		1,0	0	
3	zemní plyn	tis.m ³	3 206	34,1	109 180	23 809
4	hnědé uhlí	t	13 207	16,4	216 589	12 884
5	černé uhlí	t		23,1	0	0
6	koks	t		28,9	0	0
7	jiná pevná paliva	t			0	0
8	TTO	t			0	0
9	LTO	t			0	0
10	nafta	t			0	0
11	jiné plyny	t			0	0
12	druhotná energie	GJ			0	0
13	obnovitelné zdroje	GJ (MWh)			0	0
14	jiná paliva	GJ			0	0
15	celkem vstupy paliv a energie				333 581	41 897
16	změna stavu zásob (inventarizace)					
17	celkem spotřeba paliv a energie				333 581	41 897

2.3.2 Bilance výroby energie

Bilanci výroby energie na zdrojích ukazuje následující tabulka, která je zpracována pro čtyři centrální zdroje (CV1 až CV4), které jsou předmětem investičních úvah.

Tab. 7 - Bilance výroby energie na zdrojích

Řádek	Ukazatel	Jednotka	Rok		
			2007	2006	2005
1	Instalovaný elektrický výkon celkem	MW	0,14	0,14	0,14
2	Instalovaný tepelný výkon celkem	MWtep	49,21	49,21	49,21
3	Dosažitelný elektrický výkon celkem	MW	0,14	0,14	0,14
4	Pohotový elektrický výkon celkem	MW	0,14	0,14	0,14
5	Výroba elektřiny	MWh	860	1 053	1 025
6	Prodej elektřiny (z ř. 5)	MWh	0		
7	Vlastní spotřeba elektřiny na výrobu energie	MWh	2 142	2 133	2 235
8	Spotřeba tepla v palivu na výrobu elektřiny	GJ	3 665	4 487	4 350
9	Výroba dodávkového tepla	GJ	268 580	248 474	284 434
10	Prodej tepla (z ř. 9)	GJ	237 282	240 022	252 467
11	Spotřeba tepla v palivu na výr. tepla	GJ	311 627	318 402	331 833
12	Spotřeba tepla v palivu celkem (ř. 8 + ř. 11)	GJ	315 292	322 889	336 183

3 ZHODNOCENÍ VÝCHOZÍHO STAVU

3.1 ZÁKLADNÍ ENERGETICKÁ BILANCE

Energetickou bilanci vyjádřenou souhrnně za čtyři vybrané centrální zdroje ukazuje následující tabulka:

Tab. 8 - Základní energetická bilance

Řádek	Ukazatel	rok 2007		rok 2006		rok 2005	
		GJ/r	tis. Kč/r	GJ/r	tis. Kč/r	GJ/r	tis. Kč/r
1	Vstupy paliv a energie	320 238	42 618	331 248	43 727	342 129	39 346
	<i>elektrina</i>	7 712	5 356	7 678	5 119	8 045	5 140
	<i>zemní plyn</i>	110 874	24 485	103 773	25 543	112 830	21 399
	<i>hnědé uhlí</i>	201 652	12 778	219 797	13 066	221 253	12 807
	<i>biomasa</i>						
2	Změna zásob paliv	0	0	0	0	0	0
3	Spotřeba paliv a energie	320 238	42 618	331 248	43 727	342 129	39 346
4	Prodej energie cizím	237 282	0	240 022		252 467	
	<i>prodej tepla</i>	237 282		240 022		252 467	
	<i>prodej elektriny</i>	0	0	0	0	0	0
5	Konečná spotřeba paliv a energie (ř. 3 - ř. 4)	82 956	42 618	91 226	43 727	89 662	39 346
6	Ztráty ve vlastních zdrojích a rozvodech (z ř. 5)	82 956		91 226		89 662	
7	Spotř. en. na vytáp. a TUV vlastních zdrojů (z ř. 5)						
8	Spotřeba energie na technologické a ostatní procesy (z ř. 5)	0		0		0	

Oproti vzoru předepsanému vyhláškou (213/2001 Sb.) je formát tabulky rozšířen o řádky psané kurzívou, které ukazují podrobněji skladbu jednotlivých položek.

Vlastní spotřeba na vytápění a ohřev TUV samotných zdrojů je v kontextu ostatních toků energie zcela nevýznamná a proto nebyla vyčíslována.

3.2 ZÁKLADNÍ TECHNICKÉ UKAZATELE VLASTNÍCH ZDROJŮ

Základní ukazatele zdrojů ve formátu předepsaném vyhláškou ukazuje následující tabulka. Tabulka ukazuje souhrnné hodnoty za čtyři vybrané zdroje společnosti.

Díličí ukazatele pro jednotlivé zdroje jsou uvedeny dále v textu.

Tab. 9 - Základní technické ukazatele vlastních zdrojů

Řádek	Ukazatel	Výpočet z tabulky "Bilance výroby energie z vlastních zdrojů"	Jednotka	Rok		
				2007	2006	2005
1	Roční energetická účinnost zdrojů	$(\text{ř.5} \times \text{ř.3,6} + \text{ř.9}) : \text{ř.12}$	%	86,17%	78,13%	85,70%
2	Roční energ. účinnost výroby elektrické energie	$\text{ř.5} \times \text{ř.3,6} : \text{ř.8}$	%	84,46%	84,46%	84,84%
3	Roční energetická účinnost výroby tepla	$\text{ř.9} : \text{ř.11}$	%	86,19%	78,04%	85,72%
4	Specifická spotř. tepla v palivu na výrobu elektřiny	$\text{ř.8} : \text{ř.5}$	GJ/MWh	4,262	4,262	4,243
5	Specifická spotř. tepla v palivu na výr. dodávk.tepla	$\text{ř.11} : \text{ř.9}$	GJ/GJ	1,160	1,281	1,167
6	Roční využití instalovaného elektrického výkonu	$\text{ř.5} : \text{ř.1}$	hod/rok	6 142	7 520	7 323
7	Roční využití dosažitelného elektrického výkonu	$\text{ř.5} : \text{ř.3}$	hod/rok	6 142	7 520	7 323
8	Roční využití pohotového elektrického výkonu	$\text{ř.5} : \text{ř.4}$	hod/rok	6 142	7 520	7 323
9	Roční využití instalovaného tepelného výkonu	$(\text{ř.9} : \text{ř.3,6}) : \text{ř.2}$	hod/rok	1 516	1 403	1 606

3.2.1 Zhodnocení jednotlivých zdrojů

3.2.1.1 CV 1

3.2.1.1.1 Uhlé kotle

Jak bylo výše popsáno, jedná se o kotle původně roštové konstrukce, vybavené dodatečně fluidním ohništěm a tkaninovými filtry. I po instalaci nových membránových stěn zůstávají kritické části tlakového systému kotle původní a další prodloužení životnosti těchto kotlů by si vyžádalo značné náklady. Z tohoto důvodu lze doporučit kompletní výměnu dvou stávajících kotlů novými jednotkami s vyššími parametry páry, což umožní efektivní výrobu elektřiny na protitlakové turbíně a jež by umožnily i spalování biomasy.

3.2.1.1.2 Plynové kotle

Stav plynových kotlů je vyhovující vzhledem k míře jejich využívání.

3.2.1.2 CV 2 a 3

Stav plynových kotlů je vyhovující.

3.2.1.3 CV 4

Kotelna byla původně osazena parními kotli s dodávkou tepla přes výměňkovou stanicí pára/voda s odpovídající vyšší úrovní ztrát. V r. 2006 byly tyto kotle nahrazeny dvěma moderními teplovodními jednotkami. Jejich stav je proto velmi dobrý.

3.2.2 Zhodnocení rozvodů tepla

Čtyřtrubkový typ rozvodů v oblasti CV 2 a CV 4 by měl být postupně převeden na dvoutrubkový s instalací domovních stanic. Případnou výměnu samotných potrubí je třeba zvážit podle jejich aktuálního stavu.

3.3 VÝŠE DOSAŽITELNÝCH ENERGETICKÝCH ÚSPOR

Celkovou detailní bilanci spotřeb paliva, výroby tepla na zdrojích a prodej koncovým zákazníkům ukazuje následující tabulka.

Tab. 10 - Podrobná bilance energie po jednotlivých oblastech za r. 2007 (TJ/r)

Řádek	Oblast	Spotřeba paliva	Výroba tepla	Prodej tepla	Účinnost výroby	Účinnost rozvodů	Celková účinnost
1	CV1 uhlí	204,5	168,4	145,3	82,3%	86,2%	71,0%
2	CV1 plyn	3,1	2,6	2,3	86,5%	86,2%	74,6%
3	CV2	37,4	34,9	32,8	93,3%	94,0%	87,7%
4	CV3	18,2	16,7	15,0	91,4%	89,9%	82,2%
5	CV4 (jen kotle)	42,9	41,3	37,3	96,3%	90,4%	87,0%
6	Celkem	306,1	264,0	232,7	86,2%	88,1%	76,0%

Potenciál pro snížení spotřeby energie existuje z čistě technického hlediska na zdrojích a v sítích rozvodů tepla zákazníkům.

Odhad celkové výše možných úspor činí **cca 26 TJ/rok (cca 9% z výchozí spotřeby)** a byl zpracován pro následující předpoklady:

- prodej tepla konečným zákazníkům zůstává konstantní na současné úrovni
- zvýší se účinnost zdrojů díky modernizaci kotlů
- sníží se ztráty sítích díky jejich kompletní modernizaci

Tab. 11 - Bilance po maximalizaci úspory energie (TJ/r)

Řádek	Oblast	Spotřeba paliva	Výroba tepla	Prodej tepla	Účinnost výroby	Účinnost rozvodů	Celková účinnost
1	CV1 uhlí	181,5	157,9	145,3	87,0%	92,0%	80,0%
2	CV1 plyn	2,6	2,5	2,3	96,0%	92,0%	88,3%
3	CV2	36,4	34,9	32,8	96,0%	94,0%	90,2%
4	CV3	17,0	16,3	15,0	96,0%	92,0%	88,3%
5	CV4 (jen kotle)	42,1	40,6	37,3	96,3%	92,0%	88,6%
6	Celkem	279,5	252,1	232,7	90,2%	92,3%	83,2%

Výše uvedené předpoklady představují zjednodušený odhad stavu po modernizaci zařízení ve stávajícím uspořádání soustav, která však bez další analýzy není ekonomicky opodstatněná, a nejsou tudíž doporučením k realizaci.

Návrh jednotlivých opatření a z nich sestavených variant řešení je uveden v následující kapitole. V některých variantách může spotřeba paliva naopak vzrůst kvůli nárůstu použití pevných paliv a výrobě elektřiny (hlavním cílem je úspora nákladů, resp. snížení ceny dodávaného tepla).

4 NÁVRH OPATŘENÍ

4.1 ANALÝZA MOŽNOSTÍ

Dále uvedené varianty koncepce výroby tepla vycházejí z následujících úvah:

- Uhlí je v současnosti nejlevnějším palivem, vývoj jeho ceny v dlouhodobé perspektivě bude záležet mj. na rozhodnutí vlády o limitech jeho těžby. Stávající kotle v kotelně CV1 umožňují relativně efektivní spalování různých druhů klasických pevných paliv, životnost některých částí těchto kotlů se však blíží ke konci.
- Ve střednědobém výhledu lze očekávat zatížení fosilních paliv poplatky za vypouštění emisí CO₂ (povolenky nebudou dále přidělovány zdarma na základě historických dat). Jednou z možných cest snižování budoucích nákladů je proto částečný přechod z uhlí na biomasu s uvážením všech dopadů tohoto kroku.
- Další možnosti snížení nákladů na výrobu tepla představují výnosy z prodeje elektřiny vyrobené kombinovanou výrobou elektřiny a tepla (KVET). V úvahu přicházející možnosti jsou buď instalace
 - kogeneračních motorů na zemní plyn a/nebo
 - nových kotlů na pevné palivo s protitlakovou nebo kondenzační turbínou s odběrem páry.
- Z hlediska distribuční soustavy je zásadním opatřením propojení jednotlivých oblastí. Předchozí studie propojení jednoznačně doporučily a společnost má již projekt propojení CV1 s CV a CV3 připraven a bude ho realizovat v r. 2009. Pro další úvahy o modernizaci zdrojů proto tento audit předpokládá **jako srovnávací variantu 0 již stav po propojení všech čtyř. soustav.**

V následujícím textu jsou nejprve popsána jednotlivá možná opatření a dále z vybraných opatření sestavené varianty projektu:

4.2 NAVRŽENÁ OPATŘENÍ

Z výše uvedených úvah bylo v rámci zpracované výchozí předběžné studie proveditelnosti identifikováno několik možných „opatření“ v menší či větší míře měnící výchozí stav energetických zdrojů a distribuční sítě provozovatele. A to tak, aby bylo na jedné straně docíleno efektu redukce emisí škodlivin na lokální úrovni, ale současně to i zajistilo ekonomickou konkurenceschopnost a technickou provozuschopnost soustavy CZT v budoucnu.

Navržená opatření byla následně výběrově s ohledem na limitované podmínky (dostupnost a cen paliv, předpokládaného objemu dodávek tepla v dlouhodobém horizontu atd.) formulována do několika variant dalšího rozvoje systému CZT ve městě a podrobena ekonomickému a environmentálnímu hodnocení.

Níže je uvádíme jednotlivě pouze výčtem bez podrobnější specifikace možných přínosů z pohledu úspory energie anebo nákladů, která již byla provedena v rámci zmiňované předběžné studie proveditelnosti.

4.2.1 Prodloužení životnosti stávajících uhelných kotlů

Jedná se o 4 středotlaké parní kotle původně s roštovým ohništěm, které byly přestavěny na spalování ve fluidní vrstvě (1997-98). V nedávné době (2003-04) byly vyměněny tlakové celky, parní buben a trámčové trubky však zůstaly původní. Zbytkovou životnost lze odhadovat pouze na několik let .

Jejich obnova by proto znamenala prakticky sestavení nového kotle podle původního návrhu. Cenovou náročnost takovéto rekonstrukce lze odhadnout jen velmi přibližně. Pro účely této studie byla jako východisko pro tento odhad použita informativní nabídka nových kotlů o vyšší jednotkové velikost podle níž je měrná cena na 1 instalovaný MWt **cca 7 mil. Kč**. Úspora při rekonstrukci kotlů stávajících bude záležet na využitelnosti jednotlivých stávajících částí a příslušenství, případně jejich obstarání jako náhradní díly za příznivou cenu. Bez bližšího rozkladu byl v této studii použit odhad **6 mil. Kč/MWt**, tj. 30 mil. Kč za rekonstrukci jednoho kotle o výkonu **8 t/h** (tj. **cca 5 MWt**).

Přitom je třeba zdůraznit, že takováto rekonstrukce bude mít oproti novému kotli řadu nevýhod. Především koncepčně se bude stále jednat o starý kotel s jeho nedostatky. Úspory použitím stávajících dílů budou způsobí, že i celková obnovená životnost nebude plně srovnatelná s novým kotlem. A konečně, zachování stávajících parametrů páry znamená omezený potenciál pro výrobu elektřiny na protitlakové turbíně.

4.2.2 Nové na pevné palivo s fluidním roštem

Nové kotle budou využívat obdobný princip spalování pevného paliva ve stacionární fluidní vrstvě jako stávající kotle dodatečně dovybavené prvky fluidní techniky. Předběžně je možno uvažovat **2 nové kotle**, každý o výkonu **cca 5 MWt** a s vysokými parametry páry (4 MPa, 400 °C) umožňujícími dobrou spolupráci s protitlakovou turbínou. Investiční náklady byly odhadnuty podle orientační nabídky na parní kotle většího výkonu na **cca 75 mil. Kč** (2 kotle s čištěním spalin pomocí tkaninových filtrů) a příslušenstvím. Další náklady je třeba počítat na začlenění kotlů do stávajícího systému zdroje, resp. vybudování příslušných staveb a pomocných technologických souborů v případě nové výstavby.

V případě instalace horkovodních (teplovodních) kotlů namísto parních by náklady byly odhadem o **cca 3 mil. Kč nižší**.

4.2.3 Protitlaková parní turbína

Parametry turbíny jsou na vstupní straně dány parametry páry na výstupu ze stávajících (1,1 MPa) resp. nových kotlů (cca 4 MPa), výstupní tlak je dán požadavkem, aby kondenzační teplota páry byla dostatečně nad jmenovitou teplotou síťové vody (předběžně byl uvažován návrhový protitlak 0,25 MPa s odpovídající kondenzační teplotou 127 °C, jeho provozní hodnota bude klouzat dle potřeby). Hltnost nové turbíny byla předběžně zvolena shodně s parním výkonem nových kotlů, tj. **cca 12 t/h**. Podle orientační nabídky možného dodavatele bude jmenovitý výkon jednoduché točivé redukce **cca 0,9 MW**. Investiční náklady na samotné soustrojí turbogenerátoru s ochranami by činily **cca 8 mil. Kč**.

Dalšími vyvolanými náklady budou vyvedení elektrického výkonu, rozšíření výměňkové stanice, potrubní propojení a nezbytné stavební úpravy.

4.2.4 Úprava a rozšíření výměňkové stanice pára/voda

V případě instalace protitlakové turbíny bude stávající výměňková stanice vyžadovat rozšíření kapacity, aby se potřebný výkon mohl předat pomocí výstupní páry z turbíny, která bude mít oproti stávajícímu stavu nižší tlak a teplotu. Celkové náklady na instalaci výměňkové stanice pro nové parametry byly předběžně odhadnuty částkou **5 mil. Kč**.

4.2.5 Horkovodní kotel na biomasu

Horkovodní (resp. teplovodní) kotel na dřevní štěpku by přicházel v úvahu, pokud by nebylo použito spoluspalování biomasy na uhlých kotlích. Výkon kotle v tomto auditu byl uvažován **2 MW**. Investiční náklady je možno odhadnout na **cca 8 mil. Kč**.

4.2.6 Kotel na biomasu s modulem ORC

Namísto klasického parního kotle a protitlakové turbíny je možno uvažovat termoolejový kotel s modulem ORC (tj. turbínou pracující s organickou teplotnosnou látkou v Rankinově cyklu).

Podle informativní nabídky je možno uvažovat s následujícími předběžnými parametry: výkon kotle **8,8 MW**, topný výkon pro CZT **7,1 MW**, elektrický výkon **1,5 MWe**. Investiční náklady by činily **cca 107 mil. Kč** na kotel a **cca 50 mil. Kč** na modul ORC.

4.2.7 Nové kotle na biomasu a kondenzační turbína s odběrem tepla

Toto opatření dává možnost vyrábět elektřinu prakticky nezávisle na dodávce tepla do CZT. Kondenzační část turbíny bude zpracovávat množství páry, které se nepoužije pro CZT a odpadní teplo bude odváděno do atmosféry na vzduchem chlazeném kondenzátoru. Nutným předpokladem je dostupnost velkého množství biomasy. Předběžné parametry: výkon kotlů **15,3 MW** (2 x 7,65 MW), topný výkon pro CZT **10,6 MW**, elektrický výkon turbíny při minimálním odběru tepla **4,3 MWe**, při maximálním odběru **2,7 MWe**.

Odhad celkových investičních nákladů na tento nový zdroj činí **cca 380 mil. Kč**.

4.2.8 Instalace kogenerační jednotky na zemní plyn

Jednou z možností zefektivnění výroby tepla je instalace kogenerační jednotky, tj. spalovacího motoru s elektrickým generátorem, který bude jako vedlejší produkt vyrábět elektřinu. Z výnosů prodeje elektřiny do sítě bude dotovány náklady na výrobu tepla.

V tomto auditu je uvažována KGJ of výkonu o výkonu **2,4 MWe** a přibližně stejném výkonu topném, umístěná v CV 1. Současně bude instalován akumulátor tepla, který umožní přerušovaný provoz KGJ pouze cca 12 h denně na plný výkon, v době vysokého tarifu výkupní ceny elektřiny. Investiční náklady lze odhadnout na **cca 50 mil. Kč**.

4.2.9 Využití stávající kogenerační jednotky TEDOM

Kogenerační jednotka TEDOM o výkonu **140 kWe / 210 kWt** v kotelně CV 4 má za sebou již více než 10letý provoz a prošla v r. 2003 generální opravou. Její další provoz je tudíž ekonomicky problematický, vzhledem k jejímu stáří a nutným nákladům na další opravy pro prodloužení životnosti. Možností dalšího využití této jednotky je použít ji jako záložní zdroj elektřiny v CV 1, aby bylo možno tuto kotelnu provozovat i v případě výpadku vnějšího napájení. Přínosem opatření bude zvýšení spolehlivosti CV 1 (zkrácení doby najetí kotlů a oběhových čerpadel při delším výpadku elektrické sítě). S trvalým provozem této stávající KGJ se proto v návrhu variant nepočítá.

4.2.10 Propojovací teplovody

Jak již bylo výše řečeno, propojení jednotlivých oblastí teplovody umožní optimalizaci nasazování jednotlivých zdrojů spojenou s úsporou palivových nákladů a dalších provozních nákladů, zejména osobních nákladů na jejich provozování. Ve všech uvažovaných variantách projektu v rámci tohoto auditu se proto s propojením počítá jako s výchozím stavem.

5 NÁVRH VARIANT EÚP A JEJICH EKONOMICKÉ A ENVIRONMENTÁLNÍ VYHODNOCENÍ

5.1 FORMULACE VARIANT ENERGETICKY ÚSPORNÝCH PROJEKTŮ (EÚP)

Cílem tohoto auditu je navrhnout takové varianty projektu, které budou mít naději na získání investiční dotace ze strukturálních fondů EU prostřednictvím programu podpory MŽP a vybrat z nich takový, který bude pro žadatele nejvýhodnější. Základní podmínkou pro dobrou šanci na přidělení podpory je prokazatelné snížení emisí CO₂, tuhých látek a NO_x ve spalínách.

Nejvýraznější úsporu emisí by přinesla náhrada pevných paliv zemním plynem; to by však vedlo k výraznému zvýšení palivových nákladů. Navržené varianty jsou proto voleny tak, aby nárůst nákladů na plyn byl alespoň částečně kompenzován výnosy z výroby elektřiny (ve variantě s KGJ) a mírně vyšší potřeba tepla na výrobu elektřiny z pevných paliv byla kompenzována lepší účinností spalování.

Po předběžné analýze výše popsaných opatření byly k podrobnému hodnocení v rámci tohoto auditu vybrány následující dvě alternativy způsobu modernizace zdroje CV 1: buď náhradou dvou stávajících kotlů, a to variantně kotli v parním provedení s výrobou elektřiny (**varianta 1**) resp. s kotli horkovodními (**varianta 2**) nebo náhradou jednoho stávajícího kotle kogenerační jednotkou na zemní plyn (**varianta 3**). Ve všech případech se předpokládá propojení CV1 až CV 4 a pokrytí špiček potřeby tepla soustavy stávajícími plynovými kotli.

Varianty jsou porovnávány vůči referenčnímu stavu, který je považován jako **varianta 0**.

5.1.1 Varianta 0 – Stávající stav s obnovou dožitých kotlů

Základním zdrojem propojené soustavy budou stávající uhelné kotle CV 1. Nadále v provozu udržovány 3 kotle s odpovídajícími náklady na údržbu a opravy dle výše přijatých předpokladů. Jejich roční využití bude maximalizováno pro využití s ohledem na mnohem nižší palivové náklady, než v případě plynových zdrojů tepla. Nadále bude zachován výtopenský provoz (tj. jen výroby tepla).

5.1.2 Varianta 1 – Dva parní kotle s protitlakovou výrobou elektřiny a spoluspalování biomasy

Ze stávajících kotlů v CV 1 bude životnost prodloužena pouze u jednoho, dva stávající kotle budou demontovány a nahrazeny novými vysokotlakovými kotli na pevné palivo s fluidním spalováním a čištěním spalin, umožňující velkou flexibilitu používaných druhů paliv (uhlí, biomasa, druhotná energetická paliva). Elektřina vyrobená na protitlakové turbíně bude kvalifikována jako elektřina z obnovitelných zdrojů a prodávána do sítě s odpovídajícími výnosy.

5.1.3 Varianta 2 – dva horkovodní kotle a spoluspalování biomasy

Namísto parních kotlů budou instalovány horkovodní (resp. teplovodní).

5.1.4 Varianta 3 - Kogenerační jednotka na zemní plyn a malý kotel na biomasu

Základní zatížení propojené soustavy bude pokrývat velká kogenerační jednotka (plynový spalovací motor) s výkonem **cca 2,4 MWe**, která bude pracovat celoročně, avšak pouze cca 12 h denně v době vyšší výkupní ceny elektřiny, s pomocí akumulátoru tepla sloužícího k vyrovnání denního kolísání potřeby sítě. O pokrytí zbývajících ploch diagramu se podělí nový horkovodní kotel na biomasu o výkonu **cca 2 MW**, ze stávajících uhelných kotlů budou udržovány v provozu pouze dva.

Ve všech uvedených variantách bude k zajištění provozu ve špičce třeba provozovat stávající plynové kotle. Jednalo by se pravděpodobně o spolupráci nových kotlů CV 4 s nejvyšší prioritou a dalších vybraných kotlů.

5.2 ENERGETICKÁ BILANCE VARIANT EÚP

Základní podkladem pro bilanční výpočet výroby energií a spotřeby paliv je **roční diagram trvání potřeby tepla na prahu zdrojů**. Nejprve byl tento diagram sestaven pro oblast CV 1 na základě skutečných denních potřeb tepla zaznamenaných na domovních předávacích stanicích v r. 2007, seříděním denních hodnot podle velikosti a navýšením o ztráty distribuční sítě. Pro ostatní oblasti takto podrobné údaje nebyly k dispozici, diagram pro celou propojenou soustavu byl stanoven navýšením průběhu CV 1 v poměru ročních výrob tepla 3 ostatních soustav. Průběh výsledného diagramu byl dále normalizován na průměrný klimatický rok podle dlouhodobých ročních hodnot denostupňů v dané lokalitě.

Ve všech posuzovaných variantách byl předpokládána shodná dodávka tepla ze zdrojů do sítě (odpovídající výše popsanému diagramu) **a prodej tepla koncovým zákazníkům**. Jednotlivé varianty se liší způsobem pokrytí tohoto diagramu, hodnotami spotřeb jednotlivých druhů paliv, výroby elektřiny a její dodávky do sítě.

V základu diagramu je vždy nový zdroj, tj. ve var. 1 dodávka tepla z výstupu protitlakové turbíny, ve var. nové horkovodní kotle a ve var. 3 kogenerační jednotka a biomasový kotel. Zbytek pokryjí stávající uhelné kotle a kotle plynové.

Množství biomasy bylo voleno ve všech variantách (1 až 3) **cca 5 tis. t/rok**, což lze pokládat z hlediska zásobování a dostupnosti různých forem biomasy v zájmové oblasti za přijatelné.

Výslednou bilanci energetických toků a potenciálních úspor oproti stávajícímu/referenčnímu stavu pro modelový roční diagram trvání potřeby tepla ukazují následující tabulky.

Tab. 12 - Upravená energetická bilance pro variantu 1

Řádek	Ukazatel	Před realizací		Po realizaci		Úspora	
		[TJ/r]	[MKč/r]	[TJ/r]	[MKč/r]	[TJ/r]	[MKč/r]
1	Vstupy paliv a energie	342	45,8	348	51,6	-6	-5,9
	<i>elektrina</i>	8	5,4	8	5,4	0	0,0
	<i>zemní plyn</i>	37	15,0	45	17,4	-7	-2,4
	<i>hnědé uhlí</i>	297	25,3	240	20,4	57	4,9
	<i>biomasa</i>	0	0,0	55	8,3	-55	-8,3
2	Změna zásob paliv					0	0,0
3	Spotřeba paliv a energie	342	45,8	348	51,6	-6	-5,9
4	Prodej energie cizím	237	106,8	254	117,9	-16	-11,1
	<i>prodej tepla</i>	237	106,8	237	106,8	0	0,0
	<i>prodej elektřiny</i>	0	0,0	16	11,1	-16	-11,1
5	Konečná spotřeba paliv a energie (ř. 3 - ř. 4)	105	-61,0	94	-66,3	11	5,3
6	Ztráty ve vlastních zdrojích a rozvodech (z ř. 5)	105		94		11	
7	Spotř. en. na vytáp. a TUV pro obj. ZTV mimo zdrojů (z ř. 5)	0		0		0	
8	Spotřeba energie na technologické a ostatní procesy (z ř. 5)	0				0	

Tab. 13 - Upravená energetická bilance pro variantu 2

Řádek	Ukazatel	Před realizací		Po realizaci		Úspora	
		[TJ/r]	[MKč/r]	[TJ/r]	[MKč/r]	[TJ/r]	[MKč/r]
1	Vstupy paliv a energie	342	45,8	326	44,4	16	1,4
	<i>elektrina</i>	8	5,4	8	5,4	0	0,0
	<i>zemní plyn</i>	37	15,0	37	15,0	0	0,0
	<i>hnědé uhlí</i>	297	25,3	281	24,0	16	1,4
	<i>biomasa</i>	0		0	0,0	0	0,0
2	Změna zásob paliv					0	0,0
3	Spotřeba paliv a energie	342	45,8	326	44,4	16	1,4
4	Prodej energie cizím	237	106,8	237	106,8	0	0,0
	<i>prodej tepla</i>	237	106,8	237	106,8	0	0,0
	<i>prodej elektřiny</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0
5	Konečná spotřeba paliv a energie (ř. 3 - ř. 4)	104,7	-61,0	89	-62,4	16	1,4
6	Ztráty ve vlastních zdrojích a rozvodech (z ř. 5)	105		89		16	
7	Spotř. en. na vytáp. a TUV pro obj. ZTV mimo zdrojů (z ř. 5)	0		0		0	
8	Spotřeba energie na technologické a ostatní procesy (z ř. 5)	0				0	

Tab. 14 - Upravená energetická bilance pro variantu 3

Řádek	Ukazatel	Před realizací		Po realizaci		Úspora	
		[TJ/r]	[MKč/r]	[TJ/r]	[MKč/r]	[TJ/r]	[MKč/r]
1	Vstupy paliv a energie	342	45,8	381	72,8	-39	-27,1
	<i>elektrina</i>	8	5,4	8	5,4	0	0,0
	<i>zemní plyn</i>	37	15,0	134	43,4	-97	-28,4
	<i>hnědé uhlí</i>	297	25,3	184	15,7	113	9,7
	<i>biomasa</i>	0		55	8,3	-55	-8,3
2	Změna zásob paliv					0	0,0
3	Spotřeba paliv a energie	342	45,8	381	72,8	-39	-27,1
4	Prodej energie cizím	237	106,8	274	130,0	-37	-23,2
	<i>prodej tepla</i>	237	106,8	237	106,8	0	0,0
	<i>prodej elektřiny</i>	0	0,0	37	23,2	-37	-23,2
5	Konečná spotřeba paliv a energie (ř. 3 - ř. 4)	104,7	-61,0	107	-57,1	-2	-3,9
6	Ztráty ve vlastních zdrojích a rozvodech (z ř. 5)	105		107		-2	
7	Spotř. en. na vytáp. a TUV pro obj. ZTV mimo zdrojů (z ř. 5)	0		0		0	
8	Spotřeba energie na technologické a ostatní procesy (z ř. 5)	0				0	

5.3 EKONOMICKÉ VYHODNOCENÍ

5.3.1 Způsob hodnocení

Vzájemné ekonomické porovnání navržených variant bylo provedeno zjednodušeně na základě provozních výsledků jednoho typického roku po realizaci projektu, které se předpokládají shodné po celou dobu hodnoceného období **25 let**.

Náklady a výnosy jsou uvažovány ve **stálých cenách** a vycházejí z **níže definovaných cen vstupů a výstupů**. Budoucí ekonomické výsledky jsou pro přepočet do současné hodnoty diskontovány sazbou **6 %**.

Specifikem hodnocení je předpoklad **stejně dodávky tepla konečným zákazníkům ve všech variantách při totožné ceně**. Tím je tak možné hodnotit skutečné přínosy každé varianty oproti stávajícímu/referenčnímu stavu.

Pro vyhodnocení byly pro jednotlivé varianty spočteny čtyři standardní ekonomické veličiny: **prostá a reálná návratnost**, **čistá současná hodnota projektu (NPV)** a **vnitřní úroková míra (IRR)**. Sumární výsledky za všechny varianty uvádí tabulka níže, detailní propočet pro každou z variant je uveden **v příloze**.

5.3.2 Předpokládané ceny vstupů a výstupů

Tab. 15 - Uvažované ceny vstupů a výstupů

Řádek	Cena v přepočtu na technickou jednotku	[Kč/t]	[GJ/t]	[Kč/GJ]	[Kč/kWh]
1	cena zemního plynu (výhř., bez. pevn. platů)			277,8	1,00
2	cena uhlí vč. likvidace popelovin	1400	16,4	85,4	0,3
3	cena biomasy	1500	10	150	0,54
4	cena silové elektřiny				1,75
5	příspěvek na kogeneraci < 1 MW VT 12h/den				0,84
6	příspěvek na kogeneraci 1-5 MW VT 12h/den				0,53
7	příspěvek na kogeneraci 1-5 MW 24 h/den				0,15
8	příspěvek na kogeneraci do 1MW 24 h/den				0,24
9	cena zelených bonusů O2				1,92
10	cena zelených bonusů S2				0,69
11	cena zelených bonusů P2				0,96
12	výkupní cena čisté biomasy O2				3,46
13	cena tepla (pro končené odběratele)			453	

Uvažované hodnoty v tabulce jsou komentovány v následujícím textu.

5.3.2.1 Ceny paliv

U uhlí a biomasy zahrnuje uvažovaná cena náklady na dopravu. Cena uhlí byla uvažována dle zkušenosti s obdobnými lokalitami.

Cena biomasy je veličinou, kterou lze velmi těžko odhadovat. Bude záviset podstatnou měrou na celkovém potřebném objemu (který ovlivní náklady na dopravu) a poptávce v daném regionu, tj. na potřebě dalších kotlen.

U pevných paliv je třeba počítat s náklady na likvidaci popelovin (popel z roštu resp. z fluidního lože a popílek z filtrů). U čisté biomasy je podíl popela nákladově málo významný,

u uhlí záleží na popelnatosti a způsobu uložení. Řádově se bude jednat o stokoruny na 1 tunu popelovin. Ve výpočtu byly tyto náklady zjednodušeně zahrnuty do ceny uhlí (odhad 100 Kč/t v přepočtu na množství uhlí).

Cena zemního plynu byla uvažována zaokrouhleně podle informace provozovatele dle skutečnosti za prosinec 2008. (Oproti stavu z ledna 2008 se jedná o nárůst o 50% !!).

Hodnota ve výše uvedené tabulce zahrnuje pouze objemovou složku, kapacitní složka je počítána zvlášť každé variantě na základě maximální denní spotřeby pro jednotkovou cenu kapacity, rovněž dle ceníku.

cena kapacity odběru ZP roční	131	Kč/m ³ denního odběru ve špičce
po přepočtu na výhřevnost	13,85	Kč/kWh výhřevnosti

Při malé celkové spotřebě plynu značně naroste relativní podíl plateb za kapacitu; v této situaci by bylo vhodné uvažovat o přechodu špičkování na lehký topný olej.

5.3.2.2 Ceny elektřiny

Ve výše uvedené tabulce cen jsou výkupní ceny elektřiny uvažovány podle výměru ERÚ platného pro r. 2009 (pro nová zařízení).

Výkupní cenu elektřiny je možno uvažovat rozdílně v případě spalování čisté biomasy a v případě spoluspalování biomasy a uhlí. V prvním případě lze použít garantovanou výkupní cenu, v druhém případě součet tržní ceny silové elektřiny a ceny zeleného bonusu (pro část elektřiny vyrobené z biomasy). Postup při výpočtu podílu elektřiny vyrobené z biomasy při spoluspalování přitom stanovuje vyhláška č. 502/2005 Sb., která při kombinované výrobě elektřiny a tepla upřednostňuje biomasu pro výrobu elektřiny a fosilní palivo pro dodávku tepla. Aplikace příslušných vzorců v příloze č. 3 citované vyhlášky v praxi znamená, že při výrobě elektřiny na protitlakové turbíně i při malém podílu biomasy použitým ve var. 1 je možno veškerou elektřinu vykazovat jako vyrobenou z biomasy. Výnos bude tedy součtem tržní ceny sjednané s obchodníkem a garantované ceny zeleného bonusu, v případě spoluspalování štěpky odpovídajícího kategorii S2.

Ve var. 3 se bude jednat též o kombinaci tržní ceny elektřiny a příspěvek na KVET dle příslušné kategorie velikosti zdroje na fosilní palivo.

5.3.2.3 Povolenky CO₂

Vliv vypouštění emisí CO₂ na provozní výsledky byl uvažován následovně: Současná pravidla tj. systém EU ETS platí do r. 2013 a z dlouhodobého pohledu hodnocení investic nejsou tudíž relevantní. Pro porovnání variant, které mají různé emise CO₂, bylo celkové roční vyprodukované množství CO₂ zatíženo nákladem na pořízení povolenek po celou dobu hodnocení. Cena povolenky (tj. 1 t CO₂) je v současné době těsně kolem 15 Euro/t, v posledních měsících dosti klesla a predikce dalšího vývoje je velmi nejistá. Výpočet proto uvažoval současnou cenu po celou dobu hodnocení.

V referenční variantě 0 je celkové množství emisí cca 32 tis. t CO₂/rok. Náklad na pořízení povolenek přepočtený na vyrobené teplo ze zdrojů by tedy představoval nárůst výrobní ceny tepla o cca 32 Kč/GJ.

5.3.2.4 Náklady na údržbu a opravy a osobní náklady

Jako dodatečné položky údržbových nákladů byly uvažovány náklady na nová zařízení pro výrobu elektřiny, tj. protitlakovou turbínu a plynovou KGJ. Tyto náklady byly odhadnuty měrnými ukazateli vztahenými na výrobu elektřiny (konkrétně 0,1 Kč kWh pro turbínu a 0,25 Kč/kWh pro KGJ).

Rozdíly ostatních provozních nákladů mezi variantami byly zanedbány. Jedná se mj. o osobní náklady a náklady na údržbu. Zjednodušeně lze předpokládat, že při stejné potřebě soustavy se stávající náklady pouze jiným způsobem rozdělí mezi stávající a nové zdroje.

Jako zvláštní položka údržbových nákladů se uvažuje obnova stávajících kotlů, a to jako anuitní ekvivalent odhadnutých jednorázových nákladů rozpočtený na dobu životnosti projektu.

5.3.3 Výsledky ekonomického hodnocení

Jak z tabulky níže vyplývá, pouze u **variant č. 1 a 2**, tj. se zachováním dominance tuhých paliv na palivovém mixu, vychází čistá současná hodnota projektu (NPV) za dobu hodnocení při dané diskontní sazbě kladná.

Významně lepšího ekonomického výsledku přitom dosahuje varianta s částečným využitím biomasy pro kogenerační výrobu elektřiny a tepla spalováním s uhlím (tj. varianta 1). Hlavním důvodem k tomu je využití současného režimu podpory spalování biomasy pro výrobu elektřiny prostřednictvím zelených bonusů.

Ve srovnání s **variantou 2** je proto vidět jednoznačná výhodnost výroby elektřiny v případě, jsou-li k dispozici tuhá paliva obnovitelného původu.

Varianta 3 dává záporné ekonomické výsledky. Je to způsobeno tím, že přínos z prodeje elektřiny nestačí kompenzovat zvýšené palivové náklady. V případě soustavy využívající pouze zemní plyn by KGJ dávala smysl, v daném případě však kogenerační výroba z plynu vynucuje náhradu části výroby tepla z uhlí plynem a tudíž s vyššími náklady.

Tab. 16 - Ekonomické vyhodnocení variant EÚP

Řádek	Varianty	Jednotka	Var. 1	Var. 2	Var. 3
	Charakteristika		Nové kotle na pevné palivo, protitl. TG	Nové HV kotle na pevné palivo	KGJ a biomasový kotel
1	Vstupy a předpoklady hodnocení				
2	Investiční výdaje projektu	MKč	103	82	69
4	změna spotřeby paliv a energie	TJ/r	-5,6	15,9	-27,1
5	změna nákladů na paliva a energie	MKč/r	-5,9	1,4	-27,1
6	změna ostatních nákladů	MKč/r	6,1	5,3	1,6
7	změny výnosů z prodeje energie	MKč/r	11,1	0,0	23,2
8	přínosy projektu	MKč/r	11,4	6,6	-2,3
9	Doba hodnocení T_h	let	25	25	25
10	Diskont	%	6,0%	6,0%	6,0%
11	Výsledné hodnoty kritérií				
12	Prostá doba návratnosti T_s	rok	9,1	12,4	-29,6
13	Reálná doba návratnosti T_{sd}	rok	13,5	23,2	-17,5
14	Čistá současná hodnota projektu NPV (25 let, 6 % diskont)	MKč	42,0	2,9	-98,4
15	Vnitřní výnosové procento IRR	%	10,0%	6,4%	< 0

5.4 HODNOCENÍ Z HLEDISKA VLIVU NA ŽIVOTNÍ PROSTŘEDÍ

5.4.1 Způsob hodnocení

Hodnocení z hlediska vlivu na životní prostředí je omezeno pouze na míru redukce relevantních škodlivin vypouštěných do ovzduší, které dané variantní řešení přinese. Sledovány jsou tak emise **tuhých látek (TZL), oxidů dusíku (NOx), CO, SO₂, TOC a rovněž CO₂**.

Snížení emisí je hodnoceno jak **lokálně**, tak i **globálně**, tj. s uvažováním úspor emisí, ke kterým by došlo (ne)výrobou stejného množství elektřiny, jaké by bylo vyrobeno lokálně v kombinované výrobě spolu s teplem, v systémových elektrárnách.

První způsob je oprávněný z hlediska posuzování imisního zatížení dané lokality místními emisemi. Hodnocení environmentálních přínosů na globální úrovni však má za význam porovnat efekty místní výroby elektřiny v kogeneraci tím, že jsou do celkového hodnocení vedle místních emisí připočteny také emise škodlivin, ke kterým by jinak došlo, pokud by stejné množství elektřiny mělo být vyrobeno v systémových elektrárnách české elektrizační soustavy (relevantní u variant 1 a 3).

5.4.2 Použité emisní faktory

Výpočet množství lokálních emisí z jednotlivých typů spalovacích zařízení byl počítán na základě množství paliv dle energetické bilance a **emisních faktorů** vztažených na jednotku výhřevnosti paliva.

Pro stávající kotle byly emisní faktory spočteny s použitím výkazů autorizovaného měření emisí na jednotlivých zdrojích za r. 2007 a z odpovídajících spotřeb paliv.

Pro nové zdroje byly emisní faktory odvozeny z emisních koncentrací, které bude realisticky garantovat dodavatel zařízení.

Při výpočtu globálních emisí pak v případě nákupu či náhrady elektřiny z elektrizační soustavy byly využity emisní faktory odvozené z údajů o emisích uhelných elektráren ČEZ (**viz příloha**) s výjimkou emisí CO₂, které byly převzaty z vyhlášky č. 213/2001 Sb., v aktuálním znění. Pro elektřinu spotřebovanou byly hodnoty emisních faktorů navýšeny o ztráty v distribuční síti.

Tab. 17 - Uvažované emisní faktory pro jednotlivé formy paliv a energie užitých ve variantách

Řádek	Emisní parametr (v kg na kWh tepla v palivu)	TZL	SO ₂	NO _x	CO	TOC	CO ₂
		[kg/MWh]					
1	elektřina prodej do elektrizační soustavy	0,074	1,699	1,695	0,105	0,300	1 170
2	elektřina nákup z elektrizační soustavy	0,080	1,838	1,835	0,113	0,300	1 170
4	zemní plyn kotle (dle měř. stáv. k.)	0,002		0,123	0,024		200
5	zemní plyn KGJ	0,002		0,310	0,350		200
6	hnědé uhlí stáv. kotle	0,042	2,322	0,747	0,141	0,110	360
7	hnědé uhlí nové kotle	0,042	2,322	0,747	0,141	0,110	360
8	biomasa nové kotle	0,042	0,040	0,700	0,141	0,110	0
9	biomasa hv kotel	0,042	0,040	0,350	0,100	0,110	0

5.4.3 Výsledky environmentálního hodnocení

Environmentální přínosy každé z variant oproti referenční variantě jak z lokálního, tak i globálního hlediska uvádí tabulky níže.

U všech sledovaných variant jsou sledované emise škodlivin vůči referenční variantě nižší (pouze u varianty 1 emise tuhých látek při lokálním hodnocení zůstaly na původních hodnotách, a to z důvodu předpokladu chodu budoucího zdroje na stejných emisních parametrech, jaké jsou dosahovány v současnosti díky existenci tkaninových filtrů).

Největší redukce lokálních i globálních emisí je dosažena u **varianty č. 3**, která je však naprosto pro provozovatele neekonomická.

Druhého nejvýznamnějšího absolutního snížení emisí na globální úrovni přináší **varianta č. 1**, a to díky lokální současné výrobě elektřiny (4,6 GWh/rok). Varianta č. 2 přináší vyšší úsporu emisí TZL a NO_x na lokální úrovni, zajišťuje však jen výrobu tepla a tak na globální úrovni má nejmenší environmentální přínosy.

Tab. 18 – Bilance emisí na lokální i globální úrovni pro referenční variantu

Řádek	Množství emisí dané škodliviny	TZL	SO ₂	NO _x	CO	TOC	CO ₂	Spotřeba energie
		[tuny/r]						[GWh/r]
1	elektřina prodej	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0
2	elektřina nákup	0,2	4,0	4,0	0,2	0,7	2 574	2,2
4	zemní plyn kotle	0,0	0,0	1,3	0,3	0,0	2 072	10,4
5	zemní plyn KGJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
6	hnědé uhlí stáv. kotle	3,5	191,5	61,6	11,7	9,1	29 690	82,5
7	hnědé uhlí nové kotle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
8	biomasa nové kotle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
9	biomasa hv kotel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
10	celkem lokálně	3,5	191,5	62,9	11,9	9,1	31 762	92,8
11	celkem globálně (vč. emisí spojených s prodanou/nakoupenou elektřinou)	3,7	195,5	66,9	12,2	9,7	34 336	95,0

Tab. 19 - Bilance emisí na lokální i globální úrovni pro variantu č. 1

Řádek	Množství emisí dané škodliviny	TZL	SO2	NOx	CO	TOC	CO2	Spotřeba energie
		[tuny/r]						[GWh/r]
1	elektřina prodej	-0,3	-7,7	-7,7	-0,5	-1,4	-5 333	-4,6
2	elektřina nákup	0,2	4,0	4,0	0,2	0,7	2 574	2,2
4	zemní plyn kotle	0,0	0,0	1,5	0,3	0,0	2 487	12,4
5	zemní plyn KGJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
6	hnědé uhlí stáv. kotle	0,9	47,2	15,2	2,9	2,2	7 319	20,3
7	hnědé uhlí nový kotel	2,0	107,3	34,5	6,5	5,1	16 635	46,2
8	biomasa nové kotle	0,7	0,6	10,8	2,2	1,7	0	15,4
9	biomasa hv kotel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
10	celkem lokálně	3,5	155,1	62,0	11,9	9,0	26 440	94,4
11	celkem globálně	3,3	151,4	58,3	11,7	8,3	23 680	92,0
12	změna proti referenční var - lokálně	0,0	-36,4	-0,9	0,0	-0,1	-5 322	-1,5
13	změna proti referenční var - globálně	-0,4	-44,1	-8,6	-0,5	-1,4	-10 655	3,0

Poznámka: Záporná hodnota značí absolutní pokles proti referenční variantě

Tab. 20 - Bilance emisí na lokální i globální úrovni pro variantu č. 2

Řádek	Množství emisí dané škodliviny	TZL	SO2	NOx	CO	TOC	CO2	Spotřeba energie
		[tuny/r]						[GWh/r]
1	elektřina prodej	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
2	elektřina nákup	0,2	4,0	4,0	0,2	0,7	2 574	2,2
4	zemní plyn kotle	0,0	0,0	1,3	0,3	0,0	2 072	10,4
5	zemní plyn KGJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
6	hnědé uhlí stáv. kotle	0,8	41,3	13,3	2,5	2,0	6 409	17,8
7	hnědé uhlí nové kotle	2,6	139,9	45,0	8,5	6,6	21 694	60,3
8	biomasa nové kotle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
9	biomasa hv kotel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
10	celkem lokálně	3,3	181,2	59,6	11,3	8,6	30 174	88,4
11	celkem globálně	3,5	185,3	63,6	11,5	9,2	32 748	90,6
12	změna proti referenční var - lokálně	-0,2	-10,2	-3,3	-0,6	-0,5	-1 587	-4,4
13	změna proti referenční var - globálně	-0,2	-10,2	-3,3	-0,6	-0,5	-1 587	4,4

Poznámka: Záporná hodnota značí absolutní pokles proti referenční variantě

Tab. 21 - Bilance emisí na lokální i globální úrovni pro variantu č. 3

Řádek	Množství emisí dané škodliviny	TZL	SO2	NOx	CO	TOC	CO2	Spotřeba energie
		[tuny/r]						[GWh/r]
1	elektřina prodej	-0,8	-17,3	-17,2	-1,1	-3,0	-11 893	-10,2
2	elektřina nákup	0,2	4,0	4,0	0,2	0,7	2 574	2,2
4	zemní plyn kotle	0,0	0,0	1,6	0,3	0,0	2 550	12,7
5	zemní plyn KGJ	0,0	0,0	7,6	8,6	0,0	4 889	24,4
6	hnědé uhlí stáv. kotle	2,2	118,4	38,1	7,2	5,6	18 359	51,0
7	hnědé uhlí nové kotle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
8	biomasa nové kotle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0
9	biomasa hv kotel	0,7	0,6	5,4	1,5	1,7	0	15,4
10	celkem lokálně	2,9	119,0	52,6	17,6	7,3	25 798	103,6
11	celkem globálně	2,3	105,8	39,4	16,8	4,9	16 479	95,6
12	změna proti referenční var - lokálně	-0,6	-72,5	-10,2	5,7	-1,8	-5 964	10,8
13	změna proti referenční var - globálně	-1,4	-89,7	-27,5	4,6	-4,8	-17 857	-0,6

Poznámka: Záporná hodnota značí absolutní pokles proti referenční variantě

5.5 VÝBĚR OPRIMÁLNÍ VARIANTY EÚP

Jak hodnocení ekonomické efektivity a environmentálních přínosů navržených variant ukazují, zavedení kombinované výroby elektřiny a tepla při částečné náhradě fosilních paliv palivy z materiálů obnovitelného charakteru (dřevní či nedřevní biomasy) může být ekonomicky výhodné a přitom v menší či větší míře přispívat ke snížení emisí sledovaných škodlivin na lokální i globální úrovni (vytěsněním elektřiny ze systémových zdrojů).

Zachování výtopenké výroby na bázi fosilních paliv bude stále více znevýhodňováno, přesto však ponechání uhlí jako dominantního primárního zdroje pro výrobu tepla při modernizaci zastaralého kotelního fondu může znamenat tak žádoucí stabilizaci cen tepla pro konečné odběratele (díky ekonomické efektivity modernizace zdroje/ů) a i nižší lokální emise.

Nasazení kogenerační výroby elektřiny a tepla ze zemního plynu prostřednictvím spalovacích motorů generátorů jako základních zdrojů tepla není za současných cen plynu i přes maximalizaci ceny vyráběné elektřiny koncentrací její výroby do denních hodin ekonomické. Přineslo by však největší environmentální efekty ve srovnání s výtopenkým spalováním uhlí, a to na lokální i globální úrovni (ne však při náhradě výroby tepla z plynu výtopenským způsobem díky výrazně horším emisním parametrům spalovacích motorů oproti kotlům a větší měrné spotřebě paliva na výrobu stejného množství tepla).

Varianta č. 1 tak ve světle výše uvedených skutečností umožňuje dosáhnout z celkového pohledu nejlepší ekonomický a současně environmentální efekt. **Lze ji proto považovat za optimální variantu EÚP.**

6 VÝSTUPY AUDITU A SHRNU TÍ

6.1 ZHODNOCENÍ VÝCHOZÍHO STAVU

Stávající kotelní fond hlavní výtopny CV1, do které je resp. bude koncentrována výroba naprosté většiny dosavadních dodávek tepla ze čtyř hlavních výtopen ve městě (CV1-CV4), tvoří čtyři parní kotle na uhlí o celkovém výkonu více než 20 MW.

Jedná se o kotle více než třicet let staré, jejichž životnost byla prodloužena již několika úpravami (kotle vybaveny dodatečně fluidním ohništěm, tkaninovými filtry, dále instalovány nové membránové stěny). Kritické části tlakového systému kotle však zůstávají stále původní. To s ohledem na fyzický i morální stav kotlů a nezbytného příslušenství spíše vede k **doporučení namísto další modernizace provést v horizontu několika let jejich kompletní náhradu novými zdroji tepla.**

Obnov uhelných kotlů za nové moderní jednotky by přinesla poměrně významné úspory v palivu, a to díky vyšší účinnosti výroby tepla (jako reálně dosažitelné se jeví zvýšení účinnosti ze současných **82 %** na budoucích **87 %**, což by přineslo úspory tepla v palivu na úrovni **více než 10 TJ/rok**).

Tento efekt bude ještě vyšší po propojení ostrovních soustav – jak energetický audit předpokládá. V jeho důsledku totiž dojde k významnému navýšení využití instalovaného výkonu uhelných zdrojů jakožto základních zdrojů tepla v CV1 o více než jeden tis. hodin ročně (z **2,3 tis.** na více než **3,3 tis.** hodin/rok).

Obdobné úspory v procentuelním vyjádření by pak bylo možné dosáhnout při obnově ostatních kotlů spalujících zemní plyn. Jelikož však jejich provoz bude mít v budoucnu špičkový charakter, absolutní výše možných úspor nelze považovat jako dostačující argument k doporučení jejich náhrady (spíše lze **doporučit řídit jejich chod upřednostňováním plynových zdrojů s vyšší účinností**).

Nezanedbatelný potenciál úspor je pak rovněž skryt v rozvodech, zejména v lokalitě CV1 (ztráty v distribuci tepla zde dosahují téměř **14 %**). Řízenou obnovou rozvodné sítě by tedy bylo možné distribuční ztráty snižovat na úroveň nejvýše **7-8 %**. Modernizace rozvodné sítě však není malou investicí a tak s ohledem na finanční náročnost, dlouhodobou návratnost a omezené možnosti zatížit cenu tepla vyššími odpisy je zpravidla možné ji uskutečnit jen v postupných krocích.

Celkový kombinovaný potenciál úspor energie ve výrobě a rozvodu tepla při neměnné výši objemu dodávek konečným zákazníkům byl tak odhadnut na **více než 25 TJ/rok**.

6.2 NAVRHOVANÁ OPATŘENÍ / VARIANTY EÚP

S ohledem na záměr řešit primárně otázku budoucí zdrojové základny soustavy CZT se audit v návrhové části zaměřil na možná opatření na zdroji CV1.

Jejich společným jmenovatelem bylo ověřit různé způsoby výroby tepla tak, aby řešení svými ekonomickými parametry přispělo ke stabilizaci cen tepla při neměnné výši jeho dodávky konečným zákazníkům.

A současně, aby navržené řešení vedlo k prokazatelnému snížení škodlivin vypouštěných

spalovacím zdrojem do ovzduší pro možnost udělení veřejné podpory z **relevantní priority Operačního programu Životní prostředí** (tj. **oblasti podpory 2.2** cílené na snížení emisí NOx a prachových částic).

Předmětem úvah tak byla modernizace předmětného centrálního zdroje v několika variantách kombinujících:

- různé výrobní technologie (kotle s fluidním ohništěm, parního či horkovodního typu, s termoolejem jako pracovním médiem, návazné turbosoustrojí, kogenerační jednotka se spalovacím motorem atd.),
- různé režimy výroby tepla (výtopenský, topárenský, tj. i s kogenerační výrobou elektřiny) a
- i různé druhy paliv – uhlí, zemní plyn a biomasu ve variabilním poměru (pro optimalizaci palivových nákladů a také i environmentálních efektů).

Po podrobnější analýze stávajícího stavu a vývojových trendů v oblasti evropské i národní politiky ochrany životního prostředí byly z možných opatření následně definovány **tři varianty tzv. energeticky úsporného projektu (EÚP)**, které byly poté předmětem podrobného ekonomického a environmentálního hodnocení.

Ve **variantě č. 1** bylo uvažováno s náhradou dvou stávajících kotlů moderními kotli s vyšší účinností a v parním provedení pro možnost současné výroby elektřiny a tepla. Ekonomická smysluplnost kogenerace pak byla posílena předpokládaným využitím biomasy v množství, které se zdá být v místních podmínkách reálně dosažitelné a které současně bude opravňovat k získání veřejné podpory (formou zeleného bonusu za spoluspalování) na veškerou vyráběnou elektřinu.

Varianta č. 2 pak rovněž předpokládala výměnu dvou stávajících kotlů za nové, avšak horkovodního typu pro demonstraci efektů ne-zavedení topárenského provozu. Zde pak o využití biomasy nebylo uvažováno (z důvodu předpokládaného postupného přibližování cen paliv biomasy a uhlí a tedy malého nákladového efektu jejich případné substituce).

Třetí varianta pak počítala se zakomponováním kogenerační jednotky se spalovacím motorem na zemní plyn jakožto novým základním zdrojem tepla a instalací nového horkovodního kotle určeného jen na spalování biomasy. Cílem této varianty je tak demonstrovat, jakých ekonomických a environmentálních efektů je možné dosáhnout přednostním využitím zemního plynu a současně biomasy v množství, které je v regionu dostupné, namísto uhlí – a to v případě plynu pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla (jakožto mnohem efektivnějším způsobu výroby elektřiny než spalováním biomasy při jejím takto limitovaném množství).

Podíl zemního plynu v palivovém mixu v této variantě tak naroste **na více než 35 %**, zatímco v ostatních variantách slouží opravdu jen pro krytí špiček (nepřevyšuje 12-13 %).

Varianty byly přitom porovnávány vůči referenčnímu stavu, tzv. **variantě 0**, jejíž podstatou je setrvalá obnova všech stávajících uhelných kotlů při zvýšených nákladech údržby za jinak stejného množství prodeje tepla jako u ostatních variant.

6.3 PŘÍNOSY A EFEKTY

Výše uvedené varianty byly posléze podrobeny ekonomickému a environmentálnímu hodnocení, jak souhrnně dokumentují tabulky v kapitolách 5.3.3 a 5.4.3.

K nejlepším ekonomickým výsledkům vede varianta č. 1, a to i přes nejvyšší investiční náročnost (vyžaduje si **přes 100 mil. Kč**).

Za předpokládanou dobu životnosti (25 let) dosahuje kladné čisté současné hodnoty - NPV **více než 40 mil. Kč** (při konzervativním diskontu 6 %) a vnitřního výnosového procenta - IRR slušných **10 %**.

Hlavním důvodem jsou dodatečné výnosy díky výrobě a prodeji elektřiny, které za daných cen přinášejí vyšší tržby přes 11 mil. Kč/rok. Změny v nákladech jsou naproti tomu malé – změny v bilanci paliv oproti referenční variantě vedou k dodatečným nákladům téměř 6 mil. Kč, obnova části stávajícího kotelního fondu (= redukce nákladů na údržbu) a nižší spotřeba fosilních paliv (= úspory nákladů na povolenky CO₂) pak naopak sníží ostatní provozní náklady v podobné výši (~ 6 mil. Kč).

Setrvání u výtopenského způsobu výroby, jak předpokládá **varianta 2**, přináší ekonomický efekt jen na nákladové straně díky úsporám paliva v důsledku vyšší účinnosti zdrojů (efekt ve výši cca 1,4 mil. Kč/rok) a opět zejména v menších nákladech na údržbu díky pořízení nových zdrojů tepla (úspory ostatních provozních nákladů vyčísleny na celkových cca 5,3 mil. Kč/rok).

To je však při investici **více než 80 mil. Kč** natolik málo, že za 25letou dobu očekávané životnosti by řešení provozovateli systému CZT přineslo pouze minimální ekonomické přínosy (NPV **cca 3 mil. Kč @ 6 %** diskontu, IRR **6,4 %**).

Nejhorší ekonomické výsledky přináší **varianta č. 3** - investice **cca 70 mil. Kč**, NPV - **100 mil. Kč @ 6 %** diskontní sazbě. Důvodem k tomu je masivní nárůst palivových nákladů v důsledku velkého využití plynu, a to o cca 27 mil. Kč/rok oproti referenčnímu scénáři. Tyto náklady převýší i možné výnosy z prodeje elektřiny (předpokládány na úrovni 23 mil. Kč/rok).

Varianta 3 však naopak přináší nejvyšší environmentální přínosy – a to jak na lokální, tak i globální úrovni. Vyšším využitím zemního plynu, přestože je spalován v kogeneračních jednotkách, lze na místní i globální úrovni docílit redukce všech sledovaných škodlivin s výjimkou CO. K poklesu dochází zejména u emisí SO₂ (lokální úspora **více než 70 tun/rok**, globální **téměř 90 tun/r**) a rovněž i u NO_x (lokální úspora **přes 10 tun/rok**, globální pak **27 tun/r**). Rovněž úspory skleníkového plynu CO₂ jsou nejvyšší (cca **6 tis. tun/rok** lokálně a **tříkrát více** pak při započítání efektů na globální úrovni).

Varianty 1 a 2 vedou rovněž k poklesu škodlivin, nicméně již v menším množství (v případě varianty 2 jsou environmentální efekty v důsledku výtopenské výroby omezeny jen na lokální úroveň). Největšího absolutního poklesu je opět dosaženo u CO₂ a SO₂.

Významnější redukci NO_x na lokální úrovni by bylo možné docílit vyšším využitím zemního plynu nebo přijetím primárních či sekundárních dodatečných opatření, které by u zdrojů spalujících tuhá paliva snížily koncentrace této škodliviny ve spalinách pod předpokládanou úroveň.

Asi nejmenší prostor je pro omezení emisí tuhých látek, jelikož již dnes disponuje kotelna CV1 tkaninovými filtry snižujícími u uhelných kotlů emise TZL na nadprůměrně nízké hodnoty, které jsou významně pod současnými zákonnými limity – cestou k další redukci je tak de facto opět jediné preference zemního plynu.

Pokud by tak měla být vybrána varianta, která na jedné straně zajistí požadovanou dlouhodobou stabilizaci cen tepla pro konečné zákazníky a současně bude mít přínosy pro životní prostředí v podobě omezení emisí škodlivých látek do ovzduší, **výsledky hodnocení vedou auditora k doporučení varianty č. 1**. Ta přináší nejen jisté přínosy na lokální úrovni, ale výrobou elektřiny přispívá k omezování emisí na globální úrovni (vytěsňováním elektřiny ze systémových elektráren), což umožňuje dosáhnout nemalé úspory CO₂, ale i SO₂, NO_x a nakonec i TZL.

6.4 PODMÍNKY A PŘEDPOKLADY

Všechny hodnocené varianty vycházejí z řady předpokladů – ať už v podobě technických a emisních parametrů navrhovaných zdrojů, investičních nákladů či cen paliv a dalších vstupů a výstupů.

Za základní předpoklad ekonomické výhodnosti varianty č. 1 lze označit **dostatek biomasy** v takovém množství, aby bylo možné plně využít stávajícího systému veřejné podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Ekonomická smysluplnost zavedení kombinované výroby elektřiny a tepla ze spalování uhlí a biomasy je pak rovněž podmíněna tím, aby nové spalovací zdroje na tuhá paliva byly **schopny zajistit výrobu páry o uvažovaných parametrech** (čím horší by byly, tím méně by kombinovaná výroba elektřiny a tepla byla ekonomická). A také, aby budoucí **odběrová charakteristika distribuční sítě umožnila provoz protitlakého turbosoustrojí** po dostatečnou dobu během roku.

Podcenění některých z těchto důležitých aspektů může ekonomickou efektivnost řešení významně negativně ovlivnit.

Environmentální efekty budou podmíněny **dostupností vhodného typu paliva z biomasy** (možný problém při využití biopaliv nedřevního původu) **a rovněž správnou volbou spalovacího zdroje a úrovní řízení spalovacího procesu**.

V rámci auditu bylo předkládáno s emisními parametry, které lze označit za konzervativní. Přijetím určitých opatření by je proto bylo možné případně ještě u některých škodlivin zlepšit (například v případě emisí NO_x optimalizací spalovacího procesu či zavedením některé vhodné metody denitrifikace).

6.5 KONEČNÉ STANOVISKO AUDITORA

Současná konstelace a predikce tržních cen paliv a elektrické energie a cílené kroky politické reprezentace k rychlejšímu prosazování energetických zdrojů a forem energie obnovitelného původu (podpora výroby elektřiny z OZE, ekologické daně, povolenky na vypouštění emisí CO₂) významně vstupuje do strategických záměrů dalšího rozvoje systémů centralizovaného zásobování teplem.

Auditovaný záměr modernizace hlavního zdroje tepla jedné nejmenované konkrétní soustavy CZT, v které dnes významnou roli hrají fosilní paliva, zejména hnědé uhlí tuzemského

původu, tak představuje typickou ukázkou, jak se s těmito vývojovými tendencemi bude muset provozovatel soustavy při stárnoucí zdrojové základně ve střednědobém horizontu vyrovnávat.

Z analyzovaných variantních možností vychází z pohledu projektu **jako nejvýhodnější varianta č. 1** navrhuující zavedení spoluspalování uhlí s biomasou jakožto obnovitelným zdrojem za účelem (kombinované) výroby tepla i elektřiny. Toto řešení ve světle výše uvedených skutečností a předpokladů umožňuje dosáhnout z celkového pohledu nejlepší ekonomický a současně environmentální efekt. **Auditor proto doporučuje realizaci projektového záměru dle této varianty.**

Je však třeba přitom konstatovat, že ekonomické výsledky doporučené varianty nejsou z pohledu investora dostatečně výhodné pro okamžité rozhodnutí o realizaci (reálná doba návratnosti **13,5 let**). Vzhledem k environmentálním přínosům lze proto doporučit pokusit se požádat o veřejnou podporu z programu **OPŽP**.

7 EVIDENČNÍ LIST ENERGETICKÉHO AUDITU

Předmět EA	Předmětem auditu je projekt modernizace centrálního zdroje tepla systému CZT v nejmenovaném městě za účelem stabilizace cen tepla pro konečné odběratele a výsledků hospodaření jeho provozovatele - akciové společnosti ve vlastnictví města, a to s výhledem získat pro něj podporu z OPŽP díky environmentálním přínosům v podobě snížení emisí škodlivin na lokální i globální úrovni.		
Adresa			
Zadavatel EA	Nejmenovaná teplárenská společnost	Zástupce	
Adresa zadavatele			
Tel./fax		Mobil:	E-mail
Charakteristika předmětu EA	Centrální zdroj tepla spalující výtopensky primárně tuhá paliva (dnes hnědé uhlí, v budoucnu i paliva obnovitelného původu), ve špičce pak zemní plyn, v asistenci s blokovými plynovými kotelny zajišťuje dálkové vytápění.		

1. Výchozí stav

Stručný popis energetického hospodářství (vč. budov)	Systém centrálního zásobování teplem (CZT) se zdroji tepla na tuhá a plynná paliva lokalizovanými do několika spolupracujících kotelů zásobujících dálkovým teplem vybrané části města. Převážnou část potřeby výroby/dodávky tepla kryje centrální výtopna (CV1) na tuhá paliva, odběrové špičky jsou pak kryty zdroji na zemní plyn, které jsou umístěny v CV1 a několika dalších blokových či objektových kotelnách. Hlavními odběrateli tepla jsou domácnosti a instituce z nevýrobní sféry (školská a zdravotnická zařízení, administrativní budovy).		
Vlastní energetický zdroj	Instalovaný tep. výkon [MW]	Instalovaný el. výkon [MW]	
	49,21	0,14	
Typ energosoustrojí	kogenerační motor na zemní plyn		
Teplo (r. 2006)	Výroba ve vlastních zdrojích [GJ/r]	268 580	
	Nákup [GJ/r]	--	
	Prodej [GJ/r]	237 282	
Elektřina (r. 2006)	Výroba ve vlastním zdroji [MWh/r]	860	
	Nákup [MWh/r]	0	
	Prodej [MWh/r]	0	
Spotřeba paliv a energie [GJ/r]	315 292	z toho přímá technologická spotřeba [GJ/r]	0
Spotřebič energie	Příkon (tep. ztráta) [kW]	Spotřeba energie [GJ/r]	Nositel energie

2. Energeticky úsporný projekt

Stručný popis doporučené varianty	Energeticky úsporný projekt dle var.1 navržený v tomto auditu zahrnuje modernizaci centrální výtopy CV 1 pomocí dvou nových parních kotlů a doplnění protitlakové turbíny pro výrobu elektřiny.		
Investiční náklady [mil. Kč]	103	z toho technologie [mil. Kč]	93
Konečná spotřeba paliv a energie	před realizací projektu		po realizaci projektu
	energie [TJ/r]	nákl. - výnosy [mil. Kč]	energie [TJ/r] nákl. - výnosy [mil. Kč]
	105	-61	94 -66
Potenciál energetických úspor	úspora paliv [TJ/r]		úspora nákupu elektřiny [GWh/rok]
	mírné navýšení pro KVET		nákup beze změny, dodávka KVET
Environmentální přínosy			
Znečišťující látka	Výchozí stav [t/r]	Stav po realizaci [t/r]	Rozdíl [t/r]
Tuhé látky	3,5	3,3	0,2
SO ₂	191,5	151,4	40,1
NO _x	62,9	58,3	4,6
CO	11,9	11,7	0,3
C _x H _y	9,1	8,3	0,8
CO ₂	31 762	23 680	8 081
Ekonomická efektivnost			
Cash-Flow projektu [tis. Kč/r]	11,4	Doba hodnocení [roky]	25
Prostá doba návratnosti [roky]	9,1	Diskont [%]	6,0%
Reálná doba návratnosti [roky]	14	NPV [tis. Kč]	42,0
		IRR [%]	10,0%
Energetický auditor			
	Ing. Bohuslav Málek		Číslo osvědčení
Podpis			275
			Datum
			prosinec 2008

SEZNAM TABULEK

Tab. 1 – Základní charakteristiky zdrojů tepla na hnědé uhlí na CV1.....	9
Tab. 2 – Základní charakteristiky zdrojů tepla na zemní plyn na CV1	10
Tab. 3 – Základní charakteristiky zdrojů tepla na zemní plyn na CV2.....	10
Tab. 4 – Základní charakteristiky zdrojů tepla na zemní plyn na CV3.....	11
Tab. 5 – Základní charakteristiky zdrojů tepla na zemní plyn na CV4.....	11
Tab. 6 - Bilance vstupu paliv a energie (průměr let 2005 až 2007)	12
Tab. 7 - Bilance výroby energie na zdrojích.....	13
Tab. 8 - Základní energetická bilance.....	14
Tab. 9 - Základní technické ukazatele vlastních zdrojů.....	15
Tab. 10 - Podrobná bilance energie po jednotlivých oblastech za r. 2007 (TJ/r)	16
Tab. 11 - Bilance po maximalizaci úspory energie (TJ/r)	16
Tab. 12 - Upravená energetická bilance pro variantu 1	23
Tab. 13 - Upravená energetická bilance pro variantu 2	23
Tab. 14 - Upravená energetická bilance pro variantu 3	23
Tab. 15 - Uvažované ceny vstupů a výstupů	24
Tab. 16 - Ekonomické vyhodnocení variant EÚP.....	27
Tab. 17 - Uvažované emisní faktory pro jednotlivé formy paliv a energie užitých ve variantách	28
Tab. 18 – Bilance emisí na lokální i globální úrovni pro referenční variantu.....	28
Tab. 19 - Bilance emisí na lokální i globální úrovni pro variantu č. 1.....	29
Tab. 20 - Bilance emisí na lokální i globální úrovni pro variantu č. 2.....	29
Tab. 21 - Bilance emisí na lokální i globální úrovni pro variantu č. 3.....	29

PŘÍLOHY

PŘÍLOHA Č. 1 - Vstupní hodnoty a výsledky výpočtu jednotlivých variant

PŘÍLOHA Č. 2 - Výpočet emisních faktorů výroby/úspory elektřiny ze systémových elektráren skupiny ČEZ v ČR

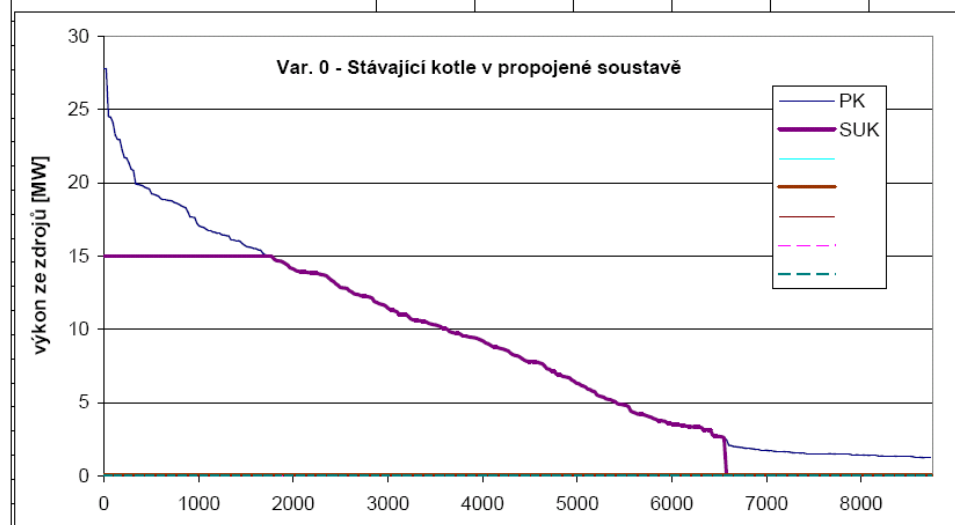
PŘÍLOHA Č. 1 - VSTUPNÍ HODNOTY A VÝSLEDKY VÝPOČTU JEDNOTLIVÝCH VARIANT

Tab. 1 – Podrobné ekonomické vyhodnocení jednotlivých variant vč. referenční (var. 0)

Energetický audit projektu rozšíření zdroje teplárenské společnosti					
varianta		0	1	2	3
charakteristika		Stávající	Nové pa	Nové te	KGJ s H
propojení		1	1	1	1
výkon stávajících uhelných kotlů (SUK)		15	5	5	10
výkon novho kotle na uhlí (NUK)		0	10	10	0
podíl biomasy při spoluspalování			0,25	0	
topný výkon NUK za VS		0	9,00	10,00	0
minimální výkon NUK			2,5	2,5	
zaklesnutí pro spolupráci		0	2,5	2,5	0
výkon kotle na biomasu (BK)		0			2
topný výkon BK za VS nebo v HV		0			2
minimální výkon BK					1
zaklesnutí pro spolupráci		0			0
svorkový výkon protitlakové turbíny		0	0,90	0	0
svorkový výkon KGJ		0	0	0	2,4
Inv. náklady celkem	MKč	0	103,33	82,058	68,69
nové zdroje		0	103,33	82,058	68,69
nové kotle na pevné palivo			75,3	72,1	7,9
doprava paliva, skládka			5	5	5
potrubí, red. stanice, čerpadla, úprava vody			5	2	2
stavba kotelny			3	3	1
TG s příslušenstvím, vyvedení výkonu			10		
výměníková stanice			5		
kogenerační jednotka s aku tepla					52,8
sítě		0	0	0	0
Náklady na opravy stáv. uhelných kotlů	MKč	90	30	30	60
Výsledky výpočtu					
spotřeba plynu	tm ³ /r	1,10	1,32	1,10	3,94
spotřeba uhlí	kt/r	18,10	14,61	17,14	11,19
spotřeba biomasy	kt/r	0,00	5,54	0,00	5,55
produkce emise CO ₂	kt/r	31,76	26,44	30,17	25,80
spotřeba tepla v palivu celkem	GWh/r	92,83	94,37	88,42	103,60
plyn kotle	GWh/r	10,36	12,43	10,36	12,75
plyn KGJ	GWh/r	0,00	0,00	0,00	24,45
uhlí stávající kotle	GWh/r	82,47	20,33	17,80	51,00
uhlí nové kotle	GWh/r	0,00	46,21	60,26	0,00
biomasa nové kotle	GWh/r	0,00	15,40	0,00	0,00
biomasový kotel	GWh/r	0,00	0,00	0,00	15,41
prodej elektřiny	GWh/r	0,00	4,56	0,00	10,16
Náklady na provoz celkem	MKč/r	59,28	59,03	52,63	84,78
plyn	MKč/r	14,98	17,42	14,98	43,39
uhlí	MKč/r	25,35	20,45	23,99	15,67
biomasa	MKč/r	0,00	8,32	0,00	8,32
údržba (KGJ, TG)	MKč/r	0,00	0,59	0,00	3,02
povolenky	MKč/r	11,91	9,91	11,32	9,67
Anuitní ekvivalent obnovy stáv. kotlů	MKč/r	7,04	2,35	2,35	4,69
Výnosy z prodeje elektřiny	MKč/r	0,00	11,12	0,00	23,18
Náklady minus výnosy	MKč/r	59,28	47,91	52,63	61,60
Úspora vůči referenční variantě	MKč/r		11,37	6,64	-2,32
úspora pal. nákladů			-5,86	1,36	-27,06
úspora ostatních nákladů			6,10	5,29	1,56
navýšení ceny tepla pro nákup povolenek	Kč/GJ	42,88			
diskontní faktor		6%			
doba životnosti projektu	roků	25			
prostá návratnost	roků		9,1	12,4	-29,6
reálná návratnost 6,0%	roků		13,5	23,2	-17,5
čistá souč.hodnota projektu (6,0% 25 let)	MKč		42,0	2,9	-98,4
vnitřní výnosové procento (25 let)			10,0%	6,4%	#NUM!

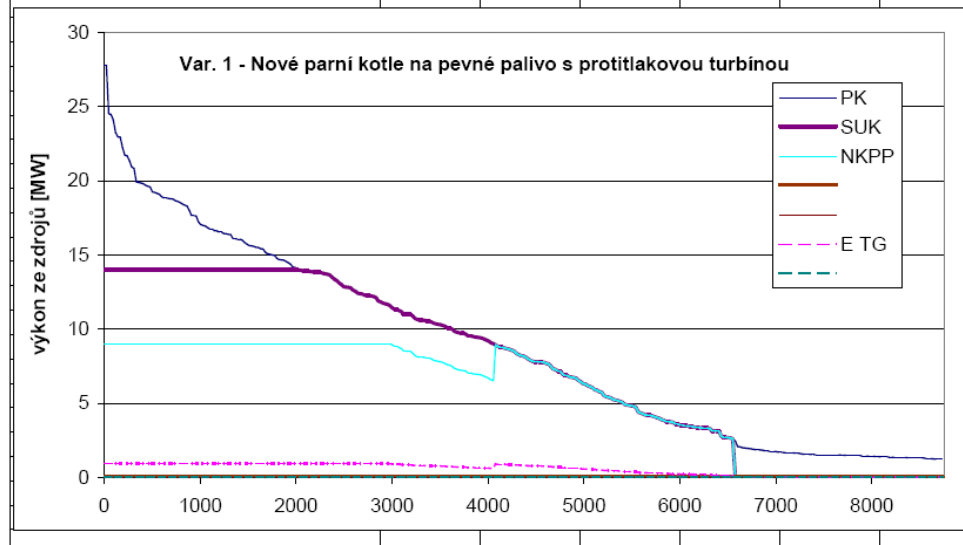
Tab. 2 – Podrobné ekonomické vyhodnocení referenční varianty

Varianta	0 Stávající kotle v propojené soustavě						
	výroba TJ/r	výroba GWh/r	účinnost	spotřeba paliva GWh/r			
Pokrytí potřeby tepla zdroji							
Celkem	277,76	77,16		92,83			
plynové kotle	34,31	9,53	92%	10,36			
stávající uhelné kotle	243,46	67,63	82%	82,47			
nové kotle na pevné palivo	0,00	0,00	88%	0,00	0% podíl biomasy		
biomasový kotel	0,00	0,00	85%	0,00			
KGJ	0,00	0,00	85%	0,00			
Výroba elektřiny		výroba GWh/r	účinnost	spotřeba p GWh/r	měr.nákl. r Kč/kWh	nákl. na údržbu MKč/r	
Celkem		0,00		0,00		0,00	
protitlaková TG		0,00	79%	0,00	0,10	0,00	
KGJ		0,00	85%	0,00	0,25	0,00	
Spotřeba paliv dle druhů		množství kt, tm3/r	výhřevnost MWh/t,m3	teplo v pal. GWh/r	cena Kč/kWh	náklady MKč/r	
Celkem				92,83		35,70	
plyn (spotřební složka)		1,10	9,44	10,36	1,00	10,36	
uhlí		18,10	4,56	82,47	0,31	25,35	
biomasa		0,00	2,78	0,00	0,54	0,00	
podíl biomasy vůči pevnému palivu celkem				0%			
Kapacitní platby za plyn	max.potřeb	denní výro	účinnost	denní spotř	cena		
	MW	MWh/den		GWh/r	Kč/kWh	MKč/r	
plynové kotle	12,79394	307,0545	92%	0,333755	13,84778	4,621764	
KGJ	0,00	0,00	85%	0,00	13,85	0,00	
celkem						4,62	
vztaženo na celk. spotř. plynu					0,45		
Emise CO2		emise kt CO2/r	emisní fakt tCO2/MWh	teplo v pal. GWh/r	cena povol Kč/tCO2	náklady MKč/r	
Celkem		31,76		92,83		11,91	
plyn		2,07	0,20	10,36	375	0,78	
uhlí		29,69	0,36	82,47	375	11,13	
biomasa		0,00	0,00	0,00		0,00	
Prodej elektřiny		vlastní spo	prodej do s	cena silové	příplatek	celková ce	výnosy
			GWh/r	Kč/kWh	Kč/kWh	Kč/kWh	MKč/r
Celkem			0				0
TG		2%	0,00	1,75	0,69	2,44	0
KGJ		1%	0	1,75	0,53	2,28	0
Rekapitulace							MKč/r
Náklady							52,24
palivové náklady							40,33
náklady na údržbu							0,00
nákup povolenek							11,91
Výnosy							0,00
Náklady minus výnosy							52,24



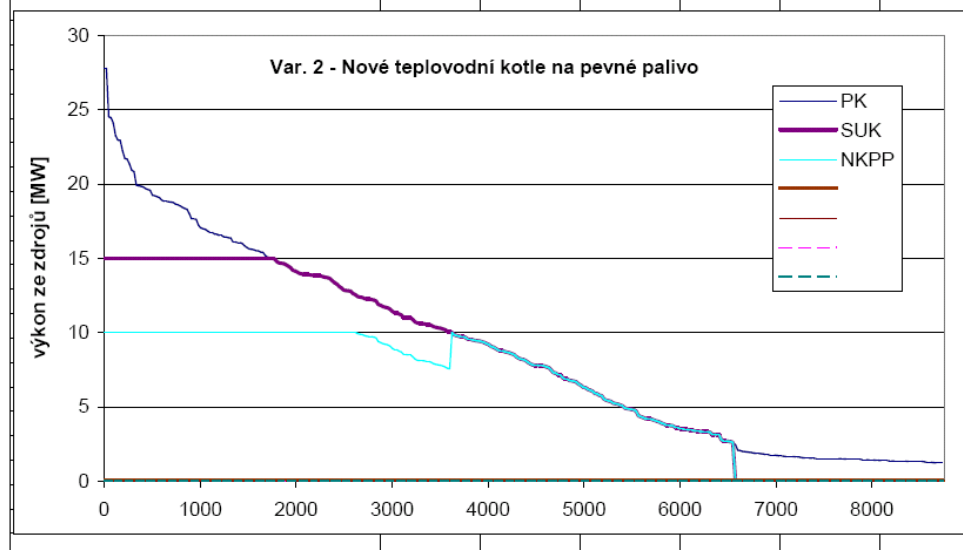
Tab. 3 – Podrobné ekonomické vyhodnocení varianty č. 1

1 Nové parní kotle na pevné palivo s protitlakovou turbínou						
Varianta	výroba	výroba	účinnost	spotřeba paliva		
Pokrytí potřeby tepla zdroji	TJ/r	GWh/r		GWh/r		
Celkem	277,76	77,16		88,50		
plynové kotle	41,18	11,44	92%	12,43		
stávající uhelné kotle	60,01	16,67	82%	20,33		
nové kotle na pevné palivo	176,57	49,05	88%	55,74	25%	podíl biomasy
biomasový kotel	0,00	0,00	85%	0,00		
KGJ	0,00	0,00	85%	0,00		
Výroba elektřiny						
		výroba	účinnost	spotřeba p	měr.nákl. n	nákl. na údržbu
		GWh/r		GWh/r	Kč/kWh	MKč/r
Celkem		4,65		5,87		0,59
protitlaková TG		4,65	79%	5,87	0,10	0,59
KGJ		0,00	85%	0,00	0,25	0,00
Spotřeba paliv dle druhů						
		množství	výhřevnost	teplo v pal.	cena	náklady
		kt, tm3/r	MWh/t,m3	GWh/r	Kč/kWh	MKč/r
Celkem				94,37		41,20
plyn (spotřební složka)		1,32	9,44	12,43	1,00	12,43
uhlí		14,61	4,56	66,54	0,31	20,45
biomasa		5,54	2,78	15,40	0,54	8,32
podíl biomasy vůči pevnému palivu celkem				19%		
Kapacitní platby za plyn						
	max.potřeba	denní výroba	účinnost	denní spotřeba	cena	
	MW	MWh/den		GWh/r	Kč/kWh	MKč/r
plynové kotle	13,79394	331,0545	92%	0,359842	13,84778	4,98301
KGJ	0,00	0,00	85%	0,00	13,85	0,00
celkem						4,98
vztaženo na celk. spotř. plynu					0,40	
Emise CO2						
		emise	emisní fakt	teplo v pal.	cena povolenek	náklady
		kt CO2/r	tCO2/MWh	GWh/r	Kč/tCO2	MKč/r
Celkem		26,44		94,37		9,91
plyn		2,49	0,20	12,43	375	0,93
uhlí		23,95	0,36	66,54	375	8,98
biomasa		0,00	0,00	15,40		0,00
Prodej elektřiny						
	vlastní spotřeba	prodej do sítě	cena silové	příplatek	celková cena	výnosy
	GWh/r	GWh/r	Kč/kWh	Kč/kWh	Kč/kWh	MKč/r
Celkem		4,558417				11,12254
TG	2%	4,56	1,75	0,69	2,44	11,12254
KGJ	1%	0	1,75	0,53	2,28	0
Rekapitulace						
						MKč/r
Náklady						56,68
palivové náklady						46,18
náklady na údržbu						0,59
nákup povolenek						9,91
Výnosy						11,12
Náklady minus výnosy						45,56



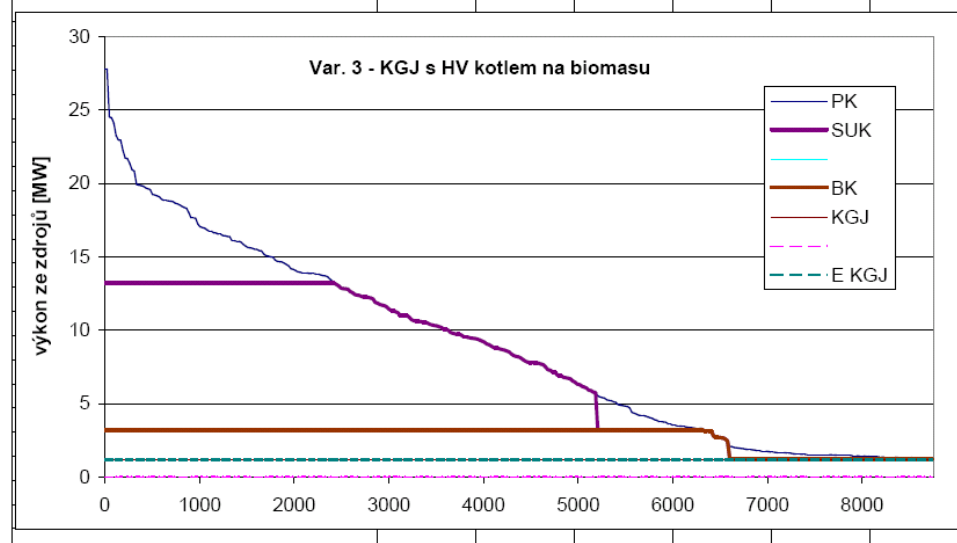
Tab. 4 – Podrobné ekonomické vyhodnocení varianty č. 2

Varianta	2 Nové teplovodní kotle na pevné palivo					
	výroba	výroba	účinnost	spotřeba paliva		
Pokrytí potřeby tepla zdroji	TJ/r	GWh/r		GWh/r		
Celkem	277,76	77,16		88,42		
plynové kotle	34,31	9,53	92%	10,36		
stávající uhelné kotle	52,55	14,60	82%	17,80		
nové kotle na pevné palivo	190,91	53,03	88%	60,26	0%	podíl biomasy
biomasový kotel	0,00	0,00	85%	0,00		
KGJ	0,00	0,00	85%	0,00		
Výroba elektřiny		výroba	účinnost	spotřeba p	měr.nákl. n	nákl. na údržbu
		GWh/r		GWh/r	Kč/kWh	MKč/r
Celkem		0,00		0,00		0,00
protitlaková TG		0,00	79%	0,00	0,10	0,00
KGJ		0,00	85%	0,00	0,25	0,00
Spotřeba paliv dle druhů		množství	výhřevnost	teplo v pal.	cena	náklady
		kt; tm3/r	MWh/t;m3	GWh/r	Kč/kWh	MKč/r
Celkem				88,42		34,35
plyn (spotřební složka)		1,10	9,44	10,36	1,00	10,36
uhlí		17,14	4,56	78,06	0,31	23,99
biomasa		0,00	2,78	0,00	0,54	0,00
podíl biomasy vůči pevnému palivu celkem				0%		
Kapacitní platby za plyn	max.potřeba	denní výro	účinnost	denní spotř	cena	
	MW	MWh/den		GWh/r	Kč/kWh	MKč/r
plynové kotle	12,79394	307,0545	92%	0,333755	13,84778	4,621764
KGJ	0,00	0,00	85%	0,00	13,85	0,00
celkem						4,62
vztaženo na celk. spotř. plynu					0,45	
Emise CO2		emise	emisní fakt	teplo v pal.	cena povol	náklady
		kt CO2/r	tCO2/MWh	GWh/r	Kč/tCO2	MKč/r
Celkem		30,17		88,42		11,32
plyn		2,07	0,20	10,36	375	0,78
uhlí		28,10	0,36	78,06	375	10,54
biomasa		0,00	0,00	0,00		0,00
Prodej elektřiny		vlastní spo	prodej do s	cena silové	příplatek	celková ce
			GWh/r	Kč/kWh	Kč/kWh	Kč/kWh
Celkem			0			0
TG		2%	0,00	1,75	0,69	2,44
KGJ		1%	0	1,75	0,53	2,28
Rekapitulace						MKč/r
Náklady						50,29
palivové náklady						38,97
náklady na údržbu						0,00
nákup povolenek						11,32
Výnosy						0,00
Náklady minus výnosy						50,29



Tab. 5 – Podrobné ekonomické vyhodnocení varianty č. 3

Variantha	3 KGJ s HV kotlem na biomasu					
Pokrytí potřeby tepla zdroji	TJ/r	výroba GWh/r	účinnost	spotřeba paliva GWh/r		
Celkem	277,76	77,16		91,52		
plynové kotle	42,22	11,73	92%	12,75		
stávající uhelné kotle	150,54	41,82	82%	51,00		
nové kotle na pevné palivo	0,00	0,00	88%	0,00	0%	podíl biomasy
biomasový kotel	47,16	13,10	85%	15,41		
KGJ	37,84	10,51	85%	12,37		
Výroba elektřiny		výroba GWh/r	účinnost	spotřeba p GWh/r	měr.nákl. n Kč/kWh	nákl. na údržbu MKč/r
Celkem		10,27		12,08		3,02
protitlaková TG		0,00	79%	0,00	0,10	0,00
KGJ		10,27	85%	12,08	0,25	3,02
Spotřeba paliv dle druhů		množství kt; tm3/r	výhřevnost MWh/t;m3	teplo v pal. GWh/r	cena Kč/kWh	náklady MKč/r
Celkem				103,60		61,19
plyn (spotřební složka)		3,94	9,44	37,19	1,00	37,19
uhlí		11,19	4,56	51,00	0,31	15,67
biomasa		5,55	2,78	15,41	0,54	8,32
podíl biomasy vůči pevnému palivu celkem						23%
Kapacitní platby za plyn	max.potřeba MW	denní výroba MWh/den	účinnost	denní spotřeba GWh/r	cena Kč/kWh	MKč/r
plynové kotle	14,59394	350,2545	92%	0,380711	13,84778	5,272007
KGJ	2,37	56,93	85%	0,07	13,85	0,93
celkem						6,20
vztaženo na celk. spotř. plynu						0,17
Emise CO2		emise kt CO2/r	emisní fakt tCO2/MWh	teplo v pal. GWh/r	cena povolenek Kč/tCO2	náklady MKč/r
Celkem		25,80		103,60		9,67
plyn		7,44	0,20	37,19	375	2,79
uhlí		18,36	0,36	51,00	375	6,88
biomasa		0,00	0,00	15,41		0,00
Prodej elektřiny	vlastní spotřeba	prodej do sítě	cena silové sítě	příplatek	celková cena	výnosy
		GWh/r	Kč/kWh	Kč/kWh	Kč/kWh	MKč/r
Celkem		10,16486				23,17588
TG	2%	0,00	1,75	0,69	2,44	0
KGJ	1%	10,16486	1,75	0,53	2,28	23,17588
Rekapitulace						MKč/r
Náklady						80,08
palivové náklady						67,39
náklady na údržbu						3,02
nákup povolenek						9,67
Výnosy						23,18
Náklady minus výnosy						56,91



PŘÍLOHA Č. 2 - VÝPOČET EMISNÍCH FAKTORŮ VÝROBY/ÚSPORY ELEKTŘINY ZE SYSTÉMOVÝCH ELEKTRÁREN SKUPINY ČEZ V ČR

Souhrnné emise škodlivin v r 2007 u ČEZ: tuny	CO	TZL	NOx	SO2	CO2
	4152	2954	67339	67466	38309904

Celková výroba tepla na "emisních" zdrojích elektřiny v roce 2007:	342905	TJ	95,25	TWh
Souhrnný prodej tepla v roce 2007:	15541	TJ		
korekce o teplo z EDU a JETE (odhad)	2000	TJ		
Celková spotřeba tepla na výrobu elektřiny v elektrárnách produkujících emise v roce 2007:	329364	TJ		
Celková výroba elektřiny ČEZ v roce 2007:	65,992	TWh	237571	TJ
z toho z uhelných elektráren	38,15	TWh	137340	TJ

Emisní faktory elektřiny pro bilanční výpočet úspor emisí realizací nových zdrojů elektřiny:

Průměrné emisní faktory elektřiny vyrobené v uhelných elektrárnách ČEZ provozovaných v ČR v roce 2007:

Škodlivina:	CO	TZL	NOx	SO2	CO2
Emisní faktor dané škodliviny v kg v přepočtu na GJ elektřiny	0,029	0,021	0,471	0,472	268
Emisní faktor dané škodliviny v kg v přepočtu na MWh elektřiny	0,105	0,074	1,695	1,699	965

*) Po odpočtu emisí připadajících na teplo využitě pro jiné účely než výrobu elektřiny (k dodávce odběratelům napojeným na systémy CZT, do nichž elektrárny teplo dodávají)

Průměrné emisní faktory elektřiny za všechny elektrárny ČEZ v ČR v roce 2007:

Škodlivina:	CO	TZL	NOx	SO2	CO2
Emisní faktor dané škodliviny v kg v přepočtu na GJ elektřiny	0,017	0,012	0,272	0,273	155
Emisní faktor dané škodliviny v kg v přepočtu na MWh elektřiny	0,060	0,043	0,980	0,982	558

Zdroj: Veřejné informace publikované ČEZ a ERÚ za rok 2007



Evropská unie

Spolufinancováno z Prioritní osy 8 OPŽP – Technické pomoci,
financované z Fondu soudržnosti

Ministerstvo životního prostředí

Státní fond životního prostředí České republiky

www.opzp.cz

Zelená linka 800 260 500

dotazy@sfzp.cz