



# **PŘÍRUČKA PRO REGIONÁLNÍ VYUŽITÍ KOGENERAČNÍCH ZDROJŮ**

**Vydala: Česká energetická agentura  
Vinohradská 8, 120 00 Praha 2**

**Vypracoval: RAEN spol. s r.o.  
CityPlan spol. s r.o.**

**Tato publikace je určena pro poradenskou činnost a byla zpracována  
v rámci Státního programu na podporu úspor energie a využití  
obnovitelných zdrojů energie**

# O B S A H

Seznam použitých zkratk a jejich označení	3
<b>A METODICKÁ ČÁST</b>	<b>6</b>
<b>1.0 Princip činnosti a přehled druhů kogeneračních zdrojů (tep. oběhy, způsob zapojení)</b>	<b>7</b>
1.1 Parní kogenerace (protitlaká kondenzační turbina s odběrem, parní stroj)	7
1.2 Plynová kogenerace	7
1.3 Paroplynová kogenerace	8
1.4 Palivové články	9
1.5 Provozní zkušenosti, dostupnost zařízení	9
<b>2.0 Provedení a aplikace kogeneračních zdrojů</b>	<b>10</b>
2.1 Parní kogenerace	10
2.2 Plynová kogenerace	11
2.2.1 Kogenerační jednotky se spalovacími motory (plyn, bioplyn, dřevní plyn)	11
2.2.2 Kogenerační jednotky se spalovacími turbínami	13
2.3 Paroplynová kogenerace	16
<b>3.0 Metodika uplatnění kogenerace</b>	<b>18</b>
3.1 Úvodní předpoklady	18
3.2 Ceny energií	19
3.3 Produkty kogenerace	20
3.4 Metodika posuzování konkurenceschopnosti	20
3.5 Metodika dělení nákladů na zdroj a dopravu tepla	21
3.6 Metodika postupu výrobce tepla při přípravě kogeneračního projektu	22
3.7 Zasahování státu do tržního prostředí kombinované výroby	23
<b>4.0 Metodika ekonomického hodnocení kogenerace</b>	<b>24</b>
4.1 Definice základních pojmů ekonomického hodnocení	25
4.2 Kriteria technicko ekonomické efektivity	34
4.3 Uplatnění kogenerace ve volném trhu s energií	35
4.4 Optimální výkon kogenerační jednotky	37
4.5 Riziková analýza	40
<b>5.0 Příčiny snižování konkurenceschopnosti kombinované výroby elektřiny a tepla</b>	<b>43</b>
5.1 Příklad optimalizace provozu kogenerační jednotky	45

<b>6.0 Podmínky využití kogeneračních zdrojů v regionech</b>	49
<b>7.0 Legislativa vztahující se k provozu kogeneračních zdrojů</b>	51
<b>B TYPOVÁ ŘEŠENÍ - PŘÍKLADY</b>	62
<b>1 Plynová kogenerace</b>	63
1.1 Plynová kogenerace s plynovými motory	63
1.2 Plynová kogenerace se spalovacími turbinami	73
<b>2 Parní kogenerace</b>	80
2.1 Parní kogenerace s parní turbinou (instalovanou jako točivá parní redukce)	80
2.2 Parní kogenerace s parní protitlakou turbinou	89
<b>C. PŘÍLOHY</b>	97
<b>1 Přehled dodavatelů kogeneračních zařízení</b>	98
1.1 Parní kogenerace	98
1.2 Plynová kogenerace	101
1.2.1 Kogenerační jednotky s plynovými motory	101
1.2.2 Kogenerační jednotky splynovými turbinami	106
<b>2. Přehled dodavatelů spalinových kotlů</b>	107

## Seznam použitých veličin a jejich označení

$a$	anuita
$a_u$	anuita úroku
$A_{pe}$	přikoupená energie
$A_{pr}$	roční dodávka energie na prahu výtopny
$a_{Tz}$	poměrná anuita pro dobu $Tz$
$C$	cena obecně
$C_e$	cena elektrické energie
$C_{pv}$	cena paliva
$C_{tv}$	cena tepla na prahu výtopny
$C_{tt}$	cena tepla na prahu teplárny
$CF$	tok hotovosti projektu (Cash flow)
$C_{pe}$	cena přikoupené energie
$C_{pvi}$	cena paliva typu $i$
$C_q$	cena tepla v palivu
$C_E$	výkupní cena elektřiny z KJ
$C_T$	výkupní cena za teplo z KJ
$C_Q$	prodejní cena tepla konkurenčního objektu
$D_a$	dividendy akcionářům
$\Sigma D$	daně
$E_d$	dodaná elektřina
$E_v$	vlastní spotřeba elektřiny
$E_{ev}$	dodávka el. energie z vlastního zdroje
$E_{dS}$	elektřina vyrobená v kog.jednotce a dodaná do sítě
$E_S$	elektřina vyrobená v kog.jednotce a spotřebovaná ve vlast.zařízení
$E_{KJ}$	elektřina vyrobená v kog.jednotce
$e_i$	očekávaná míra inflace
$F_{ost}$	ostatní finanční zdroje
$G$	spotřeba paliva obecně
$G_{pl}$	spotřeba ZP
$h$	počet provozních hodin
$k_o$	součinitel nákladů na sociální zabezpečení
$k_{ou}$	součinitel poruchovosti zařízení
$k_r$	součinitel nákladů na správní a zásobovací činnost
$k_{var}$	součinitel variabilních nákladů
$KJ$	kogenerační jednotka
$M_{pvi}$	množství paliva typu $i$ , spotřebované za rok
$n_i$	měrné investiční náklady
$n_{ou}$	měrné náklady na opravy a údržbu
$n_v$	měrné výrobní náklady
$n_E$	měrné výrobní náklady na elektriku
$n_Q$	měrné výrobní náklady na teplo
$N$	libovolná peněžní částka
$N_E$	výrobní náklady na elektřinu
$N_i$	investiční náklady
$N_{ij}$	roční splátka za $j$ -tý rok
$N_o$	roční odpis
$N_{oV}$	roční odpis výtopny

$N_{oT}$	roční odpis teplárny
$N_{oKJ}$	roční odpis KJ
$N_{oO}$	roční odpis ostatního zařízení
$N_V$	celkové roční výrobní náklady na elektřinu a teplo
$N_Q$	výrobní náklady na teplo
$N_v$	celkové výrobní náklady
$N_p$	provozní náklady
$N_{pu}$	provozní náklady na opravu a údržbu
$N_{pm}$	provozní náklady na osobní služby (mzdy)
$N_{pe}$	provozní náklady na zakoupenou energii
$N_{pez}$	náklady na záložní výkon
$N_{pex}$	provozní náklady na poplatky za emise
$N_{ppm}$	provozní náklady za provozní materiál
$N_{pp}$	provozní náklady palivové
$N_{pr}$	provozní náklady na režii a ostatní
$N_{psl}$	provozní náklady na zakoupené služby
$N_{pv}$	provozní náklady za vodu
$P_f$	příděly fondům
$P_i$	instalovaný výkon výrobní elektrické energie
$P_Z$	záložní výkon
$P_e$	výkon elektrický
$P_{eZ}$	výkon elektrický záložní
$P_K$	výkon KZ (KJ)
$P_p$	příkon v primárním palivu
$P_t$	instalovaný výkon tepelný
$P_{max}$	maximální potřebný výkon
$P_{poh}$	pohotovostní výkon
$p_n$	diskontní míra nominální
$p_r$	diskontní míra reálná
$p_i$	vnitřní úroková míra
$p$	diskontní míra (sazba)
$p_{zv}$	poplatek za záložní výkon
$Q$	teplo
$Q_d$	dodané teplo
$Q_v$	vyrobené teplo
$Q_K$	roční dodávka tepla z KZ
$Q_{\xi}$	dodávka tepla ze špičkového zdroje
$Q_r$	roční dodávka tepla
$Q_n$	výhřevnost paliva
$Q_{ni}$	střední roční výhřevnost paliva typu i.
$q_{pr}$	střední roční měrná spotřeba tepla v palivu
$r$	úročitel ( $1 + p$ )
$r_i$	vnitřní úročitel
$s$	úmor (částka, kterou se úvěr ročně splácí)
$S_u$	splátky úvěrů
$T_s$	doba splatnosti úvěru (umořovací období)
$T_p$	doba provozních let
$T_z$	doba životnosti zařízení
$u_T$	výše úroku z poskytnutého úroku
$U$	výše úvěru

$U_u$	úroky z úvěrů
$v$	odúročitel
$V$	výše tržby (výnosů) za rok
$V_V$	tržby z výtopny celkové
$V_T$	tržby z teplárny celkové
$V_{Te}$	tržby teplárny za elektřinu
$V_{Tt}$	tržby teplárny za teplo
$x_i$	porovnávaná veličina
$y_i$	porovnávaná veličina
$Z$	zisk projektu
$Z_b$	bilanční zisk (hrubý)
$Z_{bV}$	hrubý zisk z provozu výtopny
$Z_{bT}$	hrubý zisk z provozu teplárny
$Z_d$	disponibilní zisk (čistý)
$Z_p$	použitelný zisk
$Z_v$	volný zisk
$Z_{tz}$	diskontovaný tok hotovosti projektu
$Z_{tz}$	kriterium aktualizovaného zisku (NPV)
$\varphi$	součinitel citlivosti
$\sigma$	modul teplárenské výroby
$\alpha_z$	součinitel zlevnění
$\alpha$	teplárenský součinitel
$\alpha_r$	roční teplárenský součinitel
$\eta$	účinnost zařízení obecně
$\eta_k$	účinnost kotlů
$\eta_e$	elektrická účinnost kogenerační jednotky
$\eta_t$	tepelná účinnost kogenerační jednotky
$\eta_c$	celková účinnost kogenerační jednotky

Pro upřesnění některých výše uvedených označení se mohou vyskytnout doplňující indexy, např. (K, J, T, V), které budou vysvětleny v textu.

## **A METODICKÁ ČÁST**

## 1.0 PRINCIP ČINNOSTI A PŘEHLED DRUHŮ KOGENERAČNÍCH ZDROJŮ

Kogenerací je označována společná výroba tepla a el. energie. Tohoto efektu je možno dosáhnout za pomoci čtyř druhů zařízení lišících se způsobem i stupněm přeměny primárního paliva na el. energii a teplo. Jedná se o kogeneraci parní, plynovou, paroplynovou a kogeneraci pomocí palivových článků.

Zásadním faktorem určujícím kvalitativní stupeň přeměny primárního paliva v kogeneračním zařízení na elektrickou a tepelnou energii je elektrická resp. tepelná účinnost definovaná jako poměr elektrického resp. tepelného výkonu dodávaného zařízením ku příkonu v primárním palivu do zařízení přiváděného. V případě plynové a paroplynové kogenerace a palivových článků je palivo konvertováno na elektrickou a tepelnou energii přímo, v případě parní kogenerace je pro výrobu elektrické energie využita pára, vyráběná z paliva v kotli. Celková účinnost kogeneračního zařízení je součtem účinnosti elektrické a tepelné.

$$\eta_e = P_i / P_p$$

$$\eta_t = P_t / P_p$$

$$\eta_c = \eta_e + \eta_t$$

Vzhledem k vyšší kvalitativní hodnotě el. energie je snahou aplikovat zařízení s co nejvyšší elektrickou účinností, tento požadavek je však v praxi ovlivněn objektivními podmínkami možnosti nasazení určitého kogeneračního zařízení a též jeho investičními a provozními náklady mající přímý vliv na jeho ekonomii provozu.

Porovnání stupně výroby el. energie a tepla z primárního paliva ve výše zmíněných zařízeních je znázorněno na obr.1.

### 1.1 Parní kogenerace

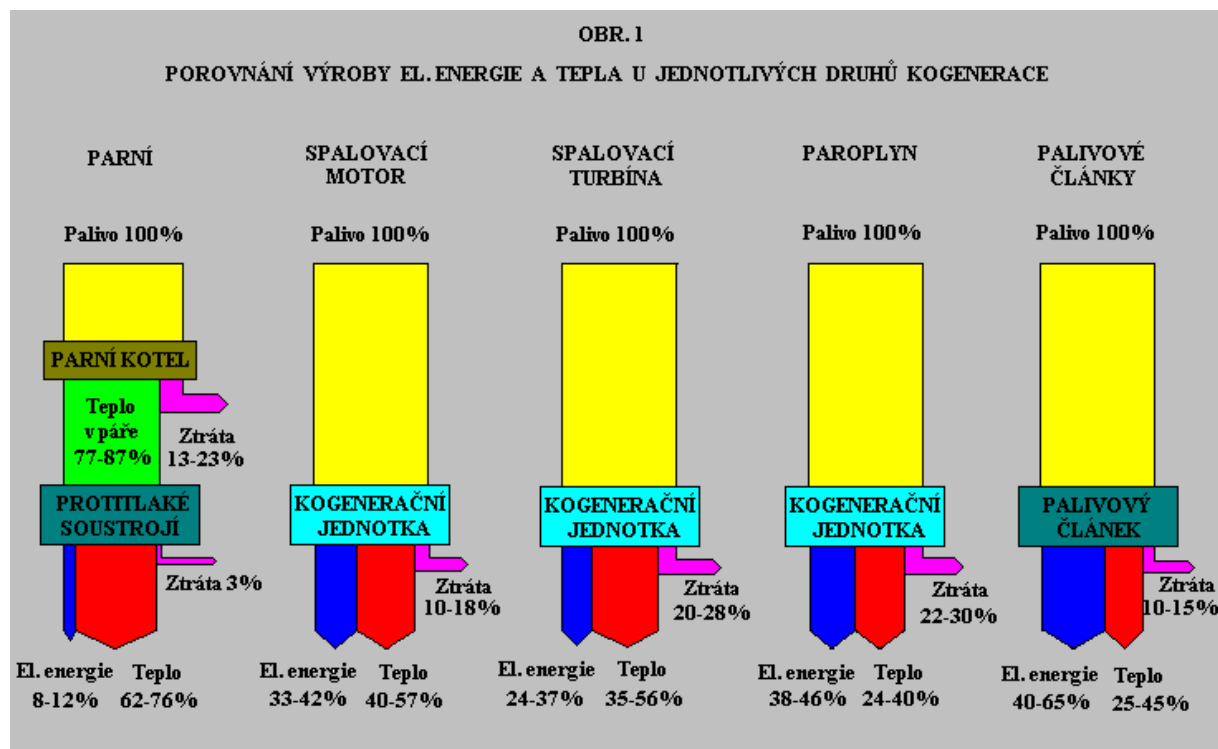
je označení pro společnou výrobu el. energie a tepla s využitím Rankinova cyklu prostřednictvím páry vyrobené v kotli spalujícím palivo pevné, kapalné nebo plynné, která je přiváděna do protitlaké nebo kondenzační odběrové parní turbíny pohánějící alternátor vyrábějící el. energii, využitelné teplo ve formě páry je odebíráno z protitlaku turbíny. Celková účinnost využití energie obsažené v primárním palivu je cca 74 - 84 %, přičemž dominantní je účinnost výroby tepla cca 62 - 76% (v závislosti na tlaku před a za turbínou) účinnost výroby el. energie je jen cca 8 - 12%. Stupeň zhodnocení primárního paliva na el. energii je tedy nízký, výhodou je možnost výroby páry spalováním levného paliva (uhlí, biomasa).

### 1.2 Plynová kogenerace

je označení pro společnou výrobu el. energie a tepla přímým spalováním plynu ve spalovacím motoru (otevřený Ottův cyklus) nebo spalovací turbíně (otevřený Braytonův cyklus) pohánějící



alternátor se současným využitím odpadního tepla z motoru nebo turbíny. Stupeň konverze energie obsažené v primárním palivu na el. energii je podstatně vyšší cca 24 - 42%, účinnost výroby tepla je cca 35 - 57%, celková účinnost využití energie v palivu činí cca 72 - 90%. Daní za vyšší podíl vyráběné el. energie je ale nutnost spalovat drahý zemní plyn, protože však motory i turbíny mohou



být provozovány i na jiná plynná paliva je možno plynovou kogeneraci zajistit i s odpadními hořlavými plyny jako např. bioplynem, dřevoplynem a skládkovým plynem. Nižší výhřevnost těchto plynů se však projeví v poněkud nižší elektrické účinnosti.

### 1.3 Paroplynová kogenerace

je označení pro společnou výrobu el. energie a tepla se snahou o maximální podíl výroby el. energie. To je zajištěno kombinací zařízení na plynovou a parní kogeneraci - někdy je též toto spojení označováno jako kombinovaný cyklus. Odpadním teplem ze spalin spalovací turbíny nebo motoru je vyráběna pára, která pohání soustrojí s parní turbínou, nebo je část takto vyrobené páry vsřikována do spalovací komory spalovací turbíny (tzv. Chengův cyklus).

Elektrická účinnost paroplynového zařízení závisí na provozních parametrech spalovací turbíny nebo motoru a parní turbíny, obvykle se pohybuje v rozmezí 38 - 46%, tepelná účinnost se pohybuje obvykle v rozmezí 25 - 40%.

#### **1.4 Palivové články**

V palivových člancích dochází k přímé přeměně chemické energie plynného paliva pomocí oxidačně - redukční reakce na el. energii a teplo. Tím se palivové články zcela zásadně liší od všech předchozích způsobů kogenerace, kde je chemická energie paliva nejprve přeměněna na energii mechanickou a teprve následně na elektrickou energii.

V důsledku přímé přeměny neobsahuje palivový článek žádné pohyblivé části, jeho chod je tedy bezhlučný a velmi spolehlivý.

Oxidačně - redukční reakce probíhá v elektrolytu, do kterého jsou vloženy dvě elektrody - anoda a katoda, na kterých je generována el. energie. Palivo je přiváděno k anodě, vzduch ke katodě, odpadní teplo je pomocí výměníků tepla využito pro výrobu páry nebo horké či teplé vody. Dle použitého elektrolytu a provozní teploty se elektrická účinnost pohybuje v rozmezí 40 - 65%, tepelná účinnost je potom cca 25 - 45%. Kromě vysoké elektrické účinnosti jsou palivové články pozoruhodné též velmi nízkými emisemi.

#### **1.5 Provozní zkušenosti, ceny, dostupnost**

Soustrojí s protitlakými parními turbínami jsou v rozsahu běžných výkonů (vyšší než cca 1 MW el. výkonu) vyráběna v ČR již desítky let s odpovídající spolehlivostí a běžnou dostupností a měrnou cenovou úrovní. V případě soustrojí o malých výkonech (cca 100 kWe) je v současné době k dispozici několik konstrukčních řešení, která v důsledku vývoje v posledních letech nejsou z hlediska provozních zkušeností ekvivalentní výkonům vyšším. Měrné ceny soustrojí jsou značně rozdílné dle velikosti zařízení - pro nejmenší výkony mohou dosahovat až 25 000 Kč/kWe, pro výkony řádově MWe jsou cca 8 000 - 10 000 Kč/kWe.

Kogenerační jednotky s plynovým motorem jsou v ČR jednak přímo vyráběny nebo dodávány prostřednictvím tuzemských zastoupení cizích výrobních firem. Zařízení všech těchto dodavatelů jsou již v tuzemsku aplikována v mnoha instalacích, lze již tedy čerpat z určitých provozních zkušeností, které ve většině případů jsou uspokojivé. Měrné ceny jednotek vztažené k instalovanému elektrickému výkonu jsou o něco vyšší než u parních soustrojí - obvykle se pohybují v rozsahu 12 000 - 16 000 Kč/kW el. výkonu.

Kogenerační jednotky se spalovací turbínou jsou kromě jediného tuzemského výrobce dodávány prostřednictvím tuzemských zastoupení cizích výrobců, v ČR je však zatím instalováno jen několik těchto zařízení s vcelku dobrými provozními zkušenostmi. Měrné ceny jsou vyšší než u jednotek s plynovými motory - obvykle cca 25 000 - 30 000 Kč/kWe.

Palivové články procházejí ve světě v současné době první fází komercializace a jejich ceny jsou zatím poměrně vysoké, v časovém horizontu přibližně 10 let lze však na základě dosavadního vývoje předpokládat snížení současných měrných cen (cca 50 000 - 100 000 Kč/kWe) na úroveň předchozích dvou zařízení pro plynovou kogeneraci. Protože tato příručka je určena zájemcům o kogeneraci realizovanou v blízké budoucnosti nejsou dále palivové články zmiňovány.

## 2.0 PROVEDENÍ A APLIKACE KOGENERAČNÍCH ZDROJŮ

### 2.1 Parní kogenerace

Je uskutečňována pomocí soustrojí protitlaká turbína - alternátor. Do turbíny je přiváděna pára, která je po expanzi odváděna o nižším tlaku pro využití jejího tepla ve spotřebitelském okruhu. Turbína pohání buď přímo nebo přes převodovku alternátor vyrábějící el. energii. Podle počtu otáček turbíny a počtu pólů alternátoru je volen převodový poměr převodovky tak, aby bylo dosaženo požadované frekvence 50 Hz vyráběné el. energie.

U nízkých výkonů v některých případech pohání vysokootáčková turbína vysokootáčkový alternátor a vyrobená el. energie je pomocí střídače konvertována na frekvenci a napětí sítě.

Elektrická účinnost soustrojí je poměr vyrobené el. energie a násobku rozdílu entalpie páry na vstupu a výstupu z turbíny a jejího průtoku. Pro požadovaný tlak páry v protitlaku je z hlediska hltnosti turbíny (tuny páry/hod) nutno pro co nejvyšší el. výkon soustrojí zajistit co nejvyšší tlak a teplotu páry na vstupu do turbíny.

Pro elektrické výkony v rozsahu 100 kW - 15 000 kW jsou dodávána soustrojí s protitlakými turbínami axiálními nebo radiálními. Z hlediska dosahované termodynamické účinnosti jsou výhodné moderní rychloběžné radiální turbíny jednostupňové nebo dvoustupňové s malou měrnou hmotností a krátkou dobou najíždění.

Turbíny axiální i radiální jsou v uvedeném výkonovém rozsahu konstruované pro parametry :

vstupní pára	tlak	0,8 - 6,5 MPa
	teplota	170 - 450°C
protitlak	tlak	0,1 - 0,7 MPa

Alternátory pro výrobu el. energie jsou u menších strojů asynchronní, pro vyšší výkony synchronní.

Regulace výkonu soustrojí je zajištěna regulačním ventilem na přívodu páry do turbíny, případně navíc natáčivými statorovými lopatkami. Soustrojí je obvykle dodáváno na společném rámu včetně mazání a regulace.

#### **Aplikace**

Soustrojí protitlaká turbína - alternátor lze aplikovat jak v průmyslových tak komunálních energetických zdrojích.

Tlak páry vyráběné v kotlích nebo dodávané z vnějšího parního přivaděče je obvykle vyšší než tlak požadovaný v konečných spotřebičích páry. V objektu zdroje je tedy instalována tlaková redukční stanice, v které je pára škrcena na požadovaný nižší tlak.

V takových případech je možno soustrojí s protitlakou turbínou instalovat paralelně nebo do série k stávající redukční stanici.

Soustrojí s protitlakou turbínou lze též instalovat i do fyzicky dožitých parních zdrojů dimenzovaných přímo na požadovaný odběrový tlak páry a tedy bez redukční stanice, při výměně dožitých kotlů v takovém zdroji je možno instalovat nové kotle o vyšším tlaku páry, které následně umožní instalaci protitlakého soustrojí.

Ve většině případů je odběr el. energie ve dne podstatně vyšší než v noci přičemž pokles spotřeby tepla v noci není tak markantní. Pokud je pára ve spotřebitelském okruhu též využívána pro horkovodní nebo teplovodní vytápění (pomocí výměníku pára - voda) je možno do vodního okruhu instalovat tepelný akumulátor. Soustrojí je potom možno dimenzovat na vyšší elektrický a tepelný výkon a provozovat je pouze v době vyššího tarifu odběru el. energie s vyšším zhodnocením vyrobené el. energie, přebytečné teplo dodané ze soustrojí je akumulováno a využito v noci (**viz obr. 2**).

## 2.2 Plynová kogenerace

### 2.2.1 Kogenerační jednotky se spalovacími motory

Kogenerační jednotka se spalovacím motorem se skládá ze zážehového spalovacího motoru pohánějící alternátor vyrábějící el. energii a výměníků pro využití odpadního tepla z motoru. Otáčky motoru jsou voleny tak, aby nebylo nutno mezi motor a alternátor instalovat převodovku.

Směs zemního plynu se spalovacím vzduchem je do válců dodávána pod tlakem turbokompresorem poháněným spaliny, kog. jednotka tedy nevyžaduje přívod tlakového zemního plynu, plyn může být dodáván z běžného potrubí s redukováným tlakem (jednotky až desítky kPa).

Odpadní teplo z motoru je pro využití odváděno pomocí dvou výměníků na dvou teplotních úrovních. První výměník odvádí teplo z bloku motoru a z oleje na úrovni cca 80 - 90 °C. Druhý výměník odvádí teplo z odcházejících výfukových spalin o teplotě cca 400 - 500°C. Výměníky jsou z hlediska průtoku teplotního média zapojeny do serie (**viz obr.3**).

Obvykle jsou kogenerační jednotky koncipovány pro dodávku tepla do teplovodního systému 90 / 70°C, méně 110/85°C. Ohřívaná voda ze zpátečky teplovodního systému (70°C) prochází nejprve prvním výměníkem, kde se přehřeje a je vedena do výměníku druhého, kde se dohřeje na požadovanou teplotu (90°C).

Ve zcela vyjimečných případech je teplo z kogenerační jednotky dodáváno zvlášť v teplé vodě (odpadní teplo bloku motoru a oleje) a zvlášť v páře (odpadní teplo spalin).

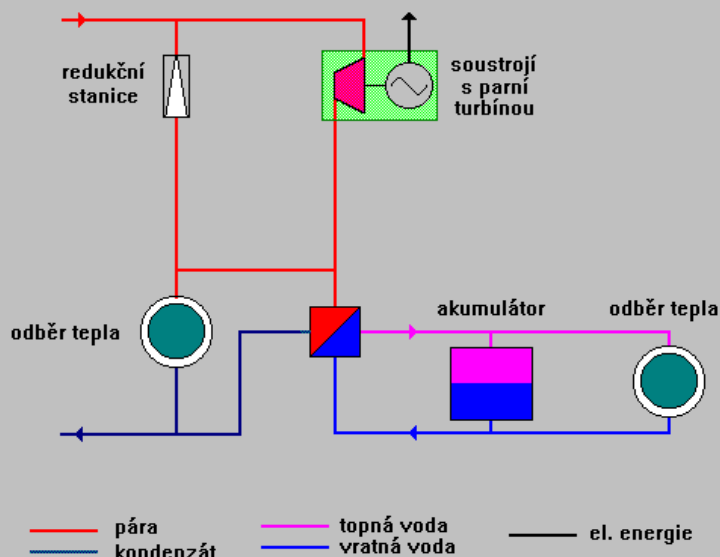
Pro možnost přechodného provozu kog. jednotky bez využití nebo s částečným využitím vyrobeného tepla jsou jednotky obvykle vybavovány nouzovým chladičem, který teplo z jednotky odvádí do atmosféry.

Elektrická účinnost je udána pro nominální výkon jednotky, při snižování výkonu jednotky není její pokles příliš markantní (na rozdíl od dále uvedených jednotek se spalovacími turbínami).

Kogenerační jednotky se zážehovými spalovacími motory se dodávají o el. výkonech v rozsahu od cca 20 kW do 5000 kW.

OBR. 2

## PARNÍ KOGENERACE



Pro provoz kogeneračních jednotek se spalovacími motory spalující zemní plyn platí v ČR emisní limity dané Vyhláškou MŽP č. 117 z 12.5 1997 pro referenční obsah kyslíku ve spalinách 5% :

NO<sub>x</sub> 500 mg/Nm<sup>3</sup>

CO 650 mg/Nm<sup>3</sup>

U provozovaných spalovacích motorů se obvykle koncentrace pohybují :

NO<sub>x</sub> cca 250 - 400 mg/Nm<sup>3</sup>

při aplikaci trojcestného katalyzátoru jen cca 100 mg/Nm<sup>3</sup>

CO cca 300 - 400 mg/Nm<sup>3</sup>

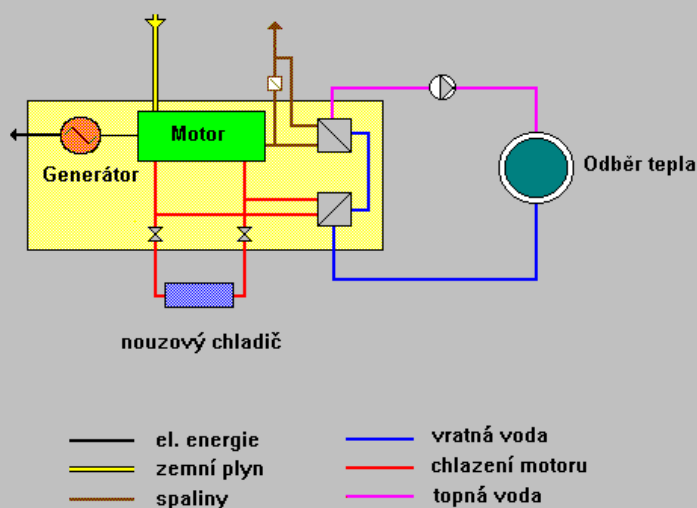
při aplikaci oxidačního katalyzátoru jen cca 30 mg/Nm<sup>3</sup>

### Aplikace

Kogenerační jednotku se spalovacím motorem lze instalovat prakticky do jakéhokoliv stávajícího nebo rekonstruovaného průmyslového nebo komunálního zdroje tepla pokud je v dané lokalitě dostupný hořlavý plyn v dostatečném množství a požadavek na dodávku tepla v teplé nebo horké vodě. Na rozdíl od tepla lze vyrobenou el. energii využít jak v subjektu, v kterém je umístěn zdroj tak ji lze dodávat do sítě. Velikost instalovaného výkonu jednotky a jeho časové provozní využití

OBR. 3

## PLYNOVÁ KOGENERACE SE SPALOVACÍM MOTOREM



je potom otázkou ekonomické optimalizace pro dané místní bilanční a cenové podmínky určující zhodnocení vyrobeného tepla a el. energie.

V tomto smyslu je v některých případech tak jako u parní kogenerace vhodné současně s kogenerační jednotkou instalovat tepelný akumulátor pro provoz jednotky pouze v době vyššího tarifu odběru el. energie s dodávkou přebytečného tepla ve zbývající době.

### 2.2.2 Kogenerační jednotky se spalovacími turbínami

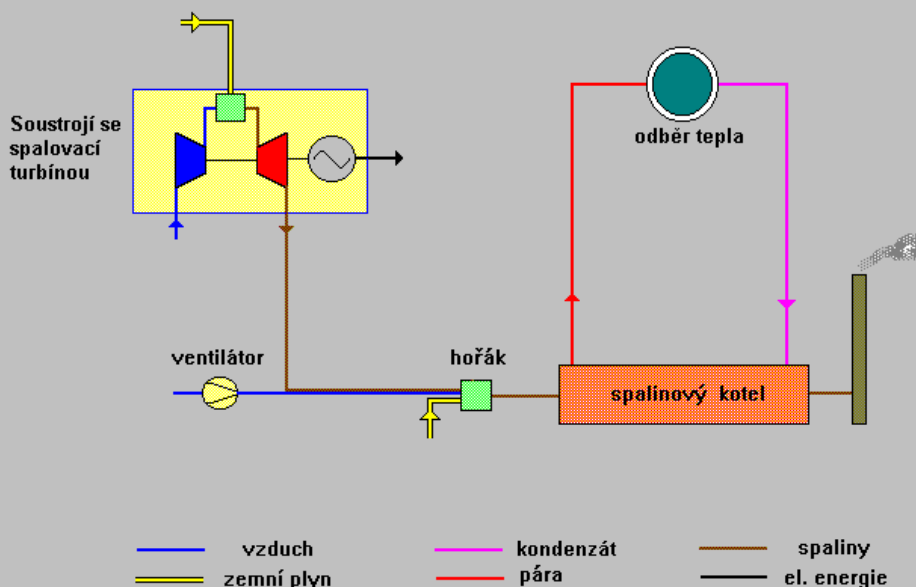
Sestávají ze soustrojí spalovací turbína - alternátor vyrábějícího el. energii a spalínového kotle, z kterého je dodáváno využitelné teplo ve formě teplé či horké vody nebo páry (**viz obr. 4**).

Spalovací vzduch je komprimován kompresorem (na stejné hřídeli s turbínou), a veden do spalovací komory kam je též přiváděn zemní plyn, spaliny ze spalovací komory jsou přiváděny na lopatky spalovací turbíny pohánějící obvykle přes převodovku alternátor. Zemní plyn pro pohon turbíny je na rozdíl od motoru nutno přivádět pod tlakem cca 1,5 - 2,5 MPa dle kompresního poměru turbíny.

Z turbíny jsou spaliny přiváděny do spalínového kotle pro výrobu tepla ve formě páry nebo horké resp. teplé vody. Při požadavku na zvýšení tepelného výkonu spalínového kotle je instalován tzv. přihřívací hořák spalující zemní plyn, který je vřazen do spalín proudících z turbíny do kotle a

OBR. 4

## PLYNOVÁ KOGENERACE SE SPALOVACÍ TURBÍNOU



zvyšuje teplotu spalin přicházejících z turbíny (cca 450 - 600°C) na max. cca 900°C. Na spalinové potrubí mezi turbínou a kotlem se obvykle instaluje uzavíratelný výfuk, kterým lze spaliny z turbíny vypouštět do ovzduší bez využití jejich citelného tepla. Tohoto výfuku se obvykle užívá při najíždění turbíny nebo při přechodném nižším odběru tepla.

Na elektrickou účinnost jednotky má největší vliv teplota spalin za spalovací komorou, ta je však omezena teplotní odolností materiálu lopatek. Palivo ve spalovací komoře je tedy spalováno za vysokého přebytku vzduchu pro udržení teploty na odpovídající úrovni. Spaliny odcházející ze spalovací turbíny mají v důsledku toho obsah kyslíku cca 15 - 18 % a v případě jejich přehřívání ve spalinovém kotli jsou prakticky silně předeřhátým spalovacím vzduchem.

Elektrická účinnost se též zvyšuje se zvyšujícím se kompresním poměrem turbíny. Tomu odpovídá též požadavek na vyšší tlak zemního plynu.

Elektrická účinnost pro jednotlivé konkrétní spalovací turbíny je definována pro její nominální výkon neboť při snižování výkonu elektrická účinnost dosti podstatně klesá.

Rozsah nominálních elektrických účinností soustrojí se spalovacími turbínami je velmi široký od cca 16% u starších typů s nízkou teplotou spalin před turbínou až po špičkové turbíny s účinností 38%. Všeobecně také platí, že se zvyšováním výkonu (velikost turbíny) roste i účinnost.

Kogenerační jednotky se spalovacími turbínami se dodávají o el. výkonech v rozsahu od cca 1 000 kW do 200 000 kW.

Nominální výkon spalovací turbíny je dán pro tzv. ISO podmínky t.j.

tlak vzduchu 101 300 Pa

teplota vzduchu + 15°C

Při snižující se teplotě se výkon zvyšuje a naopak (např.):

pro -20°C je výkon cca 120% nominálního

+30°C 85% nominálního

V souvislosti s použitím konkrétního uspořádání spalínového kotle (tlaková ztráta na straně spalín) a sání vzduchu do kompresoru turbíny je ovlivněn výkon spalovací turbíny a účinnost. Např. při tlakové ztrátě v sání 3000 Pa je pokles výkonu o cca 8% a účinnosti cca o 5%. Při stejné ztrátě na výtlačku je pokles výkonu o cca 6% a účinnosti o 4%.

Pro provoz spalovacích turbín platí v ČR emisní limity dané Vyhláškou MŽP č. 117 z 12.5 1997 pro referenční obsah kyslíku ve spalínách 15% :

objemový tok spalín (m <sup>3</sup> /h)	tuhé látky (mg/Nm <sup>3</sup> )	SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	NO <sub>x</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )
do 60 000	100	1700	350	100
nad 60 000	50	1700	300	100

U provozovaných spalovacích turbín se koncentrace NO<sub>x</sub> obvykle pohybují v rozmezí cca 150 až 250 mg/Nm<sup>3</sup> (15% kyslíku). Pomocí vstřiku vody resp. vodní páry do spalovací komory spalovací turbíny je dosaženo snížení NO<sub>x</sub> až na cca 70 mg/Nm<sup>3</sup>. Obsah CO ve spalínách je obvykle cca 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

### **Aplikace**

Možnost volby media, na kterém je odváděno teplo ze spalínového kotle je z hlediska jeho využitelnosti dle požadavků spotřeby hlavní výhodou kogeneračních jednotek se spalovacími turbínami (možná dodávka celého tepelného výkonu v páře) proti kogeneračním jednotkám se spalovacími motory (dodávka tepla v teplé nebo horké vodě, ve vyjimečných případech dodávka jen části tepelného výkonu v páře).

Spalovací turbíny však na rozdíl od spalovacích motorů vyžadují dodávku tlakového plynu, v případech, že v místě instalace není k dispozici patřičný tlak je nutno instalovat posilovací kompresor, který celou instalaci zdražuje a svým el. příkonem snižuje efekt kog. jednotky. Požadavek na dodávku tlakového plynu dokonce v některých případech znemožňuje instalaci kog. jednotky v důsledku zákazu dopravy tlakového plynu v dané lokalitě z bezpečnostních důvodů (např. chemické provozy s nebezpečím výbuchu).



Naopak v některých případech lze spaliny z turbíny využít přímo jejich zaváděním do technologického procesu, např. v cementárnách nebo keramické výrobě (sušárny), tato aplikace plynové kogenerace je tedy investičně méně náročná.

Vzhledem k podstatně vyšší složitosti, vyšší měrné cenové náročnosti a nižší elektrické účinnosti (především u menších jednotek) je možno instalaci kog. jednotek se spalovací turbínou uvažovat pouze do větších průmyslových nebo komunálních zdrojů (s instalovaným tepelným výkonem řádově desítky MW) s požadavkem na dodávku páry.

### 2.3 Paroplynová kogenerace

Kombinací oběhu spalovací a parní turbíny, tzv. paroplynovým cyklem, s využitím jejich specifických energeticky výhodných vlastností je dosaženo vyššího stupně konverze chemické energie paliva na energii elektrickou než při aplikaci jen kogenerační jednotky se spalovací turbínou. Paroplynovou kogenerací je tedy myšleno přiřazení parního protitlakého soustrojí ke kogenerační jednotce se spalovací turbínou (**viz obr. 5**) nebo vyjímečně ke kog. jednotce se spalovacím motorem.

Pára vyrobená v kotli využitím tepla spalín ze spalovací turbíny nebo motoru pohání tedy ještě parní turbínu. Vzhledem k zajištění požadavku na vyšší parametry páry a současně ne příliš velkého a drahého spalínového kotle je třeba zajistit odpovídající teplotní spád mezi parou a spalínami což vyžaduje v některých případech zvýšení teploty spalín ze spalovací turbíny jejich přitápěním ve spalínovém kotli pomocí přehřívacího hořáku.

Poměrem dodávky paliva do spalovací komory turbíny a spalínového kotle je potom dán poměr výkonu spalovací a parní turbíny. U větších instalací se obvykle používá dvoutlakového spalínového kotle a tomu odpovídající dvoutlakové parní turbíny.

Poměr výkonů spalovací a parní turbíny je ve většině případů přibližně 3:1 až 4:1.

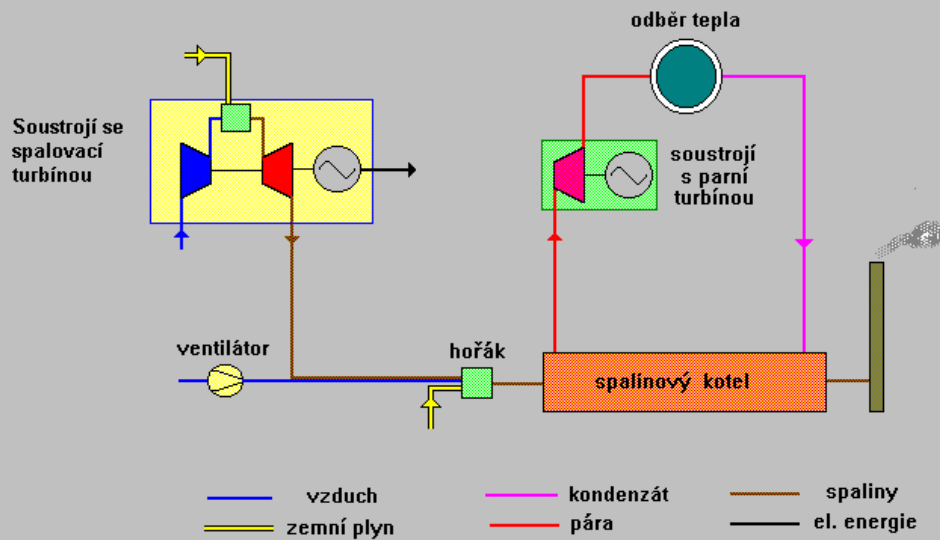
Paroplynovou kogenerací je možno též zajistit tzv. Chengovým cyklem (**viz obr.6**).

Při tomto provedení je pára vyrobená ve spalínovém kotli přiváděna do spalovací komory spalovací turbíny čímž zvyšuje hmotnostní tok na lopatky turbíny. Tím zvyšuje nejen výkon spalovací turbíny, která v tomto režimu pracuje částečně jako parní turbína ale též zvyšuje účinnost turbíny. Pára dodávaná do spalovací komory nemusí být přehřátá což se pozitivně projeví jak v jednoduchosti a nižší ceně spalínového kotle tak ve vyšším vychlazení spalín odcházejících z kotle, to má za následek zvýšení tepelné účinnosti paroplynové jednotky. Na druhé straně jsou vyšší provozní náklady na stálou dodávku speciálně upravené přídavné vody ekvivalentní množství vstříkované páry, která po průchodu turbínou a spalínovým kotlem je odváděna se spalínami do atmosféry.

Hmotový poměr vstříkované páry ku spalínám se u dosud provozovaných zařízení pohybuje v rozsahu cca 3 - 20%. Aplikací Chengova cyklu je dosaženo zvýšení výkonu turbíny až o 40% a zvýšení její účinnosti až o 8%.

OBR. 5

## PAROPLYNOVÁ KOGENERACE S PARNÍ TURBÍNOU

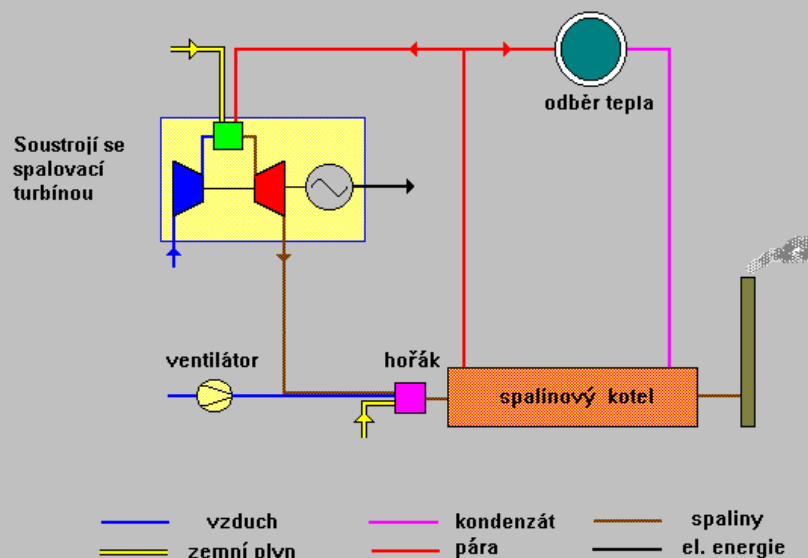


### Aplikace

Paroplynová kogenerace se vzhledem ke své složitosti obvykle uplatňuje pouze u průmyslových a komunálních zdrojů s velmi vysokým tepelným výkonem (řádově desítky až stovky MW). Protože lze měnit poměr množství vyrobené páry přiváděné na parní turbínu resp. na vstřík do spalovací komory a množství tepla přiváděné přímo do spotřeby lze paroplynovou kogenerační jednotku v klasickém provedení (s parní turbínou) nebo pracující dle Chengova cyklu provozovat v širokém rozsahu poměru elektrického a tepelného výkonu dle požadavku spotřeby.

OBR. 6

## PAROPLYNOVÁ KOGENERACE S CHENGOVÝM CYKLEM



### 3.0 METODIKA UPLATNĚNÍ KOGENERACE

#### 3.1 Úvodní předpoklady

Jak již bylo dříve uvedeno, prospěšnost kombinované výroby elektřiny a tepla (kogenerace) tkví ve vyšším využití primární energie, než je tomu při jejich oddělené výrobě (monovýrobě).

Vyšší využití primární energie se dosahuje vyšší termodynamickou účinností procesu energetických transformací a tedy snížení množství spalovaného paliva.

Snižování množství spalovaného paliva pro výrobu požadovaného množství tepla resp. elektřiny vede ke snížení zátěže životního prostředí vlivem emisí plynů způsobujících kyselou dešť (acidifikace) i skleníkových plynů přispívajících ke globálnímu oteplování a změně klimatu Země.

Naproti tomu stojí realita globalizace ekonomiky projevující se liberalizací a deregulací energetiky včetně síťových odvětví elektroenergetiky, plynárenství i zásobování teplem.

Nejvýznamnější mezinárodní závazky a úmluvy, které budou nejen ovlivňovat, ale patrně též spoluurčovat postavení kogeračních technologií v oboru zásobování energií, jsou a budou nařízení, směrnice a doporučení EU, které vycházejí z potřeby zajistit :

- princip trvale udržitelného rozvoje

- globální konkurenceschopnost Evropy (zejména vůči USA a Japonsku) která vyžaduje uvolnit vnitřní trh s energiemi.

Vnitřní trh s energiemi bude nejvíce ovlivňován směrnicemi pro deregulaci:

- elektroenergetiky (Směrnice č. 96/92 EC Evropského parlamentu a Rady o obecných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, schválena v prosinci 1996), která byla uvedena v život 19.2.1999.
- plynárenství (Směrnice č. 98/30/EC Evropského parlamentu a Rady o společných pravidlech vnitřního trhu se zemním plynem schválena 11. května 1998).

Požadavek zajištění trvale udržitelného rozvoje tvoří významnou část závazků a úmluv ovlivňujících vzájemné vztahy i vnitřní politiku členských zemí EU:

- snižování energetické náročnosti ekonomik členských zemí
- šetrné čerpání neobnovitelných zdrojů primární energie
- snižování emisí škodlivin
- snižování emisí skleníkových plynů.

Výroba a doprava tepelné energie je z hlediska EU sice považována za místní či regionální záležitost avšak podpora rozvoje kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET) je v rámci hospodářské politiky EU pokládána za významný nástroj politiky trvale udržitelného rozvoje, neboť přispívá ke snižování emisí CO<sub>2</sub> zvýšením účinnosti využití primárních paliv.

### **3.2 Ceny energií**

Obě zmíněné deregulační směrnice zavádějící volný vnitřní trh s oběma energiemi v rámci EU budou do značné míry ovlivňovat cenu plynu a elektřiny. Lze očekávat, že bude dosaženo stavu, kdy všichni zákazníci budou tzv. oprávnění, tj. oprávnění svobodně uzavírat smlouvy na dodávku energie s kýmkoliv.

Cena centralizovaného tepla bude na trhu soutěžit se substitučními energiemi pro vytápění, zejména s individuálním vytápěním zemním plynem a topným olejem.

Při tvorbě ceny centralizovaného tepla lze v příštích letech očekávat, že:

- Patrně budou prosazovány volné ceny tepla, jejíž maximální výše bude případně omezena regulátorem na vládní a/nebo regionální úrovni, pokud bude regulace při existující konkurenci vůbec nutná.
- Ve sporných případech bude pověřený orgán oprávněn kontrolovat kalkulaci cen tepla.

Z logiky tržního prostředí vyplývá, že jako jediná možná bude v systémech KVET uplatňována obchodní (ekonomická) metoda dělení nákladů na elektřinu a teplo. V zásadě by měly být oba výrobky, elektřina i teplo levnější než v případě monovýroby. Skutečná výše cen bude pak zřejmě odvozována od podmínek na místním trhu, a to primárně na trhu s elektřinou.

### 3.3 Produkty kogenerace

Kogenerační technologie umožňují vyrábět celou řadu „produktů“:

- Elektroenergetické produkty:
  - Elektrická práce
  - Regulační výkon
  - Záložní výkon
  - Jalová energie
- Tepelné produkty:
  - Teplo pro technologické procesy
  - Teplo pro vytápění
  - Teplo pro přípravu TUV
  - Chlad (absorpční technologie)

### 3.4 Metodika posuzování konkurenceschopnosti

Úspory primární energie závisí na množství tepla vyrobeného v teplárnách, které nahrazuje teplo, které by jinak bylo vyrobeno ve výtopnách, nebo elektřinu, která by jinak byla použita k vytápění nebo k ohřevu teplé užitkové vody. Toto množství tepla však bude záviset na působení ekonomických podmínkách spotřebitele i nabídce na trhu s teplem a elektřinou.

Projekty v kogeneračních zařízeních musí být proto navrhovány se znalostí poptávky po výše uvedených produktech a se znalostí konkurenčních (substitučních) technologií poskytujících stejný, příp. obdobný užitek:

- Výroba elektřiny v základním zatížení čelí konkurenci levné elektřině z jaderných a uhelných elektráren.
- Výroba špičkové elektřiny čelí konkurenci akumulárních vodních elektráren a špičkových elektráren s plynovými turbinami (na LTO, případně zemní plyn), resp. neplánovanému dovozu.
- Poskytování záložního výkonu čelí konkurenci záložních dieselařegátů a špičkových elektráren s plynovými turbinami (na LTO, případně zemní plyn), resp. neplánovanému dovozu.
- Výroba tepla čelí konkurenci jeho monovýroby – zejména ze zemního plynu (pro TUV též z elektřiny).
- Výroba chladu čelí konkurenci kompresorových chladících agregátů.

Při ekonomickém řazení zdrojů pracuje kogenerační zdroj pouze v době, kdy kombinovaným způsobem vyráběné teplo i elektřina jsou levnější, než nákup elektřiny a tepla z konkurenčních zdrojů. Tato alternativa může vyústit v odstavení kogeneračních zdrojů. Protože je často možné vyrobené teplo skladovat v akumulačních nádržích, je možné provozovat kogenerační zdroje během špičkového a vysokého zatížení denního diagramu elektřiny a souběžně vyrobené teplo akumulovat. V době nízkého zatížení denního diagramu elektřiny je pak kogenerační zdroj odstaven a teplo je do tepelné sítě odebíráno akumulátoru tepla.

Je důležité přizpůsobit způsob dodávky druhu poptávky. Systém s velkými investičními náklady a nízkými provozními náklady je užíván hlavně pro pokrytí základního zatížení. Systém s menšími investičními náklady a vyššími provozními náklady bývá užíván pro pokrytí špičkového zatížení. Ty mohou plnit i další ekonomicky významné úlohy, tzv. systémové služby. Pro snazší využití menších kogeneračních zdrojů na trhu systémových služeb (regulační a záložní výkon) je vhodné jejich územní seskupení a hromadné dálkové ovládání z dispečinku – obdobně jako je tomu při hromadném dálkovém ovládání skupin spotřebičů (přímotopů).

### **3.5 Metodika dělení nákladů na zdroj a dopravu tepla**

Jak bylo již zmíněno, z logiky tržního prostředí vyplývá, že jako jediná možná bude v systémech kombinované výroby uplatňována obchodní (ekonomická) metoda dělení nákladů na elektřinu a teplo. Tato metoda má oporu i ve fyzikální podstatě výroby elektřiny na jejímž počátku je výroba tepla, následuje přeměna tohoto vyrobeného tepla na mechanickou a elektrickou práci, a celý cyklus končí uvolněním nízkopotenciálního tepla do okolí. Proto by retrogradní kalkulace nákladů na výrobu tepla měla začínat u tržní ceny elektřiny a končit určením ekonomického prostoru pro dopravu tepla, tj. určením maximální rozsáhlosti tepelné distribuční sítě:

1. krok:

Tržní cena elektřiny (elektroenergetických produktů)  
- požadovaná zisková marže na výrobu elektřiny  
= maximální akceptovatelné náklady na výrobu elektřiny

2. krok:

Celkové náklady kogeneračního zdroje  
- maximální akceptovatelné náklady na výrobu elektřiny  
= náklady na výrobu tepla

3. krok:

Tržní cena tepla (konkurenční substituční monovýroba tepla)  
- požadovaná zisková marže na výrobu a dopravu tepla  
= maximální akceptovatelná náklady na výrobu a dopravu tepla

4. krok:

Maximální akceptovatelná náklady na výrobu a dopravu tepla  
- náklady na výrobu tepla  
= maximální akceptovatelná náklady na dopravu tepla

**Poznámka:** Zisková marže je závislá zejména na kapitálové náročnosti. Nákladnější zařízení vyžadují vyšší míru zisku, než zařízení méně nákladná.

Místní kogenerační zdroje s malými výkony 100 kW až 5 MW, jejichž měrné náklady jsou vyšší než větších zařízení, vyžadují malé a proto méně nákladné rozvodné sítě tepla. Velké teplárny s výkonem nad 50 MW mají nižší měrné výrobní náklady, a proto umožňují zásobování velkých a nákladných tepelných sítí, které agregují poptávku pro velký zdroj z podstatně většího území.

Rozhodování o centralizaci či decentralizaci proto souvisí s charakteristikami „úspory z velikosti“ jednotlivých technologií. Zatímco technologie na bázi uhlí jsou výhodnější při větších výkonech, plynové kogenerační technologie umožňují výraznější decentralizaci a uplatnění kogenerace i při zásobování jednotlivých budov. Tím rozšiřují významně tržní potenciál pro kogenerační výrobu i mimo velká města.

### **3.6 Metodika postupu výrobce tepla při přípravě kogeneračního projektu**

1. Průzkum trhu tepla, maximální výkon a roční spotřeba pro jednotlivé druhy produktů (technologické teplo, vytápění, TUV).
2. Upřesnění trhu tepla: roční diagram (resp. křivka trvání výkonu), typické denní diagramy s rozlišením ročního období, pracovních dnů a dnů pracovního klidu.
3. Upřesnění vlastní spotřeby elektřiny, typické denní diagramy s rozlišením ročního období, pracovních dnů a dnů pracovního klidu.
4. Průzkum externího trhu s elektřinou pro uplatnění přebytků nad hranicí vlastní spotřeby elektřiny, poptávka po regulačním a záložním výkonu.
5. Vyhodnocení ceny paliva a tarifů za jeho nákup.
6. Vyhodnocení konkurenceschopné ceny tepla v součtu celého řetězce jeho výroby a dopravy ke spotřebiteli.
7. Vyhodnocení konkurenceschopné ceny elektřiny a možných tarifů prodeje jejich jednotlivých složek.
8. Průzkum možných kombinací technologického uspořádání kogeneračního zdroje.
9. Volba velikosti výkonu kogeneračního zdroje

10. Sestavení analytického nákladového modelu pro způsob provozu během dne při měnícím se odběrovém diagramu tepla a změnách tarifu elektřiny, provedení citlivostních analýz a jejich vyhodnocení.
11. Vyšetření zařazení akumulátoru tepla, je-li to technologicky možné, pro zlepšení ekonomie provozu výrobou špičkové elektřiny namísto výroby elektřiny v základním zatížení.
12. Vyšetření možného vlivu regulace elektrického výkonu.
13. Sladění obchodních podmínek a technologického návrhu pro dosažení stabilních ekonomických výnosů.
14. Sestavení syntetického nákladového modelu pro roční objemy výroby, provedení citlivostních analýz a jejich vyhodnocení.
15. Návrh způsobu financování.
16. Sestavení toku hotovosti a výpočet ziskových kritérií (současná čistá hodnota diskontovaného toku hotovosti NPV, vnitřní výnosová míra IRR, doba návratnosti).
17. Ocenění tržní hodnoty podnikatelského záměru.
18. Zpracování výsledků do formy studie proveditelnosti a podnikatelského záměru.
19. Jednání s potenciálními investory a případně vytvoření projektové společnosti.
20. Uzavření smluv na nákup paliva, prodej tepla a elektřiny.
21. Vypracování dokumentace k územnímu řízení.
22. Uzavření smluv na financování.
23. Výběr dodavatele a uzavření smlouvy o dílo.
24. Uzavření případné smlouvy na externí údržbu a servis.
25. Vypracování dokumentace pro stavební povolení.
26. Projektové řízení a autorský dozor při výstavbě.
27. Uvedení do provozu.

### **3.7 Zasahování státu do tržního prostředí kombinované výroby**

V období nedokončené transformace je zasahování státu nutné. Využití potenciálu kogenerace totiž naráží na překážky způsobené nedokončenou transformací energetického sektoru, ve kterém přetrvávají z minulého režimu cenové deformace, kterými jsou zejména křížové dotace elektřiny a zemního plynu pro domácnosti a nevhodné tarify. Tento stav v ČR vlivem zkrácených cen elektřiny a zemního plynu obor zásobování teplem znevýhodňuje a destabilizuje.

ČR přijala mezinárodní závazky o zatížení životního prostředí v důsledku vypouštění skleníkových plynů (snížování produkce CO<sub>2</sub>), avšak zejména ve vztahu ke kombinované výrobě elektřiny a tepla působí ekonomické prostředí v ČR právě opačně.

Hospodářská politika státu, která je souhrnem jednotlivých odvětvových politik by se měla především opírat o vysokou energetickou účinnost, která významně přispívá k bezpečnějšímu a zdravějšímu životnímu prostředí, snižuje závislost státu na vnějších zdrojích energie a přispívá k hospodářskému



růstu a zaměstnanosti. Iniciativy zaměřené na zvyšování energetické účinnosti by měly být zakotveny v energetické politice státu. Energetika jako výrobní obor se na opatřeních pro omezení produkce CO<sub>2</sub> musí podílet již na samém počátku prostřednictvím této energetické politiky. Rozvoj teplárenské technologie (kombinované výroby tepla a elektřiny) patří k rozhodujícím činitelům budoucí hospodářské prosperity, a proto je důležité zabývat se ekonomickými nástroji pro jejich širší uplatnění.

ČR se musí urychleně přizpůsobovat energetické a ekologické politice EU. Na základě výsledků 3. konference stran účastnících se Rámcové konvence OSN o změnách klimatu konané v prosinci 1997 v Kyotu, rozhodla rada EU dne 18.12.1997 o strategii EU na podporu kombinované výroby tepla a energie (98/C4/01). Předpokládá se zdvojnásobení celkového podílu KVET v EU a jednotlivým státům se doporučuje podpořit splnění těchto cílů a odstraňovat překážky rozvoji KVET.

ČR by měla tato doporučení Rady EU nejen přijmout, ale urychleně vytvořit v ČR podmínky pro podporu KVET a odstranit překážky, které brání jejímu rozvoji.

Využití dlouhodobého potenciálu teplárenství, kdy jeho účinným využitím se významně přispěje ke snížení spotřeby paliv a množství emisí škodlivin do ovzduší, je zapotřebí podniknout ihned účinné kroky, jinak bude tato příležitost ztracena kvůli zhroucení tohoto odvětví. Buď musí být urychleně odstraněny křížové dotace (samozřejmě při podpoře sociálně slabých rodin), nebo musí být uplatněn vhodný způsob, jak podpořit sektor teplárenství po přechodnou dobu, dokud rozsáhlé křížové dotace elektřiny a zemního plynu pro domácnosti nebudou odstraněny.

Aby nedocházelo k narušování tržních principů, je přitom nutné volit nepřímé ekonomické nástroje k ovlivňování podnikatelských subjektů, mezi které patří, např. daňové úlevy, měkké úvěry a dotace.

#### **4.0 METODIKA EKONOMICKÉHO HODNOCENÍ KOGENERACE**

Ekonomické hodnocení technického díla se obvykle provádí ze tří hledisek:

- a) Hodnocení projektanta. Z vypočtených ročních provozních nákladů, odpisů, výrobních nákladů, zisku projektu a toku hotovosti (cash flow ročního, diskontovaného) se počítají základní ukazatele (diskontovaný zisk, vnitřní výnosové procento, doba návratnosti).
- b) Hodnocení investora. Výpočet nákladů a výnosů je stejný jako v případě hodnocení projektanta. Podrobněji se uvažuje různá strategie odepisování, řeší se různé způsoby financování (v nákladech se uvažují navíc úroky z úvěrů a obligací, dále se uvažují některé daně a připočitatelné a odpočitatelné položky).
- c) Hodnocení provozovatele. Během provozu určitého technologického zařízení jsou již investiční náklady zařízení pevně stanoveny, je pevně stanoveno jejich případné splácení a splácení dalších finančních položek (úroků, obligací atd.). Předpokládáme-li, že tržby z provozu zařízení jsou rovněž smluvně pevně zajištěny, je přímý zájem provozovatele zaměřen na provozní náklady,

neboť jedině ty může provozovatel bezprostředně ovlivňovat způsobem provozu. Provozní náklady jsou základním finančním ukazatelem jakosti provozu za daných podmínek (tj. dané technologie a při daných cenách vstupních surovin a produktu).

Ekonomická analýza může být prováděna buď ve stálé (konstantní) nebo v běžné měně (v běžných Kč).

**Analýza ve stálé měně** umožňuje posoudit vliv cen a nákladů na projekt bez působení inflace. Výhoda tohoto přístupu spočívá v tom, že je jasněji patrný vliv některých eskalačních faktorů, např. vliv vzrůstu cen paliva v důsledku vyčerpání zásob, vliv vzrůstající poptávky, vliv zvyšování technické úrovně technologie apod. V případě analýzy ve stálé měně je nutno uvést k jakému datu se hodnota měny uvažuje.

Nevýhoda analýz ve stálé měně spočívá v tom, že pokud projekt uvažuje nějaké budoucí investice, neodpovídá jejich hodnota skutečné očekávané hodnotě a nelze tudíž korektně uvažovat o financování této částky.

**Analýza v běžné měně** respektuje inflaci, tj. mění se hodnota měnové jednotky. Tento přístup umožňuje posoudit příští vývoj s ohledem na očekávané ceny a náklady. Nevýhodou tohoto přístupu je nejistota v odhadu průběhu inflace v příštích letech.

Vhledem k tomu, že ekonomika provozu energetických výrobních systémů bývá hodnocena vždy pro období několika desítek let do budoucna, přičemž není přesně znám budoucí vývoj některých faktorů (působení některých faktorů může být náhodné), je vždy nutno provést rozbor nejistot. Ten spočívá v odhadu pravděpodobného rozsahu změny vstupních veličin a v provedení citlivostní analýzy. Tak se zjistí pravděpodobná oblast, ve které se reálně mohou pohybovat vypočtené hodnoty výstupních veličin (např. kritéria ekonomické efektivnosti).

Citlivostní analýza umožňuje posoudit vliv jednotlivých vstupních veličin na nejvýhodnější stav a ukazuje na veličiny, kterými lze nejefektivněji nejvýhodnější stav dosáhnout nebo naopak na veličiny, jejichž vliv je tak

slabý, že jejich vliv lze zanedbat. Vliv jednotlivých veličin se vyjadřuje součinitelem citlivosti  $\varphi$ . Pro obecný vztah  $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$  u něž chceme zjistit vliv veličin  $x_i$  na veličinu  $y$ , se vypočte citlivostní součinitel veličiny  $x_i$  podle rovnice

$$\varphi_{x_i} = \frac{\partial y}{\partial x_i} * \frac{\bar{x}_i}{\bar{y}} \quad (4.1)$$

kde  $\bar{x}_i$  a  $\bar{y}$  jsou hodnoty provozního bodu, pro něž vypočtená hodnota citlivostního součinitele platí. Citlivostní součinitel ukazuje o kolik procent se změní veličina  $y$ , změní-li se veličina  $x_i$  o 1%.

## 4.1 Definice základních pojmů ekonomického hodnocení

### Aktualizace nákladů

Při posuzování ekonomické výhodnosti energetických zařízení je vždy nutno porovnávat náklady vzniklé v různé době. Aby takové peněžní částky byly porovnatelné (a bylo je možno sčítat), je třeba je přepočítat k určitému společnému datu. Takový přepočet se nazývá aktualizací (diskontování je přepočet do předcházejících let, interkalarizace je přepočet peněžních částek do následujících let).

Princip aktualizace vychází z úvahy:

Urychlení tržby  $V$  [Kč] o jeden rok umožňuje získat vyšší tržbu  $V'$  [Kč] v tomto roce:

$$V' = V (1 + p) \quad [\text{Kč}], \quad (4.2)$$

kde  $p$  [1] je diskontní míra (diskontní sazba). Podobně urychlením tržby o  $n$  let vzroste tržba v prvním roce na

$$V' = V (1 + p)^n \quad [\text{Kč}]. \quad (4.3)$$

Na základě této úvahy lze přepočítat libovolné peněžní částky  $N_j$  z  $j$ -tého roku na  $k$ -tý rok ( $N_k$ ) podle vztahu

$$N_k = N_j \cdot r^{k-j} \quad [\text{Kč}], \quad (4.4)$$

kde je  $r = 1 + p$  tzv. úročitel. Při ekonomických analýzách v energetice se peněžní částky obvykle přepočítávají k prvnímu roku provozu, tj. provozní náklady v jednotlivých letech provozu se přepočítávají zpět (exponent úročitele je záporný), investiční náklady v letech výstavby energetického díla se přepočítávají dopředu (exponent je kladný).

Diskontní míra vyjadřuje v podstatě cenu ušlé příležitosti. Použitím finančních prostředků na zamýšlenou investici se totiž vzdáváme všech ostatních možností, kam vložit peníze. Tyto peníze můžeme např. uložit do banky a pobírat úroky, nakoupit cenné papíry a inkasovat dividendy a pod. Všechny uvedené příležitosti představují ušlé příležitosti. Druhý faktor, který ovlivňuje výši diskontní míry je velikost rizika, spojená s danou investicí. Vyšší riziko jsme obvykle ochotni podstoupit pouze tehdy, je-li očekávaný výnos vyšší.

Vhodnou velikost diskontní míry lze volit jako míru výnosu nejlepší ušlé příležitosti. Z pohledu investora to mohou být např. ušlé úroky z finančních prostředků na zamýšlenou investici uložených v bankovním ústavu, snížení o daň z finančních příjmů. Z pohledu projektu jsou ušlou příležitostí též jiné investice, které se nerealizují právě proto, že finanční prostředky se použijí na zamýšlený projekt. Diskontní míra se obvykle interpretuje jako výnos průměrné investice.

V případě respektování inflace je nutno rozlišovat reálnou diskontní míru  $p_r$  a nominální diskontní míru  $p_n$ . Vztah mezi nimi je dán vzorcem

$$p_n = (1 + p_r) * (1 + e_i) - 1; \quad (4.5)$$

kde je  $e_i$  očekávaná míra inflace.

### Reprodukce investičních prostředků, odepisování

Během uskutečňování projektu vkládá investor do stavby určité finanční prostředky. Aby při takovém podnikání neutrpěl investor ztráty, musí získat vložené finanční prostředky zpět nejpozději do ukončení doby životnosti objektu podnikání. To je podstata reprodukce investičních prostředků. Postupné převádění (jednorázových) investičních nákladů během odpisového období do ročních nákladů se nazývá odpisování. Pro účely posouzení projektu je třeba provést:

- Výpočet ročních splátek investičních prostředků v případě porovnání jednotlivých projekčních variant, popř. při výběru optimální varianty (hledisko projektanta).
- Výpočet reprodukce investičních prostředků jako součást celkové bilance podnikatelského záměru investora (hledisko investora).
- Výpočet ročních odpisů pro výpočet daně z příjmů (hledisko provozovatele).

Reprodukce investic může být prostá nebo rozšířená. Při prosté reprodukci se stanoví podmínka, že investiční náklady  $N_i$  musí být splaceny v nominální výši za dobu odepisování nebo za dobu ekonomické životnosti investice  $T_z$ . Při rovnoměrném, lineárním odpisování pak platí pro roční odpis

$$N_0 = \frac{N_i}{T_z} \quad [\text{Kč}/r] \quad (4.6)$$

Prostá reprodukce neuvažuje vliv času. V případě, že by některá projekční varianta splňovala podmínku prosté reprodukce, znamenala by ve skutečnosti pro investora ztrátu (pro investora by bylo výhodnější vložit příslušné investice do bankovního ústavu a získat tak navíc úroky).

Rozšířená reprodukce vychází z podmínky, že za dobu  $T_z$  musí být splaceny aktualizované investiční náklady  $N_i$  ročními splátkami  $N_{ij}$  ( $j$  je pořadové číslo roku splátky):

$$N_i = \sum_{j=1}^{T_z} N_{ij} r^{-j} \quad [\text{Kč}] \quad (4.7)$$

Roční splátka se vypočte ze vztahu:

$$N_{ij} = a_{T_z} N_i [\text{Kč}/r] \quad (4.8)$$

kde  $a_{T_z} [1/r]$  je poměrná annuita počítána pro dobu  $T_z$  ze vztahu

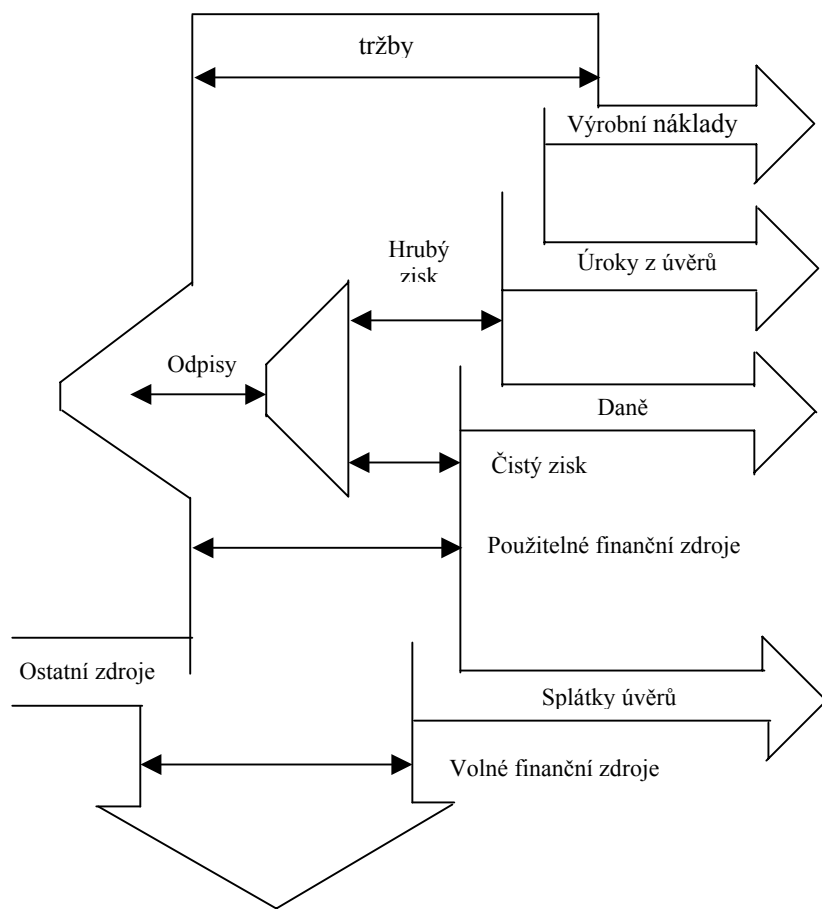
$$a_{T_z} = \frac{r^{T_z}(r-1)}{r^{T_z}-1} \quad [1/r] \quad (4.9)$$

Např. pro  $r=1.1$ ;  $T_z = 30$  let je  $a_{T_z} = 0,106 [1/r]$  (ve srovnání s prostou reprodukcí, kde je  $N_o/N_i = 0,033 [1/r]$ ). Právě popsaná tzv. lineární anuitní metoda odpisování se používá při posuzování projekčních variant (z hlediska projektanta). Z hlediska investora (při výpočtu tvorby zisku nebo sestavování plánu financování) se používá tzv. metoda prosté reprodukce. Provozovatel je povinen při výpočtu daně z příjmu použít metodu odpisování, která je přesně definována zákonem č. 586/92 Sb. ze 17. prosince 1992 ve znění dalších zákonů a vyhlášek. Tento zákon umožňuje volit buď rovnoměrné (lineární) odpisování nebo zrychlené (degresivní) odpisování.

### **Členění zisku a nákladů**

Nutným předpokladem pro věrohodné ocenění nějaké investiční varianty nebo již provozovaného podniku je analýza pohybu finančních prostředků, toku hotovosti (cash flow). Tyto toky mohou být kladné (tržby, výnosy) nebo záporné (náklady). Tok hotovosti je graficky znázorněn na obrázku.

**Obr. 7 Tok hotovosti**



Reprodukce podniku, Plnění fondů, Dividendy

Obvykle se definuje

bilanční zisk (hrubý)  $Z_b = V - N_o - N_v - U_u$  [Kč/r] (4.10)

disponibilní zisk (čistý)  $Z_d = Z_b - \Sigma D$  [Kč/r] (4.11)

použitelný zisk  $Z_p = Z_d + N_o$  [Kč/r] (4.12)

volný zisk  $Z_v = Z_p - S_u + F_{ost} - P_f - D_a$  [Kč/r] (4.13)

zisk projektu  $Z = V - N_v$  [Kč/r] (4.14)

V uvedených vztazích značí:

V tržby (výnosy) za vlastní a prodané zboží (mimo DPH)

$N_V$  výrobní náklady

$\Sigma D$  daně

$N_o$  odpisy

$S_u$  splátky úvěrů

$F_{ost}$  ostatní finanční zdroje

$P_f$  přiděly fondům

$D_a$  dividendy akcionářům

$U_u$  úroky z úvěrů

**Roční výrobní náklady**  $N_{vT}$  [Kč/r] jsou celkové náklady na zhotovení výrobku v T-tém roce.

V energetice se dělí

- ✓ podle závislosti na zatížení energetické výroby na:
  - a) pevné (fixní), nezávislé na zatížení výroby,
  - b) proměnné (variabilní), přímo úměrné zatížení (výrobě),
- ✓ podle způsobu vynakládání na:
  - a) jednorázové (investiční, pořizovací)  $N_i$  [Kč]
  - b) roční provozní  $N_{pT}$  [Kč/r],

takže platí

$$N_{vT} = a_{Tz}N_i + N_{pT} \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.15)$$

**Měrné investiční náklady**  $n_i$  [Kč/kW] jsou investiční náklady vztažené na instalovaný výkon výroby  $P_i$  [kW].

$$n_i = \frac{N_i}{P_i} \quad [\text{Kč/kW}] \quad (4.16)$$

Měrné investiční náklady klesají přibližně hyperbolicky s velikostí energetických zařízení, takže platí

$$n_{i2} = n_{i1} \left( \frac{P_{i2}}{P_{i1}} \right)^{\alpha-1}, \text{ popř. } N_{i2} = N_{i1} \left( \frac{P_{i2}}{P_{i1}} \right)^{\alpha-1} \quad (4.17)$$

kde součinitel  $\alpha_z$  [1] se nazývá součinitel zlevnění a jeho velikost se pohybuje u energetických zařízení v rozsahu 0,65 až 0,8.

### Provozní náklady $N_p$

Provozní náklady se obvykle vyčíslují za 1 kalendářní rok a jsou součtem nákladů:

- palivových  $N_{pp}$
- na provozní materiál  $N_{ppm}$
- na vodu  $N_{pv}$
- na opravu a údržbu  $N_{pu}$
- na zakoupenou energii  $N_{pe}$
- na režii a ostatní  $N_{pr}$
- na zakoupené služby  $N_{psl}$
- na osobní náklady (mzdy vč. motivačních položek a zákonného pojištění)  $N_{pm}$
- na poplatky za znečištění životního prostředí (poplatky za exhalace a za ukládání tuhých odpadů)  $N_{pex}$

$$N_p = N_{pv} + N_{pm} + N_{pv} + N_{pu} + N_{pe} + N_{pr} + N_{psl} + N_{pm} + N_{pex} \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.18)$$

Dominantní jsou **palivové náklady**  $N_{pv}$ , které jsou dány roční spotřebou všech druhů paliv v energetické výrobě a cenou těchto paliv:

$$N_{pv} = \sum_{i=1}^n M_{pvi} * C_{pvi} = \sum_{i=1}^n M_{pvi} * \bar{Q}_{ni} * C_q = \sum_{i=1}^n q_{pr} * A_{pr} * C_q \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.19)$$

kde  $M_{pvi}$  [kg/r] palivo typu  $i$  spotřebované za rok,  $C_{pvi}$  [Kč/kg] cena paliva typu  $i$ ,  $\bar{Q}_{ni}$  [kJ/kg] střední roční výhřevnost paliva typu  $i$ ,  $C_q$  [Kč/kJ] cena tepla v palivu,  $q_{pr}$  [kJ/kWh] střední roční měrná spotřeba tepla v palivu na dodávku energie na prahu výroby,  $A_{pr}$  [kWh/r] roční dodávka energie na prahu výroby. Do palivových nákladů se nezapočítávají náklady spojené s dopravou nebo úpravou paliva uvnitř výroby. Ceny paliva se udávají jako "loco" nebo jako "franco". Ceny loco jsou ceny paliva bez dopravného (např. na dole), kdežto ceny franco zahrnují průměrné dopravné bez rozdílu, na jakou vzdálenost se palivo dopravuje. Správně je počítat s cenami loco a uvažovat dopravné individuálně pro každý případ zvlášť.

**Náklady na opravy a údržbu**  $N_{pu}$  jsou náklady na údržbu zařízení. Závisí na poruchovosti zařízení a mění se s časem. Pro projektové, prognostické účely se pro stanovení těchto nákladů užívá ukazatelů závislých na odpisech nebo na pořizovací ceně základních prostředků:

$$N_{pu} = k_{ou} * N_i \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.20)$$



kde součinitel  $k_{oú}$  se obvykle pohybuje v rozsahu 0,02 až 0,05 podle typu a stáří energetického zařízení.

**Náklady na režii a ostatní  $N_{Pr}$**  jsou náklady na správní a zásobovací činnost, dále jsou sem obvykle zahrnovány příspěvky na sociální zabezpečení a odpisy předmětů postupné spotřeby.

$$N_{Pr} = (k_r + k_o) * (N_{Pm} + N_o) \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.21)$$

kde součinitel  $k_r$  respektuje náklady na správní a zásobovací činnost ( $k_r \approx 0,3$ ) a součinitel  $k_o$  respektuje poplatky na sociální zabezpečení ( $k_o \approx 0,07$ ).

**Náklady na zakoupenou energii  $N_{Pe}$**  jsou náklady na nákup všech druhů energií (elektrické, tepelné aj.). U větších energetických výroben je vlastní spotřeba energie většinou kryta z vlastních zdrojů, takže tyto náklady jsou nulové. Mohou se však vyskytnout náklady na přikoupenou energii ze sítí REAS, obvykle pro některé pomocné provozy nebo pro kotel vytopen, které nevyrábějí elektrickou energii a musí ji nakoupit.

$$N_{Pe} = A_{pe} * C_{pe} \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.22)$$

kde  $A_{pe}$  [kWh/r] přikoupená energie,  $C_{pe}$  [Kč/kWh] cena přikoupené energie.

#### **Vlastní náklady $N_{v1}$**

$$\text{Vlastní náklady jsou součtem provozních nákladů a odpisů: } N_{v1} = N_P + N_o \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.23)$$

**Měrné výrobní náklady  $n_v$**  [Kč/kWh] jsou roční výrobní náklady vztahované na dodanou energii (elektrinu nebo teplo):

$$n_v = \frac{N_{vT}}{A_{prT}} \quad [\text{Kč/kWh}] \quad (4.24)$$

kde  $A_{prT}$  [kWh/r] je roční dodávka energie.

#### **Tok hotovosti projektu CF (Cash Flow)**

Na rozdíl od zisku, v toku hotovosti není obsaženo časové rozložení investičních nákladů pomocí odpisů, neboť, jak z názvu plyne, jde o rozdíl mezi příjmy a výdaji v hotovosti. Pro každý provozní rok platí

$$CF_T = V_T - N_{pT} - N_{iT} \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.25)$$

kde index  $T$  značí pořadové číslo roku provozu,  $N_{iT}$  [Kč/r] jsou investice vynaložené v  $T$ -tém roce provozu (např. na rekonstrukce).

**Diskontovaný tok hotovosti projektu (těž aktualizovaný zisk za dobu životnosti)  $Z_{Tz}$**

$$Z_{Tz} = \sum_{T=1}^{Tz} CF_T * r^{-T} \quad [\text{Kč}] \quad (4.26)$$

### Splácení úvěrů

Při uzavírání smlouvy se na základě úvěrového příslibu stanoví výše úvěru  $U$ , jeho doba splácení  $T_s$  a úroková míra  $p$ . Pro výpočet postupných splátek poskytnutého úvěru se používá některá z následujících metod:

a) metoda konstantního úmoru. Úvěr je lineárně snižován konstantními částkami úmoru:

$$s = \frac{U}{T_s} \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.27)$$

kde  $s$  je úmor (tj. částka, kterou se ročně úvěr splácí),  $U$  úvěr a  $T_s$  doba splatnosti úvěru (umořovací období). Výše úroku  $u_T$  z poskytnutého úvěru se postupně snižuje:

$$u_T = U \left( 1 - \frac{T-1}{T_s} \right) p \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.28)$$

b) Metoda anuitní. Podstatou je, že roční finanční zatížení dlužníka spojené s úvěrem je konstantní. Anuita  $a_u$  tvořená součtem úmoru a úroku je konstantní:

$$a_u = U \frac{p}{1 - v^{T_s}} \quad [\text{Kč/r}] \quad (4.29)$$

kde  $v$  je odúročitel (reciproká hodnota úročitele  $r$ ):  $v = (1 + p)^{-1}$  (4.30)

Obecně se v  $T$ -tém roce splácí úmor:  $s_T = a_u v^{(T_s - T + 1)}$  [Kč/r] (4.31)

a úrok:  $u_T = a_u (1 - v^{(T_s - T + 1)})$  [Kč/r] (4.32)

- c) Metoda rostoucích splátek. Finanční zatížení dlužníka se postupně zvyšuje a to buď rostoucím úmorem nebo rostoucí anuitou. Pro dlužníka má výhodu, neboť zisky plynoucí z nové investice obvykle po odstranění počátečních obtíží postupně rostou.

#### 4.2 Kritéria technicko-ekonomické efektivity

Cílem použití kritérií technicko-ekonomické efektivity je v projekční i provozní praxi:

- vybrat optimální variantu projektované investice nebo způsobu provozu, která zajistí podnikatelskému subjektu maximální zisk při dodržení limitovaného objemu investičních prostředků,
- sestavit pořadí všech posuzovaných variant podle jejich technicko-ekonomické efektivity jako podklad pro respektování neekonomických faktorů.

**Kritérium ročních výrobních nákladů** lze použít, kdy posuzované varianty mají shodné tržby a ekonomické životnosti:

$$N_{vT} = N_{pT} + a_{Tz} N_{ip} = \min. \quad (4.33)$$

**Kritérium aktualizovaného zisku** (Net Present Value - NPV) je definováno vztahem

$$Z_{Tz} = \sum_{T=1}^{Tz} (V_T - N_{pT}) r^{-T} - N_{ip} = \max. \quad [\text{Kč}] \quad (4.34)$$

Toto kritérium platí přesně pouze v případě, že porovnávané varianty mají stejnou dobu životnosti  $T_z$  a že investor má neomezené investiční prostředky. Existují modifikace tohoto kritéria, u nichž není nutno uvedené podmínky splnit.

**Kritérium vnitřní úrokové míry (vnitřní výnosnost, Internal Rate of Return, IRR).**

Vnitřní úroková míra je definována jako taková úroková míra, při níž posuzovaná varianta není ani zisková, ani ztrátová:

$$\sum_{T=1}^{Tz} (V_T - N_{pT}) r_i^{-T} - N_{ip} = 0 \quad (4.35)$$

Zde značí  $r_i = 1 + p_i$  [1] vnitřní úročitel a  $p_i$  [1] vnitřní úrokovou míru. Kritérium vnitřní úrokové míry se obvykle vyjadřuje podmínkou  $p_i > p$  [1], tj. investice je ekonomicky efektivní, jestliže její vnitřní úroková míra je větší než platná (tržní, podniková) úroková míra.

**Kritérium diskontovaného toku hotovosti** (Discounted Cash Flow) je vhodné pro posuzování různorodých investic (např. při etapové výstavbě):

$$Z = \sum_{T=1}^{T_p} (V_T - N_{pT} - N_{iT} - \Sigma D - \Sigma S_u) r^{-T} - N_{ip} \quad (4.36)$$

kde  $N_{iT}$  jsou investiční náklady dílčí investice uvedené do provozu v roce  $T$ . Tento vztah se obvykle znázorňuje graficky v závislosti na čase pro jednotlivé provozní roky  $T_p$ . Pro první roky provozu je  $Z$  záporné a teprve po určité době dosáhne kladné hodnoty

$$\text{Doba, kdy } Z(T_p) = 0 \text{ [Kč]} \quad (4.37)$$

se nazývá doba návratnosti (měla by být co nejkratší) a považuje se rovněž za určitý druh kritéria technicko-ekonomické efektivity.

### 4.3 Uplatnění kogenerace ve volném trhu s energií

Pomocí kritérií uvedených v předchozí kapitole lze určit ekonomickou efektivity kogenerační jednotky správně pouze tehdy, podaří-li se všechnu vyrobenou elektřinu a teplo prodat. Na volném trhu s energií však tato podmínka nemusí být splněna, neboť konkurenční subjekt (např. plynová výtopna) může prodávat energii za výhodnějších podmínek. Podmínkou úspěšného proniknutí na trh je proto dosažení tak nízkých výrobních nákladů na elektřinu a teplo, které by umožnily prodávat za konkurenční ceny a ještě vytvářet zisk. Protože kogenerační jednotka dodává na trh dva produkty - elektřinu a teplo, je nutno přijatelnou výši výrobních nákladů odvodit z velikosti výkupních cen za elektřinu a teplo.

Velmi názorně to lze provést pomocí tzv. charakteristiky ekonomické efektivity kogenerace.

Celkové roční výrobní náklady na elektřinu a teplo  $N_v$  lze rozdělit na výrobní náklady na elektřinu  $N_E$  a teplo  $N_Q$ :

$$N_v = N_E + N_Q \quad [\text{Kč/r}]. \quad (4.38)$$

Dělíme-li tyto náklady dodanou elektřinou  $E_d$ , dostaneme měrné výrobní náklady

$$n_v = N_v/E_d = N_E/E_d + N_Q Q_d/Q_d E_d = n_E + n_Q/\sigma \quad [\text{Kč/MWh}], \quad (4.39)$$

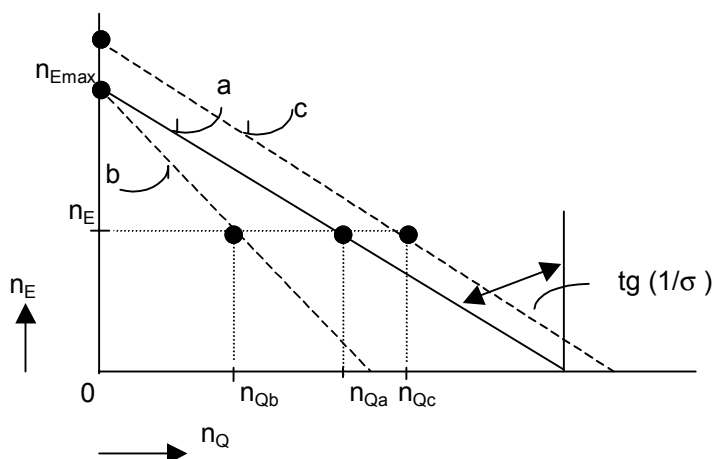
kde je

$$\sigma = E_d/Q_d \text{ [MWh/MWh]}, \text{ tzv. modul teplotní výroby.} \quad (4.40)$$

Úpravou předposledního vztahu dostáváme výraz pro charakteristiku ekonomické efektivity kogenerace (teplárny):

$$n_E = n_v - n_Q/\sigma \quad [\text{Kč/MWh}], \quad (4.41)$$

jejíž grafické znázornění je naznačeno na obr. 8 (přímka a).

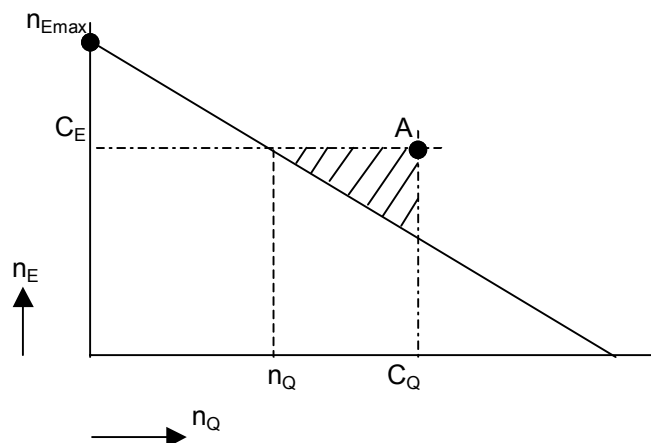


**Obr. 8 Charakteristika ekonomické efektivity teplárny**

Přímka a je geometrickým místem bodů, pro něž vždy příslušná dvojice  $n_E$  a  $n_Q$  dává stejné celkové výrobní náklady  $n_v$ . Vrchol trojúhelníka je dán maximálními měrnými náklady na elektřinu  $n_{E\max}$ , které jsou dány stavem, kdy kogenerační jednotka nedodává teplo, ale jen elektřinu.

Jestliže se např. zhorší účinnost výroby elektřiny (nebo zvýší cena paliva), hodnota  $n_{E\max}$  se zvýší a přepona trojúhelníka se posune do polohy c (za jinak stejných podmínek). Změní-li se u kogenerační jednotky poměr  $E_d/Q_d$  tak, že se např. při stejné dodávce elektřiny zvětší dodávka tepla, hodnota teplotního modulu se zmenší a přepona trojúhelníka je strmější (přímka b za jinak stejných podmínek). Z diagramu je zřejmé, že nákladům na elektřinu  $n_E$  odpovídají v případě b menší náklady na teplo  $n_{Qb}$ , kdežto v případě c musí být tyto náklady větší ( $n_{Qc}$ ).

Zakreslíme-li do stejného diagramu výkupní cenu elektřiny ( $C_E$ ) a prodejní cenu tepla konkurenčního subjektu ( $C_Q$ ) - viz obr. 9 - lze zjistit, zda navrhovaná kogenerační jednotka může být ekonomicky úspěšná, či nikoliv.



**Obr. 9 Trojúhelník obchodních příležitostí**

Jestliže průsečík přímek znázorňujících cenu elektřiny a tepla (bod A) leží vně plochy trojúhelníku, vytváří se na vnější straně přepony plocha (šrafovaná), která představuje tzv. oblast obchodních příležitostí. Prodává-li se elektřina z kogenerační jednotky za cenu  $C_E$ , pak lze teplo nabídnout za cenu pohybující se mezi hodnotami  $n_Q$  až  $C_Q$

(v případě, že prodejní cena tepla bude rovna  $n_Q$ , bude ovšem zisk nulový). V případě, že by průsečík A ležel uvnitř plochy trojúhelníku, byl by provoz kogenerační jednotky ztrátový. Jediné možné řešení s cílem dosáhnout pozitivní ekonomický efekt by pak spočívalo v posunutí přepony tak, aby bod A ležel opět mimo plochu trojúhelníku (zvýšením účinnosti výroby elektřiny, snížením ceny paliva, investičních nákladů, zvýšením podílu  $Q_d/E_d$  apod.).

#### 4.4 Optimální výkon kogenerační jednotky

Návrh výkonu kogeneračního zdroje, popř. též špičkového zdroje tepla, zásadním způsobem ovlivňuje výsledný ekonomický efekt celého zdroje.

Návrh výkonu zdroje musí vycházet z co nejpodrobnějších informací o spotřebě tepla v zásobované oblasti (viz též kap. 6.0). Je nutno zjistit zejména:

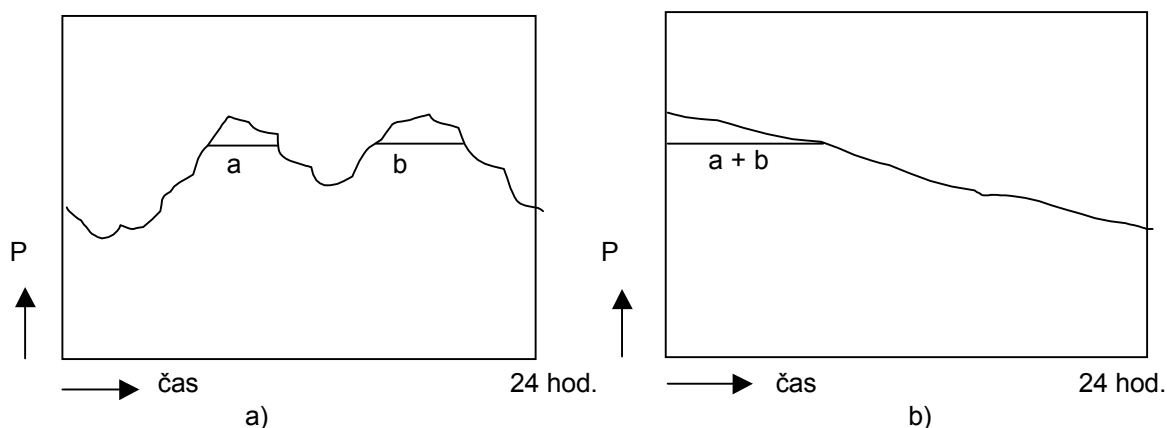
- skladbu spotřebitelů tepla a jejich nároků,
- reálnou současnou spotřebu tepla,
- spotřebu tepla během roku, v průběhu charakteristických dnů (v zimě, v létě, v přechodném období, v pracovním dnu, v neděli a pod.),
- výhled další spotřeby nejméně na deset let,
- přehled o stávajících energetických zdrojích, rozvodech a jejich stavu,
- roční spotřeby druhů energie (paliv) za poslední rok, rozložení ve sledované oblasti, prognózu dalšího vývoje,
- napojení na elektrickou a plynovou síť,
- environmentální situaci.

Z uvedených dat se sestrojuje **diagram spotřeby energie**, což je časová závislost potřebného výkonu na čase. Charakteristický průběh tohoto diagramu je naznačen na obr. 10 a. Z diagramu lze odečíst maximální a minimální zatížení (to je obvykle v nočních hodinách). Spotřební diagram lze sestrojit pro spotřebu elektřiny nebo tepla a pro různá období - denní, roční. Denní diagram spotřeby má obvykle charakteristický tvar (obr. 10 a) s ranní a večerní špičkou. Spotřební diagram průmyslového závodu může mít tvar odlišný podle počtu pracovních směn a druhu výroby. Plocha omezená čarou spotřeby a základnou spotřebního diagramu odpovídá v měřítku diagramu celkovému množství spotřebované energie za dané období.

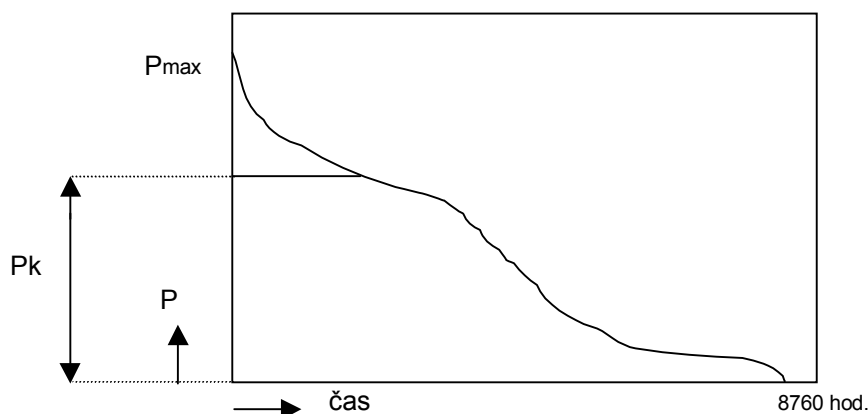
Pro návrh kogeneračního zdroje je výhodější **diagram trvání výkonů**. Jeho sestavení je naznačeno na obr. 10 a) a b). V diagramu trvání výkonů se vynáší od počátku časové osy sumární doba trvání určitého výkonu (úsečky a + b). Protože pro kogenerační zdroj je prvořadá dodávka tepla, sestrojuje se obvykle diagram trvání výkonů tepla, a to pro roční období. Typický tvar čáry trvání tepelných výkonů roční spotřeby obyvatelstva je naznačen na obr. 11. Diagram má v oblasti nejvyšších výkonů tzv. špičku, takže maximální spotřeba tepla trvá jen několik hodin v roce (období velkých mrazů). V oblasti nejnižších výkonů vytváří čára trvání plošinu, která odpovídá spotřebě tepla pro období teplé užitkové vody (TUV) v létě. Plocha pod čarou trvání opět odpovídá v měřítku diagramu celkové spotřebě tepla za dané období.

Navrhovat kogenerační jednotku na nejvyšší výkon ( $P_{max}$ ) by bylo, zejména u velkých zdrojů, nevhodné. Jednotka by pracovala s maximálním výkonem jen krátkou dobu v roce a většinu roku by pracovala s mnohem nižším výkonem než je výkon jmenovitý, tj. také s nižší účinností. Proto se kogenerační jednotky navrhují na menší výkon ( $P_k$ ) a výkon ve špičce diagramu (někdy také výkon pro ohřev TUV) se hradí z tzv. špičkových zdrojů tepla.

**Obr. 10**



Obr. 11



Poměr tepelného výkonu kogeneračního zdroje  $P_k$  a maximálního potřebného výkonu  $P_{max}$  se nazývá **výkonovým teplotěnským součinitelem  $\alpha$** :

$$\alpha = P_k / P_{max} \quad (4.42)$$

Podobně roční dodávka tepla z kogeneračního zdroje  $Q_k$  ku celkové roční dodávce tepla spotřebitelům  $Q_r$  se nazývá **roční teplotěnský součinitel  $\alpha_r$** :

$$\alpha_r = Q_k / Q_r \quad (4.43)$$

Dodávka tepla ze špičkového zdroje je

$$Q_{\xi} = (1 - \alpha_r) Q_r \quad (4.44)$$

Při návrhu kogeneračního zdroje je třeba určit pro dané podmínky optimální hodnotu teplotěnských součinitelů. Ta závisí na několika faktorech:

- na účinnostní charakteristice kogenerační jednotky (tj. na závislosti účinnosti na zatížení),
- na tvaru čáry trvání výkonů,
- na četnosti změn výkonu, popř. i počtu odstavení kogenerační jednotky
- na investičních nákladech na kogenerační jednotku a dalších.

Přibližné orientační hodnoty teplotěnských součinitelů (pro případ zásobování obyvatelstva teplem) jsou uvedeny na následující tabulce v závislosti na době využití maximálního zatížení  $T_{max}$ . Tato doba je definována vztahem

$$T_{max} = Q_r / P_{max} \quad (4.45)$$



**Tab. 4.1 Orientační hodnoty teplotního součinitele výkonového  $\alpha$  a ročního  $\alpha_r$ .**

$T_{\max}$ [h/r]	2000	3000	4000	5000	6000	7000
$\alpha$ [1]	0,4 - 0,53	0,55 - 0,67	0,7 - 0,78	0,85 - 0,88	0,92 - 0,95	1,00
$\alpha_r$ [1]	0,74 - 0,88	0,89 - 0,97	0,94 - 0,99	0,96 - 0,99	0,98 - 0,99	1,00

*Pramen: Vlach J.: Kodex teplotnictví, Praha 1996*

#### 4.5 Riziková analýza

Při jakékoliv investiční činnosti, tedy i při stavbě a provozu kogenerační jednotky, jsou všichni účastníci vystaveni riziku, že původní záměr nebude z různých příčin splněn, což může vést k větším nebo menším finančním ztrátám. Těmto ztrátám lze do jisté míry předejít tím, že všechna rizika budou identifikována, určena pravděpodobnost jejich vzniku a možných následků, a že bude navržen způsob jejich omezení a alokace. Identifikace rizik by měla proběhnout již v prvních fázích projektu.

Rizika se obvykle dělí do několika kategorií. Nejčastější rizika a způsoby jejich omezení jsou:

##### Rizika trhu

- Změna ceny paliva
  - dlouhodobá smlouva na cenu paliva,
  - koupě zdroje paliva,
  - převedení rizika na jiný subjekt,
  - dvojí cena za produkt (variabilní a fixní náklady).
  
- Změna na trhu elektřiny
  - dlouhodobá smlouva na cenu elektřiny.
  
- Změna odběru tepla
  - formulace smlouvy,
  - obchodní výhody jiným odběratelům.
  
- Pracovní rizika
  - výběr kvalitních pracovníků,
  - platba za úkol,
  - školení, formulace smluv, relokační.

##### Finanční rizika

- Změna kurzu měny.
- Inflace, diferenciální inflace.
- Změna ceny peněz (změna úrokové míry).

## **Státní a regionální rizika**

- Změny místních environmentálních limitů
  - úzké kontakty s příslušnými ústředními úřady,
  - dohoda s vládou o subvenci změn,
  - kompenzace v rámci územních dohod.
  
- Změny environmentálních poplatků
  - struktura technologie,
  - znalosti.
  
- Změny požadavků licencí a povolovacích řízení
  - převedení rizika na jiný subjekt.
  
- Fiskální změny; deregulace, kontrola inflace a pod.
  - mezinárodní pojištění,
  - znalosti.

## **Technická rizika**

- Chyby konstrukce (např. nedostatečný výkon, vyšší spotřeba paliva)
  - převedení na subdodavatele,
  - smlouva na klíč.
  
- Nesplnění termínu předání díla
  - převedení na subdodavatele,
  - kontrola stavby.
  
- Překročení smluvních investičních nákladů
  - pečlivá formulace smlouvy,
  
- Porucha zařízení během provozu
  - pojištění,
  - náhradní díly,
  - smlouvy na provozní údržbu s pevnými cenami,
  - pečlivá formulace smlouvy.

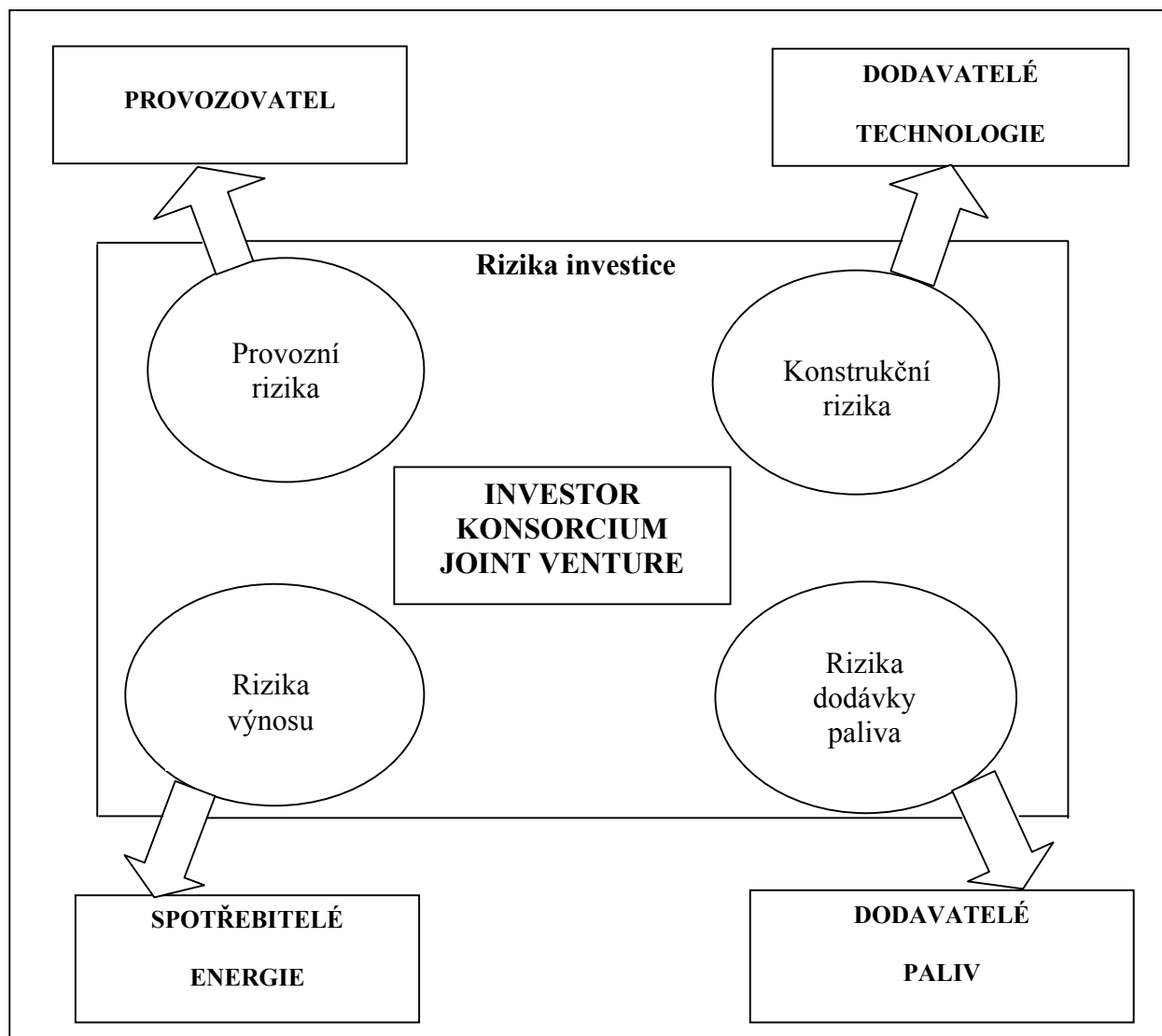
## **Ostatní rizika**

- Zásahy vyšší moci, události (např. zemětřesení)
  - pojištění,
  - definice a ohodnocení.

- Archeologie
  - informace,
  - včasné výkopy.
  
- Územní podmínky
  - včasné výkopy,
  - včasné geologické ohodnocení místa stavby.

Alokace rizik je přehledně znázorněna na obr. 12.

**Obr. 12 Alokace rizik**

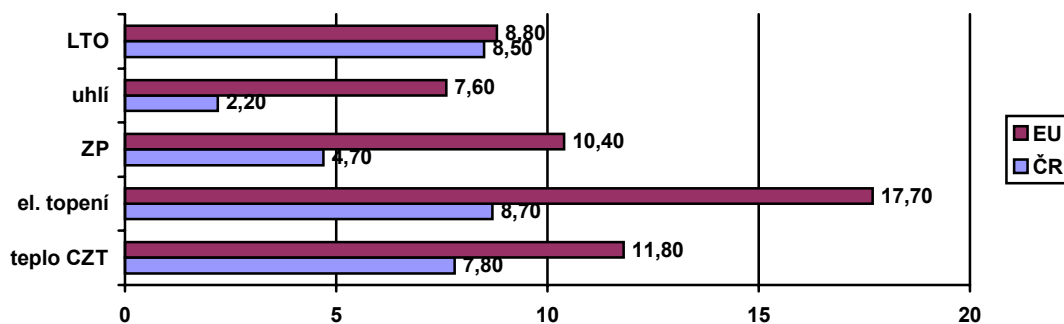


## 5.0 PŘÍČINY SNIŽOVÁNÍ KONKURENCESCHOPNOSTI KOMBINOVANÉ VÝROBY ELEKTŘINY A TEPLA

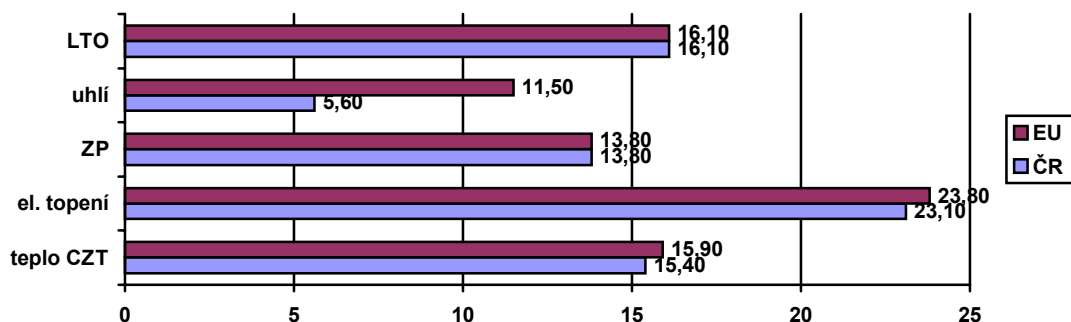
V poslední době jsme svědky toho, že odběratelé se odpojují od tepelných sítí (CZT) a přecházejí na lokální vytápění např. zemním plynem. Protože kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET) má z národohospodářského i environmentálního hlediska nepopíratelné výhody, je třeba analyzovat příčiny ztráty konkurenceschopnosti CZT. Tyto příčiny jsou jednak ekonomického, jednak technického charakteru.

**Ekonomické příčiny** jsou způsobeny především nedokončenou transformací energetického sektoru, která se projevuje nepříznivě zejména přetrvávajícími cenovými deformacemi. Tento stav (především křížové dotace elektřiny a zemního plynu pro domácnosti) destabilizuje obor zásobování teplem a znevýhodňuje teplárenství. Deformace cen energie je názorně vidět na následujících diagramech, kde jsou uvedeny současné ceny a odhad cen pro rok 2013 (odhad CityPlan). Z prvního diagramu je zřejmé, že pro vytápění domácností je z hlediska ceny paliva výhodnější topení uhlím, zemním plynem nebo dokonce i elektřinou. K této situaci přispěla také neexistence zákona o hospodaření s energií. Tento stav se ovšem změní nejspíše do okamžiku vstupu ČR do Evropské unie, kdy se ceny energie přibližně vyrovnají přibližně na úroveň trhu EU (viz odhad cen pro rok 2013). Určité rozdíly v cenách přetrvávají pouze v důsledku nižších cen tuzemského uhlí.

Obr. 13 Průměrné ceny energie pro domácnosti - rok 1998 [USD/GJ]



Obr. 14 Průměrné ceny energie pro domácnosti - rok 2013 [USD/GJ]



Vážnou ekonomickou překážkou rozvoje teplárenství i menších kogeneračních jednotek jsou rovněž nízké výrobní náklady uhelných elektráren, které se dnes pohybují kolem 800 Kč/MWh. Je to způsobeno tím, že elektřina v ČR je vyráběna ve starších elektrárnách, jejichž investiční náklady byly v době jejich vybudování nesrovnatelně nižší, než jsou dnešní investiční náklady nových elektráren, takže odpisová složka výrobních nákladů je nízká.

**Technické příčiny** jsou způsobeny vývojem energetických zařízení, který se zejména v poslední době značně urychlil. Hlavní výsledky technického vývoje, které ovlivňují konkurenceschopnost systémů KVET jsou:

- Zvyšování účinnosti parních kondenzačních elektráren, které již dnes dosahují účinnosti kolem 42% a v nejbližších 15 letech se očekává zvýšení až na 50%.
- Zvyšování účinnosti paroplynových elektráren (dosažení účinnosti 60% se očekává již v tomto roce).
- Zlepšení technické úrovně kotlů (i menších výkonů) na zemní plyn, jejichž účinnost dosahuje hodnot kolem 93%, popř. přes 100% (kondenzační kotle, vztaženo na výhřevnost).
- Výhodné environmentální vlastnosti energetických zařízení na zemní plyn.

Mají-li se proto systémy KVET na energetickém trhu prosadit, je potřeba:

- uplatnit vhodná legislativní opatření,
- zvyšovat výhody systémů KVET proti oddělené výrobě elektřiny a tepla (tj. zvětšovat úsporu paliva, snižovat negativní působení na životní prostředí),
- snižovat nevýhody systémů KVET (zejména snižovat ztráty a náklady na rozvodný systém).

Způsob zvyšování úspor paliva systému KVET vysvitne z následujícího vztahu. Relativní úspora prvotní energie

použitím systému KVET proti oddělené výrobě elektřiny a tepla je dána rovnicí

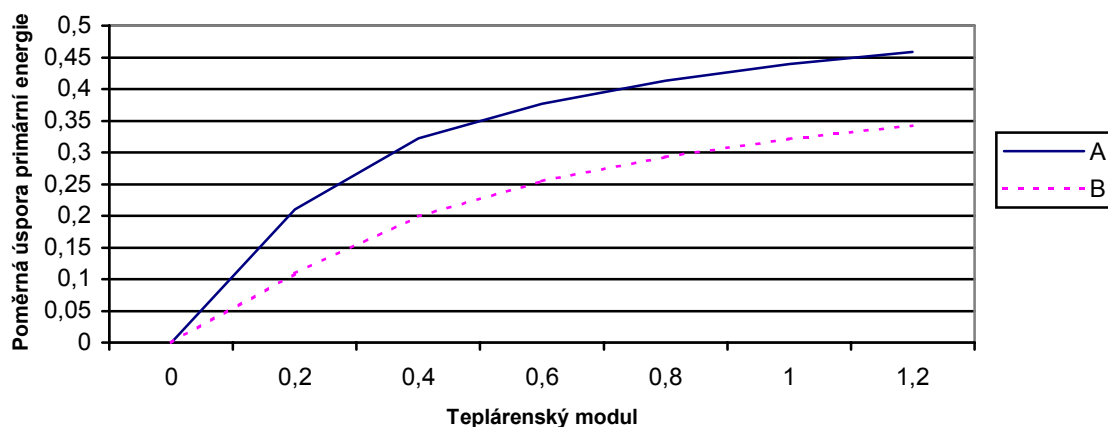
$$\Delta q = \frac{Q_{EV} - Q_T}{Q_{EV}} = 1 - \frac{\sigma + 1}{\eta_T} \cdot \frac{\eta_E \cdot \eta_V}{\sigma \eta_V + \eta_E} \quad [5.1],$$

kde je  $Q$  spotřeba tepla v palivu,  $\eta$  účinnost a  $\sigma$  teplárenský modul (poměr vyrobené elektřiny a tepla v systému KVET). Indexy značí: V - výtopna, E - kondenzační elektrárna, EV - oddělená výroba elektřiny a tepla, T - systém KVET. Grafické znázornění tohoto vztahu je na následujícím diagramu. Na diagramu jsou znázorněny dvě závislosti:

závislost A pro parametry:  $\eta_E = 0,32$  ;  $\eta_V = 0,75$  ;  $\eta_T = 0,80$ ,

závislost B:  $\eta_E = 0,45$  ;  $\eta_V = 0,95$  ;  $\eta_T = 0,90$ .

(Pramen: Kadrnožka J.: *Technické příčiny snižování konkurenceschopnosti kombinované výroby tepla a elektřiny. Přednáška Pardubice 27.3.1997 Teplárenské sdružení*).



### Obr. 15 Úspory energie při kombinované výrobě elektřiny a tepla

Z diagramu vyplývá:

- úspora primární energie (paliva) je tím větší, čím větší je hodnota teplárenského modulu  $\sigma$ ,
- zlepšování parametrů energetických zařízení snižuje úspory primární energie (křivka B) systémů KVET ve srovnání s oddělenou výrobou tepla a elektřiny.

Úspory primární energie se snižují také vlivem ztrát v rozvodném systému a čerpací prací. Např. dosáhnou-li tyto ztráty 20% při  $\sigma = 0,15$ , je úspora nulová (při  $\eta_E = 0,38$ ,  $\eta_V = \eta_T = 0,9$ ).

Uvedené příčiny způsobují další změnu ve vývoji: pozornost se obrací k menším jednotkám (kogenerace, blokové kotelny), neboť v těchto případech se náklady rozvodu tepla zmenšují. Současně byly vyvinuty nové typy pístových motorů, vhodných pro kogenerační systémy, jejichž investiční náklady jsou relativně výhodné a které umožňují dosáhnout vyšších hodnot  $\sigma$ .

#### 5.1 Příklad optimalizace provozu kogenerační jednotky

Následující příklad má ukázat, s jakými problémy se setkává provozovatel kogenerační jednotky v současné době. Je to především nízká výkupní cena elektřiny.

#### Cíl optimalizace

Provozovat danou kogenerační jednotku v zimním pracovním dni tak, aby ekonomický efekt byl největší.

### **Specifikace teplárny**

Teplárna sestává z jedné kogenerační jednotky (plynová turbína, elektrický generátor, kotel na odpadní teplo) a z plynových kotlů, které kryjí špičkové zatížení a minimální dodávku tepla v létě. Elektřina vyrobená plynovou turbínou se prodává do sítě REAS. Minimální potřeba tepla v zimním dni je vždy větší, než maximální dodávka tepla z kogenerační jednotky.

### **Kogenerační jednotka**

Elektrický výkon	$P_e = 1,2 \text{ MW}$
Pohotový elektrický výkon jmenovitý	$P_{\text{poh}} = 1 \text{ MW}$
Tepelný výkon	$P_Q = 1,94 \text{ MW} = 6,97 \text{ GJ/h}$
Teplárenský modul	$\sigma = 0,62$
Celková účinnost	$\eta_T = 0,9$
Součinitel variabilních nákladů	$k_{\text{var}} = 1,02$

(zahrnuje variabilní náklady kromě palivových)

Po 32 000 ekvivalentních provozních hodin turbíny se provádí generální oprava, která stojí 4 mil. Kč (tj. 125 Kč/h<sub>ekv</sub>). Jeden start turbíny odpovídá deseti ekvivalentním hodinám (tj. stojí 1250,- Kč).

### **Plynové kotle**

Účinnost	$\eta_V = 0,9$
Součinitel variabilních nákladů	$k_{\text{var}} = 1,01$

### **Palivo**

Zemní plyn, výhřevnost	$Q_n = 33,74 \text{ MJ/m}^3 \text{ (n)}$
Cena	$C_{ZP} = 5,13 \text{ Kč/m}^3 \text{ (n)} = 152 \text{ Kč/GJ}$

### **Výkupní cena elektřiny**

Výkupní cena elektřiny je dvousložková:

Cena za pohotový výkon je 330 000 Kč/MW měsíc.

Cena za práci je určena tarifem:

špičkový tarif (ŠT) - 850 Kč/MWh

vysoký tarif (VT) - 700 Kč/MWh

nízký tarif (NT) - 500 Kč/MWh.

Jednotlivé tarify jsou platné v zimním dnu v hodinách:

ŠT: 6 - 10 ; 17 - 20 hod.

VT: 10 - 12 ; 16 - 17 ; 20 - 23 hod.

NT: 12 - 16 ; 23 - 6 hod.

### Provozní varianty

V1 - kogenerační jednotka je v provozu pouze v době špičkového tarifu, tj. 7 hod. denně, najíždí dvakrát denně.

V2 - kogenerační jednotka je v provozu v době špičkového a vysokého tarifu (13 hod. denně), najíždí dvakrát denně.

V3 - kogenerační jednotka je v provozu 24 hod. denně, najíždí jednou týdně.

V4 - kogenerační jednotka je 24 hod. v záloze, teplo dodávají pouze plynové kotle.

### Metodika výpočtu

Nalezení optimální provozní varianty vyžaduje v tomto případě hodnocení z hlediska provozovatele. Fixní náklady nemají na výsledek hodnocení vliv a není nutno je uvažovat. Aby se výpočet dále zjednodušil, je použita rozdílová metoda. Kritériem ekonomické efektivnosti je rozdíl marže kogenerační jednotky a plynových kotlů (tj. rozdíl tržeb za energii a variabilních nákladů). Rozdíl marží je dán vztahem

$$\Delta Z_m = (V_e + V_{QT} - N_{varT}) - (V_{QV} - N_{varV}) \quad [\text{Kč/den}], \quad (5.2)$$

kde značí V - tržby,  $N_{var}$  - variabilní náklady, indexy značí e - elektřina, Q - teplo, T - kogenerační jednotka, V - plynové kotle. U plynových kotlů se uvažuje pouze množství tepla odpovídající dodávce z kogenerační jednotky, takže platí

$$V_{QT} = V_{QV}. \quad (5.3)$$

Dalšího zjednodušení výpočtu (eliminace výkonu) se dosáhne dělením základní rovnice (5.1) dodávkou tepla  $Q_T$ , takže po úpravách má rovnice konečný tvar

$$\Delta z_m = \Delta Z_m / Q_T = \sigma \cdot C_E / 3,6 - [k_{varT}(\sigma + 1) - k_{varV}] C_{ZP} / \eta_T \quad [\text{Kč/GJ}] \quad (5.4)$$

Ekvivalentní cena elektřiny  $C_E$  [Kč/MWh] je průměrná denní cena a je pro každou variantu jiná. Počítá se podle postupu:

$C_e$  = cena za pohotový výkon a den (330 000,- / 30 = 11 000 Kč/d)

+ cena za práci (počet hodin příslušného tarifu \* cena)

- cena za GO (125,- Kč \* počet hodin provozu denně)

- cena za starty (počet startů denně \* 1250,- Kč)

-----

součet těchto položek se dělí množstvím vyrobené elektřiny

(tj. počtem hodin provozu denně \* 1,2 MW)



Pro výpočet varianty V4 nelze rovnici (5.4) použít. Proto byla použita rovnice (5.2), ve které platí  $V_{QT}, N_{varT} = 0$ .

V tomto případě kogenerační jednotka nedodává žádnou elektřinu a tržby tvoří pouze plat za pohotový výkon  $V_e = 11\,000 \text{ Kč/d} = 458,33 \text{ Kč/h}$ . Teplo dodávají místo kogenerační jednotky plynové kotle, a to v množství  $Q = 1,2 \text{ MWh} \cdot 3,6/0,62 = 6,97 \text{ GJ/h}$ . Denní tržba za toto teplo je  $V_{QV} = 6,97 \cdot 24 \cdot C_Q$  [Kč/d], kde  $C_Q$  [Kč/GJ] je prodejní cena tepla. Variabilní náklady plynových kotlů za toto teplo jsou  $V_{varV} = 1,01 \cdot 6,97 \cdot 24 \cdot 152/0,9 = 28\,534,25 \text{ Kč/den}$ . Rozdíl měrných marží je tedy  $\Delta z_m = 236,34 - C_Q$  [Kč/GJ] a závisí na prodejní ceně tepla  $C_Q$ .

Výsledky výpočtu jsou uvedeny v následující tabulce.

**Tab. 5.3 Výsledky optimalizačního výpočtu**

Varianta provozu	V1	V2	V3	V4
Počet hodin provozu kogen. jednotky [h/d]	7	13	24	0
Ekv. cena elektřiny $C_E$ [Kč/MWh]	1616,07	1091,35	814,98	458,33 Kč/h
Rozdíl měrných marží $\Delta z_m$ [Kč/GJ]	+169,80	+79,44	+31,85	+236,34 - $C_Q$

Z definice rozdílu marží vyplývá, že při kladné marži  $z_m > 0$  je výhodnější provoz kogenerační jednotky, než plynových kotlů. Nejvýhodnější provozní varianta z navržených je tedy V1, tj. provoz kogenerační jednotky pouze v době platnosti špičkového tarifu. Výhodnost varianty V4 závisí na prodejní ceně tepla  $C_Q$ . Pokud by tato cena tepla kogenerační jednotky v záloze (varianta V4) byla menší než 66,54 Kč/GJ, byla by varianta V4 nejvýhodnější.

## 6.0 PODMÍNKY VYUŽITÍ KOGENERAČNÍCH ZDROJŮ V REGIONECH

Přechod od centrálně plánovaného řízení energetiky k volnému trhu s energií vyžaduje zcela nové principy v metodice řešení, koncepci a řízení energetického rozvoje obcí, měst a regionů. Řešení otázek s tím spojených je o to důležitější, že v oblasti energetiky není dosud ukončena transformace, přetrvávají např. ještě deformované ceny, není známa definitivní podoba energetického zákona a pod.

Rozvoj jednotlivých regionů je jednoznačně závislý na dodávce energie. Proto těžištěm energetického rozvoje regionů je vyřešení problémů týkajících se

- struktury zásobování energií,
- objemu dodávek jednotlivých druhů primární energie,
- řešení předchozích dvou cílů ekonomicky optimálním způsobem,
- řešení ekonomicky přijatelným způsobem ochrany životního prostředí.

Energetický rozvoj regionu je nutno řešit s ohledem na působení tržních faktorů jako optimalizační úlohu pro dostatečně dlouhé časové období s ohledem na životnost energetických systémů.

Přitom je nutno zvážit následující skutečnosti:

1. Vypracování dokumentu o energetickém rozvoji obcí nebylo v minulosti vyžadováno žádnou právní normou. Energetická politika schválená v roce 1992 přinesla v tomto směru pouze určitá doporučení. Zákon o hospodaření s energií zpracováváný v současné době stanoví, bude-li schválen, odpovědnost za pořízení územní energetické koncepce na příštích 15 let správnímu úřadu příslušného územního obvodu.
2. Vypracování územní energetické koncepce je složitým interdisciplinárním úkolem, který musí být řešen jako součást celého rozvoje územního celku. Nelze jej zodpovědně řešit bez znalostí záměrů a předpokladů rozvoje územního celku a jeho ekonomického potenciálu.
3. Územní energetická koncepce by měla obsahovat (podle předběžného návrhu zákona o hospodaření s energií):
  - rozbor trendů vývoje poptávky po energii, včetně cen a nákladů,
  - rozbor možných zdrojů a způsobů výroby, rozvodu a spotřeby energie,
  - hodnocení možných úspor z hospodárného využití energie,
  - vybranou variantu řešení včetně zdůvodnění a vyhodnocení vlivu na životní prostředí.
4. Liberalizace a zavádění volného trhu v oblasti energetiky přináší jasný trend decentralizace energetických zdrojů. Příčiny tohoto trendu jsou
  - snaha o snížení nákladů na rozvod energie,
  - rychlý technický vývoj zdrojů s malým jednotkovým výkonem (pístových motorů, plynových turbín).

To dává prostor pro širší uplatnění kogenerace.

5. Stále důležitější roli v oblasti snižování energetické náročnosti a uplatnění kogenerace budou mít dodavatelské společnosti (elektrárenské, plynárenské). Na rozdíl od původní tradiční role výrobce energie, mají dodavatelské společnosti souhrnné informace a znalosti o technických možnostech kogenerace, jsou v přímém kontaktu se svými zákazníky a mají i technické možnosti k monitorování jejich potřeb.
6. Širší uplatnění kogenerace předpokládá optimalizaci rozvoje energetické soustavy regionu (metoda Least Cost Planning - LCP) s přihlédnutím k ochraně životního prostředí a na straně spotřeby analýzu s cílem snížení energetické náročnosti (Demand Side Management - DSM).
7. Návrh kogeneračního zdroje je složitější než projekt jednoduché výtopny a také jeho realizace vyžaduje vyšší náklady. Kogenerační zdroj je proto nutno navrhovat přísně na specifické podmínky zásobované oblasti, zejména s ohledem na strukturu spotřebitelů a na její předpokládaný vývoj. Jakékoliv chyby v tomto směru mohou mít v prostředí volného trhu nepříjemné ekonomické důsledky (např. "uvízlé" náklady, které nebudou budoucím provozem zařízení splaceny). Z uvedených důvodů není možné formulovat obecnější zásady pro širší využití kogenerace pro příslušný region.

## 7.0 ÚZEMNÍ, STAVEBNÍ, ENERGETICKÁ A EKOLOGICKÁ LEGISLATIVA

Legislativa ČR se postupně transformuje do podoby, která bude v souladu s legislativou uplatňovanou v členských zemích Evropské unie a bude respektovat Evropskou energetickou chartu (EECH). Zákon č.222/1994 Sb. O podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o Státní energetické inspekci, který již byl zpracován se zřetelem na legislativu EU, ale přesto nerespektuje některé principy, které jsou zakotveny v „dohodě k energetické chartě“.

Při výstavbě a provozu kogeneračních zdrojů energie je vždy třeba respektovat související legislativu, kde mezi nejdůležitější patří především tyto hlavní předpisy :

### a) Problematika obecných technických a stavebních požadavků

1. Zákon č. 50/1976 Sb. o územním plánování a stavebním řádu (stavební zákon), ve znění zákona č. 103/1990 Sb., zákona č. 262/1992 Sb., zákona č. 43/1994 Sb. a zákona č. 83/1998 Sb. ze dne 18. března 1998. (Vyhl. 197/98 Sb. Úplné znění zákona se zahrnutím všech pozdějších změn a doplňků)

Stanoví základní požadavky a technické možnosti pro novou výstavbu včetně připojování k tepelným a elektrickým distribučním soustavám. Zejména obsahuje:

- systémová ustanovení, práva a povinnosti účastníků výstavby, pravidla stavebního řízení, práva a povinnosti investorů, platná pro územní plánování
- ustanovení o podmínkách provádění některých činností např. kladení potrubí, vedení kabelů, pouličních výkopů, atd.
- oprávnění pro provádění stavebních prací a vymezení pravomoci a úlohy stavebních úřadů
- Stavební dozor a sankce při výstavbě
- Dokumentace staveb a její obsah

2. Vyhláška č. 83/1996 Sb. o obecných technických požadavcích na výstavbu, ve znění vyhlášky č. 45/1979 Sb., a vyhlášky č. 376/1992.

3. Vyhláška č. 174/1994 Sb. o podrobnější úpravě územního řízení a stavebního řádu, ve znění vyhlášky č. 155/1980 Sb. a vyhlášky č. 378/1992 Sb. (úplné znění).

4. S účinností od 1. července 1998, v návaznosti na novelu stavebního zákona došlo k vydání tří nových prováděcích vyhlášek :

- vyhláška MMR č. 131 / 98 Sb., o územně plánovacích podkladech a územně plánovací dokumentaci

- vyhláška MMR č. 132 / 98 Sb., kterou se provádějí některá ustanovení stavebního zákona

- vyhláška MMR č. 137 / 98 Sb., o obecných technických požadavcích na výstavbu

5. Zákon č.513/1991 Sb. obchodní zákoník, ve znění pozdějších novel.

Definuje podmínky smluv o dodávkách elektřiny a tepla mezi právními subjekty, práva a povinnosti. obou smluvních stran včetně možnosti opravných prostředků před soudem.

6. Zákon č.40/1964 Sb. občanský zákoník, ve znění pozdějších novel.

Upravuje obchodní vztahy mezi podnikatelem a občanem. Smlouva na dodávku elektřiny a tepla pro obyvatele musí vycházet z občanského zákoníku, včetně možnosti dovolat se nápravných opatření u soudu. Zvláště dodatek č.267/1994 Sb. stanovil nové podmínky pro smlouvy o nájmu bytu a obsahuje ustanovení o dodávce tepla a teplé vody

7. Zákon č.22/1997 Sb. o technických požadavcích na výrobky

Stanoví pravidla pro posuzování shody technických parametrů podle technických požadavků na výrobky, vytváření technických pravidel a standardů a jejich ověřování. Definuje rovněž pravidla a povinnosti osob, prezentujících výrobky na trhu. Na zákon navazuje řada vládních nařízení o technických požadavcích na jednotlivé typy výrobků.

8. Zákon č.174/1968 Sb. o Státní inspekci v oblasti bezpečnosti práce

Určuje úlohu Českého úřadu bezpečnosti práce a řady jeho vyhlášek, které definují podmínky bezpečné práce při používání různých technických zařízení.

9. Zákon č.89/1995 Sb. o Státní statistické službě

Určuje povinnosti všech fyzických a právnických osob v oblasti poskytování informací pro potřeby státní statistické služby

b) problematika energetická a cenová

1. Zákon č. 222 / 1994 Sb. O podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o Státní energetické inspekci

- stanoví podmínky pro podnikání v kogeneraci, práva a povinnosti fyzických a právnických osob spojené s tímto podnikáním a pravomoci státní správy včetně regulace
- podnikání bez státní autorizace není možné
- držitelé státní autorizace mají ze zákona povinnost veřejné služby
- držitelé státní autorizace podléhají státní regulaci
- Státní energetická inspekce je kontrolním orgánem státu i pro podnikání v kogeneraci
- zákon ve specifické části definuje podmínky pro dodávku tepla, teplovodní přípojku, měření, výkup tepla, ochranná pásma a neoprávněný odběr tepla
- stanoví povinnost výkupu elektřiny a tepla z kogenerace

2. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 129 ze dne 15. června 1995 o podrobnostech udělování státní autorizace k podnikání v energetických odvětvích.

Definuje aktivity v energetických odvětvích jako:

- výroba elektřiny
- výroba tepla
- dodávka elektřiny
- dodávka tepla

Pro každou z těchto aktivit musí mít podnikatel státní autorizaci.

Vyhláška stanovuje podmínky pro udělení, zánik a zrušení státní autorizace.

3. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 169 ze dne 27. června 1995, kterou se stanoví podrobnosti o podmínkách dodávek elektřiny a o způsobu výpočtu škody vzniklé dodavateli neoprávněným odběrem elektřiny ve znění vyhlášky č. 196 ze dne 21. června 1996, kterou se vyhláška č. 169/96 Sb. mění.

4. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 250 ze dne 3. září 1996 o stavech nouze v elektroenergetice.

5. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 196 ze dne 14. srpna 1995, kterou se podrobněji stanoví podmínky dodávek plynu a způsob výpočtu škody způsobené neoprávněným odběrem plynu.

6. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 197 ze dne 14. srpna 1995 o stavech nouze v plynárenství a o dispečerském řízení plynárenské soustavy.
7. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 173 ze dne 27. května 1996, kterou se stanoví postup při výkonu státní regulace v energetických odvětvích.
8. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 193 ze dne 7. srpna 1995, kterou se stanoví způsob a výše náhrad za omezení vlastnických práv na lesních pozemcích a lesních porostech u venkovních vedení elektřiny a u plynovodů.
9. Vyhláška Ministerstva životního prostředí č. 206/1993 Sb., kterou se stanoví požadavky na kvalitu paliv k přímému spalování a jejich prodej.
10. Zákon č. 75/1997 Sb., o sociálním příspěvku k vyrovnání zvýšení cen tepelné energie.
11. Výměr MF ČR č. 01/98 ze dne 4. prosince 1997, kterým se vydává Seznam zboží s regulovanými cenami.
12. Výměr MF ČR č. 05/98 ze dne 14. května 1998, kterým se doplňuje seznam zboží s regulovanými cenami vydaný výměrem MF č. 01/98.
13. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 245 / 1995 Sb. stanoví pravidla pro vytápění, přípravu TVU a rozúčtování nákladů na objekty a konečné spotřebitele a související vyhlášky MPO :
14. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 16/1996 Sb., kterou se stanoví výpočet podílu odběratele na účelně vynaložených nákladech dodavatele spojených s připojením a zajištěním dodávek tepla a způsob výpočtu škody vzniklé držiteli autorizace neoprávněným odběrem tepla.
15. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 155 / 1996 Sb. Zásobování energií ve stavu nouze
- definuje obsah havarijního plánu
  - případě havarijní situace jsou odběratelé povinni snížit spotřebu
  - úroveň snížení musí být dohodnuta s každým spotřebitelem ve smlouvě omezení spotřeby musí brát v úvahu priority jako je zdravotnictví, potravinářství, úkoly
16. Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu ČR č. 173 / 1996 Sb. Postup při výkonu státní regulace v energiích
- Pro podnikání v kogeneraci vyhláška stanoví:
- držitel autorizace na výrobu a dodávku elektřiny včetně kogenerace o elektrickém výkonu nad 50 MW je povinen poskytovat ministerstvu (MPO) údaje o nákladech, příjmech, zisku, nových investicích a další dle přílohy k vyhlášce
  - ministerstvo údaje posuzuje a kontroluje a návrhy na změny cen tepla postupuje ministerstvu financí
  - zaměstnanci ministerstva průmyslu a obchodu mají právo vstupu do objektů, kde se provozuje autorizovaná činnost a právo kontrolovat účetnictví a další dokumentaci.
17. Vyhláška ministerstva průmyslu a obchodu ČR č.95/1998 Sb. ve znění vyhlášky č.34/1999 Sb. o úloze a aktivitách Centrálního energetického dispečinku.

Stanoví, že při přípravě operativních plánů mají být přednostně využity tyto zdroje:

- Kogenerace
- Výroba elektřiny na bázi obnovitelných a druhotných zdrojů energie

18. Vyhláška ministerstva průmyslu a obchodu ČR č.85/1998 Sb.o vytápění a dodávce teplé užitkové vody včetně pravidel rozúčtování na objekty a mezi konečné spotřebitele. Vyhláška stanoví:

- Otopné období
- Začátek, konec a přerušení dodávky tepla
- Kvalitu dodávky tepla
- Minimální účinnost výroby tepla
- Měrné ukazatele spotřeby tepla
- Kvalitu dodávky teplé užitkové vody
- Regulaci vytápění
- Metodu rozúčtování nákladů na teplo a teplou užitkovou vodu

19. Cenové výměry MF ČR pro příslušný rok ke stanovení cen energie a paliv pro kategorie konečných odběratelů

20. Zákon č.526/1990 Sb. o cenách, ve znění pozdějších novel.

Zákon definuje pravidla jednání o ceně, cenovou regulaci a cenovou inspekci.

21. Vyhláška ministerstva financí č.580/1990 Sb. k zákonu o cenách.

Vyhláška definuje neadekvátní ekonomický zisk, procedurální otázky cenové regulace a cenové kontroly

22. Vyhláška Ministerstva financí č. 170/1996 Sb., kterou se stanoví bližší podmínky pro vrácení spotřební daně zaplacení v cenách některých uhlovodíkových paliv a maziv včetně náležitostí dokladu o nákupu a podrobností o vedení evidence o nákupu a spotřebě těchto paliv a maziv

23. Zákon č.338/1992 Sb. o dani z nemovitostí, ve znění pozdějších novel.

Od daně z nemovitostí jsou po dobu pěti let od uvedení do provozu osvobozena:

- zařízení používající sluneční energii, geotermální energii a energii biomasy
- změny tepelných zdrojů z pevných paliv na zemní plyn (včetně kogenerace)
- změny tepelně izolačních konstrukcí budov, snižující spotřebu tepla.

24. Zákon č.586/1992 Sb. o dani z příjmů

Příjmy z provozu zařízení na bázi tepelných čerpadel, solární a geotermální energie jsou na dobu pěti let osvobozeny od daně z příjmů.

25. Zákon č.558/1992 Sb. o dani z přidané hodnoty

Některé výrobky a služby mají nižší sazbu daně z přidané hodnoty (5 %) oproti normální úrovni sazby DPH (22 %). Týká se to těchto energií a energetických zařízení:

- Tepelná energie
- Tepelná čerpadla
- Solární instalace (využití sluneční energie)
- Termostatické ventily
- Vodoměry na teplou vodu.

26. Dobrovolná dohoda o zvýšení prodejních cen elektřiny z kogenerace

Dohoda mezi Svazem podnikatelů pro využívání energetických zdrojů a všemi regionálními distribučními společnostmi za účasti Ministerstva průmyslu a obchodu a Ministerstva životního prostředí o zvýšení prodejní ceny elektřiny z obnovitelných energetických zdrojů a z kogenerace. Dohoda platí od 1. dubna 1999.

c) problematika ochrany životního prostředí

1. Zákon ČNR č. 244 / 1992 Sb. Posuzování vlivu na životní prostředí

Stanoví povinný postup a pravidla posuzování vlivu tepelných zdrojů o výkonu nad 20 MW na životní prostředí. Definiuje proces posuzování, uvádí seznam povinné dokumentace, stanoví povinný postup provedení veřejné diskuse, určuje úlohu jednotlivých státních institucí a proceduru získání licence pro provádění posuzování.

2. Zákon ČNR č. 211 / 1994 Sb. Ochrana ovzduší

3. Vyhláška MŽP č. 206 / 1993 Sb. Požadavky na kvalitu paliv k přímému spalování

4. Zákon Federálního shromáždění č. 309/1991 Sb., o ochraně ovzduší před znečišťujícími látkami - zákon o ovzduší, jehož úplné znění bylo uveřejněno v zákoně č. 211/1994 Sb.

Zákon rozděluje zdroje tepla podle výkonu do tří kategorií, stanovuje přípustné míry emisí, definuje práva a povinnosti provozovatelů, stanovuje úlohu státních orgánů a předepisuje poplatky a pokuty za znečišťování ovzduší.

5. Zákon č. 114/1992 Sb., o ochraně přírody a krajiny Zákon České národní rady č. 388/1991 Sb., o Státním fondu životního prostředí České republiky. Novela uveřejněna ve Sbírce pod č. 334/1992 Sb.

6. Zákon České národní rady č. 389/1991 Sb., o státní správě ochrany ovzduší a o poplatcích za jeho znečišťování, jehož úplné znění bylo uveřejněno v zákoně č. 212/1994 Sb. Novela uveřejněna ve Sbírce pod č. 86/1995 Sb.

Stanoví úlohu a kompetenci Ministerstva životního prostředí a České inspekce životního prostředí, regionální administrativu v ochraně životního prostředí a úlohu místní správy v oblasti ochrany životního prostředí.

7. Zákon Federálního shromáždění č. 17/1992 Sb., o životním prostředí.

8. Nařízení vlády ČR č. 171/1992 Sb., kterým se stanoví ukazatele přípustného stupně znečištění vod. Novela uveřejněna ve Sbírce pod č. 185/1996 Sb.

9. Vyhláška Ministerstva životního prostředí č. 117/1997 Sb., kterou se stanoví emisní limity a další podmínky provozování stacionárních zdrojů znečišťování a ochrany ovzduší.

Vyhláška stanovila nové, přísnější limity pro zdroje znečišťování ovzduší.

10. Zákon č.138/1973 Sb. o vodách

Stanoví podmínky pro připojení a užívání vod a vypouštění odpadních vod.

11. Zákon č.125/1997 Sb. o odpadech



Stanoví přírodní a personálně právní podmínky nakládání s odpady všeho druhu. Definuje úlohu státního dozoru, poplatky, pokuty, inspekci atd.

d) Technické normy

Zákon č. 142/1991 Sb., o československých státních normách ve znění zákona č. 632/1992 Sb.

Zákon č. 22/1997 Sb., o technických požadavcích na výrobky

Výběr platných norem z oblastí tepla a tepelné techniky:

*TŘÍDA 06: TOPENÍ, PRŮMYSLOVÉ PECE, VAŘIDLA A TOPIDLA*

- ČSN 06 0009 Výměníky tepla pro ústřední vytápění. Technické požadavky. (Schválena 12.93)
- ČSN 06 0210 Výpočet tepelných ztrát budov při ústředním vytápění. (Vydání 05.94)
- ČSN 06 0215 Výpočet vytápění infračervenými záři čj. (Schválena 12.61)
- ČSN 06 0220 Ústřední vytápění. Dynamické stavy. (Vydání 02.94)
- ČSN 06 0310 Ústřední vytápění. Projektování a montáž. (Schválena 03.82, změna 08.86 a 12.87)
- ČSN 06 0312 Ústřední sálavé vytápění se zabetonovanými trubkami. Projektování a montáž. (Schválena 01.72)
- ČSN 06 0320 Ohřívání užitkové vody. Navrhování a projektování. (Schválena 01.86, změna 03.89)
- ČSN 06 0830 Zabezpečovací zařízení pro ústřední vytápění a ohřívání užitkové vody. (Schválena 05.88, změna 06.91)
- ČSN 06 1000 Lokální spotřebiče pevných, kapalných a plyných paliv. Termíny a definice. (Vydání 01.94)
- ČSN 06 1101 Otopná tělesa pro ústřední vytápění. Základní ustanovení. (Schválena 06.79, změna 11.87 a 02.92)
- ČSN 06 1102 Otopná tělesa pro ústřední vytápění. Výpočet velikosti. (Schválena 05.91)
- ČSN 06 1510 Ohříváče (ohříváky) vzduchu na pevná, kapalná a plyná paliva. Technické předpisy. (Schválena 05.90)
- ČSN 06 1950 Průmyslová tepelná zařízení na plyná paliva. Technické předpisy. (Schválena 05.91)
- ČSN 06 3003 Průmyslové plynové pece. Základní ustanovení. (Schválena 10.81, změna 06.88)
- ČSN 06 3006 Třídění průmyslových palivových pecí pro ohřev a tepelné zpracování kovů. (Vydání 11.92)
- ČSN 06 4310 Hořáky na plyná paliva pro průmyslové pece. Řada jmenovitých tepelných výkonů. (Schválena 10.90)

*TŘÍDA 07: KOTLE*

- ČSN 07 0000 Názvosloví parních a horkovodních kotlů. (Schválena 10.80, změna 02.84)
- ČSN 07 0010 Základní parametry a výkony pro parní kotle stabilní. (Schválena 01.97, změna 04.84)
- ČSN 07 0020 Parné kotle. Typy a základné parametre. (Schválena 10.83, změna 12.85 a 12.88)
- ČSN 07 0021 Horkovodní kotle. Typy a základní parametry. (Schválena 09.83)
- ČSN 07 0240 Teplovodní a nízkotlaké parní kotle. Základní ustanovení. (Vydání 01.94, změna 06.94)
- ČSN 07 0245 Teplovodní a nízkotlaké parní kotle. Teplovodní kotle do výkonu 50 kW. Technické požadavky. Zkoušení. (Vydání 09.93)
- ČSN 07 0246 Teplovodní a nízkotlaké parní kotle. Průtočné teplovodní kotle na plyná paliva. Technické požadavky. Zkoušení. (Schválena 12.84)

- ČSN 07 0305 Hodnocení kotlových ztrát. (Schválena 03.83)
- ČSN 07 0610 Výměníky tepla voda-voda, pára-pára. Typy a základní parametry. (Schválena 10.83)
- ČSN 07 0620 Konstrukce a výstroj parních a horkovodních kotlů. (Schválena 03.77, změna 02.83 a 10.85)
- ČSN 07 0703 Plynové kotelny. (Schválena 07.85, změna 03.89, 02.91 a 03.93)
- ČSN 07 0710 Provoz, obsluha a údržba parních a horkovodních kotlů. (Schválena 06.75, změna 04.77, 05.78 a 06.85)
- ČSN 07 5800 Hořáky na plynná a kapalná paliva. Názvosloví. (Schválena 10.89)
- ČSN 07 5801 Hořáky na plynná paliva. Technické požadavky. (Schválena 04.88, změna 12.90)
- ČSN 07 5820 Ventily s elektrickým ovládním pro plynná paliva. Technické požadavky. Zkoušení. (Schválena 02.85, změna 03.88)
- ČSN 01 5851 Hořáky na kapalná paliva s ručním ovládním. (Schválena 04.73, změna 09.74, 09.75 a 01.90)
- ČSN 07 5852 Hořáky na kapalná s poloautomatickým a automatickým řízením. Technické předpisy. (Schválena 03.73, změna 01.79, 08.79 a 01.90)
- ČSN 07 5853 Hořáky na kapalná paliva. Technické požadavky. (Schválena 09.89, změna 12.90)
- ČSN 07 6408 Přímé regulátory spalovacího vzduchu. Technické předpisy. (Schválena 02.90)
- ČSN 07 7401 Voda a pára pro tepelná energetická zařízení s pracovním tlakem páry do 8 MPa. (Vydání 11.92)
- ČSN 07 7403 Voda a pára pre tepelné energetické zariadenia s pracovním tlakom 8 MPa a vyšším. (Schválena 01.82)

#### *TŘÍDA 12. VZDUCHOTECHNICKÁ ZAŘÍZENÍ*

- ČSN 12 7010 Vzduchotechnická zařízení. Navrhování větracích a klimatizačních zařízení. Všeobecná ustanovení. (Schválena 09.86)

#### *TŘÍDA 13: ARMATURY A POTRUBÍ*

- ČSN 13 0010 Potrubí a armatury. Jmenovité tlaky a pracovní přetlaky. (Schválena 07.89, změna 12.90)
- ČSN 13 0108 Potrubí. Provoz a údržba potrubí. Technické předpisy. (Schválena 05.74)

#### *TŘÍDA 26: MĚŘÍCÍ A KONTROLNÍ NÁŘADÍ A PŘÍSTROJE*

- ČSN 25 0051 Normální teplota pro srovnávání měřených hodnot závislých na teplotě. (Schválena 07.57)
- ČSN 25 7710 Měření průtoku tekutin pomocí snímačů diferenčního tlaku. Část 1: Clony, dýzy a Venturiho trubice vložené do zcela vyplněného potrubí kruhového průřezu. (Vydání 10.93) . ISO 5167-1
- ČSN 25 7721 Měření průtoku čisté vody v uzavřených potrubích. Metoda měření rychlostního pole pomocí vodoměrných vrtulí při pravidelném proudění plným profilem. (Vydání 12.93) ISO 3354
- ČSN 25 7801 Vodoměry. Základné ustanovenia. (Schválena 10.80, změna 06.85 a 08.93)

#### *TŘÍDA 33: ELEKTROTECHNIKA – ELEKTROTECHNICKÉ PŘEDPISY*

- 33 2000-1 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 1: Rozsah platnosti, účel a základní hlediska. Vydání: 07.95. Změna 1 11.95., Změna 2 11.96.
- ČSN 33 2000-2-21 Elektrotechnické předpisy - Elektrická zařízení - Část 2: Definice - Kapitola 21: Pokyn k používání všeobecných termínů. Vydání: 04.98.
- ČSN 33 2000-3 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 3: Stanovení základních charakteristik. Vydání: 08.95. Změna 1 11.95., Změna 2 08.97.

- ČSN 33 2000-4-41 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 4: Bezpečnost. Kapitola 42: Ochrana před úrazem elektrickým proudem. Vydání: 01.96., Oprava UR 4.96.
- ČSN 33 2000-4-42 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 4: Bezpečnost. Kapitola 42: Ochrana před účinky tepla. Vydání: 11.94.
- ČSN 33 2000-4-43 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 4: Bezpečnost. Kapitola 43: Ochrana proti nadproudům. Vydání: 02.94.
- ČSN 33 2000-4-45 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 4: Bezpečnost. Kapitola 45: Ochrana před podpětím. Vydání 01.96.
- ČSN 33 2000-4-46 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 4: Bezpečnost. Kapitola 46: Odpojování a spínání. Vydání: 06.95. Změna 1 11.95., Oprava
- ČSN 33 2000-4-47 Elektrotechnické předpisy - Elektrická zařízení - Část 4: Bezpečnost - Kapitola 47: Použití ochranných opatření pro zajištění bezpečnosti - Oddíl 470: Všeobecně – Oddíl 471: Opatření k zajištění ochrany před úrazem elektrickým proudem. Vydání: 08.97.
- ČSN 33 2000-4-473 HD 384.4.473 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 4: Bezpečnost. Kapitola 47: Použití ochranných opatření pro zajištění bezpečnosti. Oddíl 473: Opatření k ochraně proti nadproudům. Vydání: 02.94., Změna 1 12.95.
- ČSN 33 2000-4-481 Elektrotechnické předpisy - Elektrická zařízení - Část 4 - Bezpečnost – Kapitola 48: Výběr ochranných opatření podle vnějších vlivů- Oddíl 481: Výběr opatření na ochranu před úrazem elektrickým proudem podle vnějších vlivů. Vydání: 03.97.
- ČSN 33 2000-5-51 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 5: Výběr a stavba elektrických zařízení. Kapitola 51: Všeobecné předpisy. Vydání: 07.96.
- ČSN 33 2000-5-52 Elektrotechnické předpisy - Elektrická zařízení - Část 5: Výběr a stavba elektrických zařízení - Kapitola 52: Výběr soustav a stavba vedení. Vydání: 03.98. Souběžná platnost: viz ČSN 34 1050/Zm 4.
- ČSN 33 2000-5-53 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 5: Výběr a stavba elektrických zařízení. Kapitola 53: Spínací a řídicí přístroje. Vydání: 12.94., Oprava UR 01.95.
- ČSN 33 2000-5-54 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 5: Výběr a stavba elektrických zařízení. Kapitola 54: Uzemnění a ochranné vodiče. Vydání: 01.96., Oprava UR 04.96.
- ČSN 33 2000-5-56 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 5: Výběr a stavba elektrických zařízení. Kapitola 56: napájení zařízení sloužících v případě nouze. Vydání: 08.96., Oprava UR 09.96.
- ČSN 33 2000-5-523 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 5: Výběr a stavba elektrických zařízení. Kapitola 52: Výběr soustav vedení. Oddíl 523: Dovolené proudy. Vydání: 02.94.
- ČSN 33 2000-5-523 PŘÍLOHA NL Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 5: Výběr a stavba elektrických zařízení. Kapitola 52: Výběr soustav a stavba vedení. Oddíl 523: Dovolené proudy. Národní příloha NL: Přiřazení jisticích prvků proti přetížení k vodičům a kabelům. Vydání: 09.94.
- ČSN 33 2000-5-537 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 5: Výběr a stavba elektrických zařízení. Kapitola 53: Spínací a řídicí přístroje. Oddíl: 537: Přístroje pro odpojování a spínání. Vydání: 12.94.
- ČSN 33 2000-5-551 Elektrotechnické předpisy - Elektrická zařízení - Část 5: Výběr a stavby elektrických zařízení - Kapitola 55: Ostatní zařízení - Oddíl 551: Nízkonapěťová zdrojová zařízení. Vydání: 08.99.
- ČSN 33 2000-6-61 Elektrotechnické předpisy. Elektrická zařízení. Část 6: Revize. Kapitola 61: Postupy při výchozí revizi. Vydání: 02.94., Změna 1 Vydání: 06.96.
- ČSN 33 3100 Elektrotechnické předpisy. Roztříděné elektráren a tepláren podle druhu prvotní energie a způsobu práce. Základní názvy. Schválena 04.77. s účinností 07.78. Změna 1 09.94.

- ČSN ISO 8528-1 (33 3140), převzata překladem Střídavá zdrojová soustrojí poháněná pístovými spalovacími motory. Část 1: Použití, jmenovité údaje a vlastnosti. Vydání: 03.96.
- ČSN ISO 8528-2 (33 3140), převzata překladem Střídavá zdrojová soustrojí poháněná pístovými spalovacími motory. Část 2: Motory. Vydání: 03.96.
- ČSN ISO 8528-3 (33 3140), převzata překladem Střídavá zdrojová soustrojí poháněná pístovými spalovacími motory. Část 3: Střídavé generátory pro zdrojová soustrojí. Vydání: 03.96.
- ČSN ISO 8528-4 (33 3140), převzata překladem Střídavá zdrojová soustrojí poháněná pístovými spalovacími motory. Část 4: Řídící a spínací přístroje. Vydání: 03.96.
- ČSN ISO 8528-5 (33 3140), převzata překladem Střídavá zdrojová soustrojí poháněná pístovými spalovacími motory. Část 5: Zdrojová soustrojí. Vydání: 03.96.
- ČSN ISO 8528-6 (33 3140), převzata překladem Střídavá zdrojová soustrojí poháněná pístovými spalovacími motory. Část 6: Metody zkoušení. Vydání: 03.96.
- ČSN ISO 8528-7 (33 3140), ), převzata překladem Střídavá zdrojová soustrojí poháněná pístovými spalovacími motory – Část 7: Technické údaje pro specifikaci a návrh. Vydání: 06.97.
- ČSN ISO 8528-8 (33 3140), ), převzata překladem Střídavá zdrojová soustrojí poháněná pístovými spalovacími motory - Část 8: Požadavky a zkoušky pro zdrojová soustrojí malého výkonu. Vydání: 03.98.
- ČSN ISO 8528-9 (33 3140), ), převzata překladem Střídavá zdrojová soustrojí poháněná pístovými motory - Část 9: Měření a hodnocení mechanických vibrací. Vydání: 04.98.
- ČSN 33 3210 Elektrotechnické předpisy. Rozvodná zařízení. Společná ustanovení. Schválena 03.86. s účinností 07.87.
- ČSN 33 3220 Elektrotechnické předpisy. Společná ustanovení pro elektrické stanice. Schválena 09.86. s účinností 07.87. Změna a 08.90.
- ČSN 33 3225 Uzemnění v elektrických stanicích. Schválena 08.87. s účinností 10.88.
- ČSN 33 3230 Elektrotechnické předpisy. Rozvodny trojfázové pro napětí nad 52 kV. Schválena 06.82. s účinností 09.83. Změna a 11.87., Změna b 05.90.
- ČSN 33 3231 Elektrotechnické předpisy. Trojfázové rozvodny pro napětí do 52 kV. Schválena 04.83. s účinností 08.84. Změna a 10.88.
- ČSN 33 3240 Elektrotechnické předpisy. Stanoviště výkonových transformátorů. Schválena 10.87. s účinností 10.88. Změna 1 02.97.
- ČSN 33 3260 Elektrotechnické předpisy. Dozorny pro elektrická zařízení. Schválena 09.81. s účinností 09.82 Změna 1 04.86.
- ČSN 33 3265 Elektrotechnické předpisy. Měření elektrických veličin v dozornách výroben a rozvodu elektriny. Schválena 04.88., s účinností 07.89.
- ČSN 33 3270 Elektrotechnické předpisy. Sdělovací a zabezpečovací zařízení ve výrobnách a rozvodu elektrické energie a tepla. Vydání: 09.92.

#### TŘÍDA 35: ELEKTROTECHNIKA

- ČSN EN 60034-1 (35 0000) Točivé elektrické stroje - Část 1: Jmenovité údaje a vlastnosti. Vydání: 10.99., Změna A1 10.99.
- ČSN 35 0000-1-1 Točivé elektrické stroje - Část 1-1: Doplnující požadavky. Vydání: 07.97.
- ČSN EN 60034-2 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje - Část 2: Metody určování ztrát a účinnosti elektrických strojů ze zkoušek (s výjimkou strojů pro trakční vozidla). Vydání: 08.98., Změna A1 08.98. Změna A2 09.99.
- ČSN IEC 34-3 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje. Část 3: Zvláštní požadavky na turbogenerátory. Vydání: 12.94. Změna 1 12.97.
- ČSN EN 60034-4 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje. Část 4: Metody určování veličin synchronního stroje ze zkoušek. Vydání: 06.97.
- ČSN EN 60034-5 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje. Část 5: Stupně ochrany krytem točivých elektrických strojů. Vydání: 02.97.
- ČSN EN 60034-6 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje. Část 6: Způsoby chlazení (IC kód). Vydání: 11.95.

- ČSN EN 60034-7 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje. Část 7: Označování tvarů (IM kód). Vydání: 11. 95.
- ČSN 35 0000-8 Točivé elektrické stroje. Část 8: Označování svorek a smysl točení točivých strojů. Vydání 11.95., Oprava 12.95.
- ČSN EN 60034-9 + A1 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje - Část 9: Mezní hodnoty hluku. Vydání: 02.97., Změna 1 03.99.
- ČSN EN 60034-9 (35 0000) Točivé elektrické stroje - Část 9: Mezní hodnoty hluku. Vydání: 03.99. S účinností od 05.03. se ruší ČSN EN 60034-9 +A1 z 02.97.
- ČSN IEC 34-10 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje. Část 10: Dohody pro popis synchronních strojů. Vydání: 06. 95.
- ČSN 35 0000-11-1 Točivé elektrické stroje. Část 11-1: Vestavné tepelné ochrany. Předpisy pro ochranu točivých elektrických strojů. Schválena 05.91. s účinností 04.92.
- ČSN IEC 34-11-2 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje. Část 11-2: Vestavné tepelné ochrany. Teplotní čidla a řídicí jednotky pro soustavy tepelné ochrany. Vydání: 06.92.
- ČSN IEC 34-11-3 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje. Část 11-3: Vestavné tepelné ochrany. Všeobecné předpisy pro tepelné chrániče v soustavách tepelné ochrany. Vydání: 01.94.
- ČSN EN 60034-12 + A2 (35 0000), převzata překladem Točivé elektrické stroje - Část 12: Rozběhové vlastnosti jednofázových trojfázových asynchronních motorů nakrátko na napětí do 660 V, 50 Hz. Vydání: 01.94., Změna 1 11.99.
- ČSN 35 0000-14 Točivé elektrické stroje. Část 14: Mechanické kmitání strojů s výškou osy od 56 mm. Měření, hodnocení a mezní hodnoty mohutnosti kmitání. Vydání: 11.95., Změna 1 08.98.
- ČSN 35 0000-8 Točivé elektrické stroje. Část 8: Označování svorek a smysl točení točivých strojů. Vydání: 11.95.

#### *TŘÍDA 38: ENERGETIKA - POŽÁRNÍ BEZPEČNOST*

- ČSN 38 1120 Vlastní spotřeba tepelných elektráren a tepláren. (Vydání 02.94)
- ČSN 38 3350 Zásobování teplem, všeobecné zásady. (Schválena 05.88, změna 08.91)
- ČSN 38 3360 Tepelné sítě. Strojní a stavební část - projektování. (Schválena 05.88, změna 09.92)
- ČSN 38 3365 Tepelné sítě. Provádění, montáž, zkoušení, uvádění do provozu (Schválena 02.84)
- ČSN 38 6405 Plynová zařízení. Zásady provozu. (Schválena 02.88)
- ČSN 38 6417 Regulační stanice plynu. (Schválena On .85, změna 03.92)
- ČSN 38 6441 Odběrní plynová zařízení na svítiplyn a zemní plyn v budovách. (Schválena 02.80, změna 11.84, 04.85, 11.85, 03.87 a 12.88)
- ČSN 38 6460 Předpisy pro instalaci a rozvod propan-butanu v obytných budovách. (Schválena 01.74, změna 10.76, 10.78, 6.80, 10.80, 11.84, 11.86 a 12.88)
- ČSN 38 6462 Rozvod a použití propan-butanu v průmyslových závodech a sídlištích. (Schválena 06.75, změna 06.80 a 09.93)
- ČSN 38 7381 Zařízení pro zplyňování paliv. Nízkotlaké zplyňovací generátorové stanice. (Schválena 08.65, změna 01.77 a 04.89)

#### *TŘÍDA 44: HORNICTVÍ*

- ČSN 44 1315 Skladování tuhých paliv. (Schválena 04.89, změna 08.90)
- ČSN 44 1400 Zásady a technické požadavky pro jakost tuhých paliv. (Schválena 05.84, změna 09.85, 11.89, 08.90 a 09.91)
- ČSN 44 1406 Tuhá paliva. Třídy zrnění tuhých paliv a kritéria pro jejich kontrolu. (Schválena 02.87, změna 02.89)

### *TŘÍDA 65: VÝROBKY CHEMICKÉHO PRŮMYSLU*

- ČSN 65 6482 Zkapalněné uhlovodíkové plyny. Propan-butan. (Schválena 03.69, změna 05.88)  
ČSN 65 7991 Ropné výrobky. Topné oleje. Technické požadavky. (Schválena 10.89, změna 08.93)

### *TŘÍDA 72: STAVEBNÍ SUROVINY, MATERIÁLY A VÝROBKY*

- ČSN 12 7006 Výpočet tepelných ztrát při navrhování tepelných izolací. (Schválena 12.74)  
ČSN 72 7301 Tepelně izolační materiály a výrobky. Klasifikace. (Schválena 02.87)

### *TŘÍDA 73: NAVRHOVÁNÍ A PROVÁDĚNÍ STAVEB*

- ČSN 73 0540-1 Tepelná ochrana budov. Část 1: Termíny, definice a veličiny pro navrhování a ověřování. (Vydání 05.94)  
ČSN 73 0540-2 Tepelná ochrana budov. Mást 2: Funkční požadavky. (Vydání 05.94)  
ČSN 73 0540-3 Tepelná ochrana budov. Část 3: Výpočtové hodnoty veličin pro navrhování a ověřování. (Vydání 05.94)  
ČSN 73 0540-4 Tepelná ochrana budov. Část 4: Výpočtové metody pro navrhování a ověřování. (Vydání 05/94)  
ČSN 73 5120 Objekty kotelen o výkonu 3,5 MW a větším. Společná ustanovení. (Schválena 10.86)

### *TŘÍDA 83: OCHRANA ŽIVOTNÍHO PROSTŘEDÍ*

- ČSN 83 0616-87 Jakost teplé užitkové vody

K ČSN je nutné obecně připomenout, že jsou stále platné, i když ne závazné, pokud některé z nich, nebo alespoň jejich články nebyly jako závazné vyhlášeny. Jejich správnou aplikaci stanoví evropské normy (EN), závazně zavedené od srpna 1996 do těchto ČSN. Závazné normy jsou pro zvýraznění uvedeny v následující tabulce:

- ČSN EN 303-1 Kotle pro ústřední vytápění. Kotle s hořáky a ventilátorem  
ČSN EN 291 Kotle na plynná paliva pro ústředně vytápění. Kotle provedení B11 a B11,B3 s atmosférickými hořáky a s jmenovitým tepelným příkonem nejvýše 70 kW.  
ČSN EN 130 6708 Potrubní části. Definice a výběr jmenovitých světlostí.  
ČSN EN 253 Bezkanálové sdružené konstrukce vodních tepelných sítí.  
ČSN EN 448 Bezkanálové sdružené konstrukce vodních tepelných sítí.  
ČSN EN 488 Bezkanálové sdružené konstrukce vodních tepelných sítí-uzavírací armatury  
ČSN EN 484 Bezkanálové sdružené konstrukce vodních tepelných sítí - spojky  
ČSN P ENV 247 Výměníky tepla. Terminologie.  
(69 0006)  
ČSN P ENV 305 Výměníky tepla. Definování výkonností výměníků tepla všeobecné metody (69 6305) zkoušek pro stanovení výkonnosti výměníku tepla.  
ČSN P ENV 306 Výměníky tepla. Metody měření parametrů potřebných pro stanovení  
(69 6303) výkonnosti  
ČSN P ENV 1148 Výměníky tepla. Teplovodní výměníky pro dálkové vytápění.  
(69 6348)

## **B TYPOVÁ ŘEŠENÍ - PŘÍKLADY**

Pro lepší pochopení problematiky návrhu kogeneračních jednotek a ozřejmění metodické části, bude v této kapitole uvedeno několik příkladů prvního návrhu KJ, s postupem, který by měl každý zájemce o instalaci KJ v hlavních zásadách zachovat.

Je zřejmé, že zejména v případech, kdy je KJ instalována do stávajícího zdroje, může nastat mnoho variant, daných výchozími podmínkami a tudíž nelze zpracovat univerzální návod postupu pro optimální návrh KJ. Přesto uvedené příklady mohou v mnoha případech posloužit jako základní vodítko, protože byly voleny typické výchozí podmínky, které se nejčastěji mohou opakovat.

V typových řešeních budou uvedeny příklady návrhu plynové kogenerace i parní kogenerace.

## 1. Plynová kogenerace

### 1.1. s plynovými motory

- a) rozšíření stávající výtopny na teplárnu  
střední městská výtopna se stávajícími plynovými teplovodními kotli o tepelném výkonu 24 MW<sub>t</sub>

#### Základní specifikace

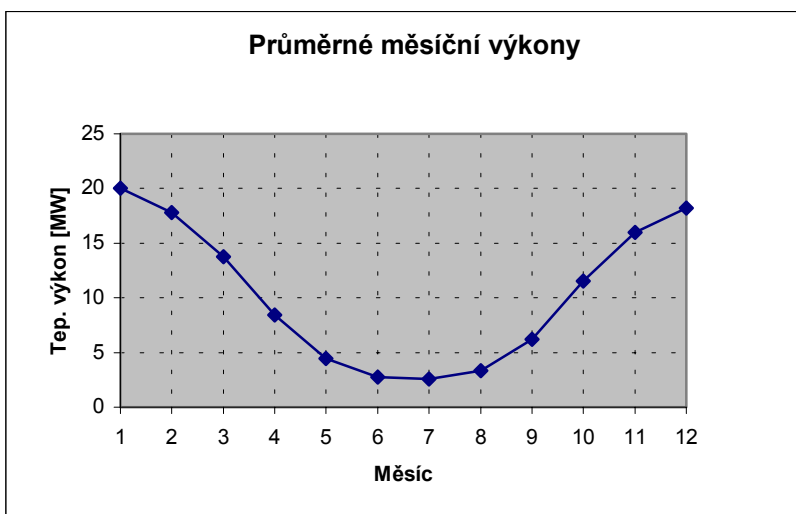
Instalovaný výkon zdroje	24 MW <sub>t</sub>
Skladba kotlů	2 x 10, a 1 x 4 MW <sub>t</sub>
Druh kotlů :	teplovodní 90/70°C
Maximální zimní výkon	20 MW <sub>t</sub>
Maximální letní výkon	2,5 MW <sub>t</sub>
Výroba tepla	260 000 GJ/rok
Maximální odebíraný el. příkon	0,2 MW <sub>e</sub>
Minimální odebíraný el. příkon	0,1 MW <sub>e</sub>
Spotřeba el. energie za rok	650 MWh/rok
Druh paliva :	ZP
Rozvody :	dvoutrubkové teplovodní předizolované s předávacími objektovými stanicemi
Spotřeba tepla :	objekty obytné, komunální, služeb, pro vytápění a TUV
Cena paliva:	4,9 Kč/m <sup>3</sup>
Průměrná cena nakupované el. energie:	1,95 Kč/kWh
Cena vyrobeného tepla na prahu zdroje:	253 Kč/GJ
Cena tepla pro odběratele:	315 Kč/GJ



Městská výtopna - instalovaný výkon 24 MW

**prům. měsíční hodnoty**

měsíc	tep. výkon (MW)
1	20,0
2	17,8
3	13,8
4	8,4
5	4,4
6	2,8
7	2,6
8	3,3
9	6,2
10	11,6
11	16,0
12	18,2

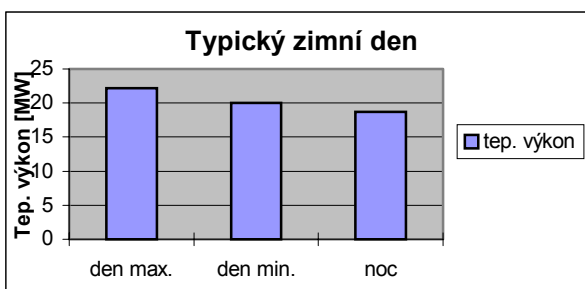


**typické dny (MW)**

**zima**

tep. výkon

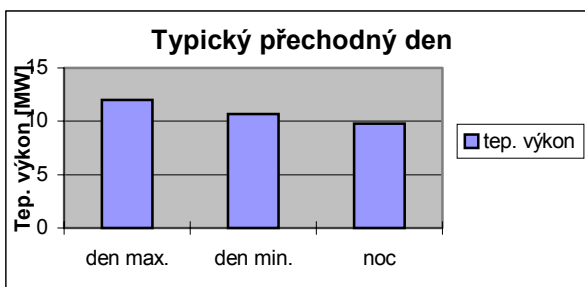
den max.	22,2
den min.	20,0
noc	18,7



**přechod**

tep. výkon

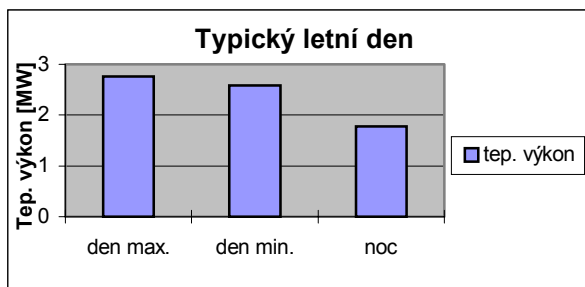
den max.	12,0
den min.	10,7
noc	9,8



**léto**

tep. výkon

den max.	2,8
den min.	2,6
noc	1,8



## **Analýza výchozího stavu**

Konečná spotřeba tepla u odběratelů vzhledem k současné bude nadále konstantní.

Rozvody tepla jsou mírně předdimenzované, stav potrubí dobrý s předpokládanou životností min. 10 let, stav tepelné izolace vesměs dobrý s předpokladem oprav nevyhovujících míst v rozsahu cca 10 %, stav předávacích stanic dobrý.

Dimenzování a skladba instalovaného výkonu vůči současné a prognózované spotřebě jsou správné, účinnost vyhovující, použité teplotnosné medium odpovídá požadavkům kladeným na zdroj a k němu připojenou soustavu.

Jsou dodržovány limity emisí vypouštěných do ovzduší.

Provoz tepelného zdroje 350 dní/rok,

- 130 dní nepřetržitý
- 120 dní 18h/den
- 100 dní 16h/den

Průběh odběru el. energie po dobu provozu výtopny je přibližně rovnoměrný

## **NÁVRH INSTALOVANÉHO VÝKONU KJ**

předpokládáme že se bude jednat o dvě KJ s plynovými motory a výkony 1,23 MW<sub>e</sub> a 1,75 MW<sub>t</sub>, což odpovídá např. KJ dodávané firmou Motorgas typ TBG 1230 a celkový instalovaný výkon bude 2,46 MW<sub>e</sub> a 3,5 MW<sub>t</sub>.

## **VÝPOČET VÝROBY TEPLA A EL. ENERGIE V KJ**

Podle provozu výtopny vypočteme provozní hodiny navrhované KJ a následně výrobu tepla a el. energie za rok.

využití el. výkonu P <sub>i</sub> (2,46 MW <sub>e</sub> )	4000 h/rok
využití el. výkonu P <sub>i</sub> /2 (1,23 MW <sub>e</sub> )	2500 h/rok
využití tepelného výkonu P <sub>t</sub> (3,5 MW <sub>t</sub> )	4000 h/rok
využití tepelného výkonu P <sub>t</sub> /2 (1,75 MW <sub>t</sub> )	2500 h/rok

Výroba el. energie v MWh

$$E_{KJ} = P_i \cdot h = 4000 \cdot 2,46 + 2500 \cdot 1,23 = 12915 \text{ MWh/rok}$$

Výroba tepla v KJ

$$Q_K = P_t \cdot h = 4000 \cdot 3,5 + 2500 \cdot 1,75 = 18375 \text{ MWh/rok} \Rightarrow 66,15 \text{ TJ/ rok}$$

## Ekonomické hodnocení instalace KJ

Při posuzování ekonomiky provozu stávající výtopny a investice do navrhované instalace KJ vyjdeme z porovnání současného stavu a výtopenké výroby tepla s navrhovaným stavem teplárenské výroby tepla.

V případě komunální výtopny se předpokládá, že z vyrobené el. energie bude pokryta vlastní spotřeba teplárny a ostatní vyrobená el. energie bude dodávána do veřejné sítě. Veškeré vyrobené teplo bude dodáváno připojeným odběratelům.

### A) Zhodnocení ekonomie provozu výtopny

Výtopna s celkovým instalovaným tepelným výkonem kotlů 24 MW<sub>t</sub> a střední účinností kotlů  $\eta_k$  vyrobí roční množství tepla 260 000 GJ/r.

Spotřeba paliva  $G_{pl}$  :

$$G_{pl} = 10^6 \cdot Q_V / (\eta_k \cdot Q_n) = 10^6 \cdot 260\,000 / (0,92 \cdot 33,5) = 8436 \text{ tis. m}^3/\text{r}$$

kde :  $Q_n$  výhřevnost paliva (kJ/m<sup>3</sup>)

$\eta_k$  účinnost kotlů (-)

Náklady na palivo  $N_{pp}$  :

$$N_{pp} = G_{pl} \cdot C_{pv} = 8\,436\,000 \cdot 4,9 = 41,336 \quad (\text{mil.Kč/r})$$

kde :  $C_{pv}$  = cena paliva (Kč/m<sup>3</sup>)

Elektrická energie je dodávána do výtopny pouze ze sítě v množství 650 MWh/r při nákladech na odběr  $N_{pe}$  :

$$N_{pe} = E_d \cdot C_e = 650\,000 \cdot 1,95 = 1\,267\,500 \text{ Kč/r}$$

kde :  $C_e$  cena za odběr el. energie (Kč/MWh)

Na zajištění dodávky tepla  $Q_d$  z výtopny je nutno vynaložit provozní náklady  $N_p$  :

$$\begin{aligned} N_p &= N_{pv} + N_{pu} + N_{pm} + N_o + N_{pr} + N_{pe} \\ &= 41,336 + 1,1 + 1,6 + 2,1 + 0,45 + 1,267 = 47,853 \text{ mil.Kč/r} \end{aligned}$$

kde :

$N_{pu}$  náklady na opravy a údržbu výtopny (Kč/r)

$N_{pm}$  mzdové náklady výtopny (Kč/r)

$N_o$  odpisy výtopny (Kč/r)

$N_{pr}$  ostatní náklady výtopny (Kč/r)

Tržby za vyrobené a dodané teplo na prahu výtopny ( $V_v$ ) jsou :

$$V_V = Q_d \cdot C_{tv} = 260\,000 \cdot 253 = 65\,780\,000 \text{ Kč/rok}$$

kde:  $Q_d$  množství tepla na prahu výtopny (GJ/rok)

$C_{tv}$  cena tepla na prahu výtopny (Kč/GJ)

Hrubý zisk z provozu výtopny ( $Z_{bV}$ ) je potom:

$$Z_{bV} = V_V - N_p = 65\,780\,000 - 47\,853\,500 = 17\,926\,500 \text{ Kč/r}$$

## B) Zhodnocení ekonomie provozu teplárny

Instalací kogeneračních jednotek do stávající výtopny dojde k jejímu rozšíření a změně na teplárnu. Bude se jednat o dvě KJ s plynovými motory a výkony  $1,23 \text{ MW}_e$  a  $1,75 \text{ MW}_t$ , což odpovídá např. KJ dodávané firmou Motorgas typ TBG 1230 a celkový instalovaný výkon KJ bude  $2,46 \text{ MW}_e$  a  $3,5 \text{ MW}_t$ .

Kogenerační jednotka o el. výkonu  $P_i$  (MW), tepelném výkonu  $P_t$  (MW) a elektrické účinnosti  $\eta_e$  bude provozována s ročním využitím instalovaného výkonu po dobu  $h$  (hod/rok) (parametry  $P_i$ ,  $P_t$  a  $h$  jsou voleny podle průběhu odběru tepla a el. energie v objektu - viz předchozí odstavce o dimenzování kog. jednotky)

Kogenerační jednotka vyrobí množství el. energie  $E_{KJ}$  a tepla  $Q_{KJ}$ :

$$E_{KJ} = P_i \cdot h = 4000 \cdot 2,46 + 2500 \cdot 1,23 = 12915 \text{ MWh/rok}$$

$$Q_{KJ} = P_t \cdot h = 4000 \cdot 3,5 + 2500 \cdot 1,75 = 18375 \text{ MWh/rok} \Rightarrow 66,15 \text{ TJ/rok}$$

Náklady na zemní plyn pro provoz kogenerační jednotky:

$$N_{pp} = 3,6 \cdot E_{KJ} \cdot C_{pv} / (\eta_e \cdot Q_n)$$

$$= 3,6 \cdot 12915 \cdot 4,9 / (0,38 \cdot 33,5) = 17\,896 \text{ tis.Kč/r}$$

kde:  $C_{pv}$  cena zemního plynu (tis.Kč/tis.m<sup>3</sup>)

$Q_n$  výhřevnost zemního plynu (GJ/tis. m<sup>3</sup>)

Náklady na opravy a údržbu kog. jednotky:

$$N_{pu} = E_{KJ} \cdot n_{ou} = 12915 \cdot 250 = 3\,228\,750 \text{ Kč/r}$$

kde:  $n_{ou}$  - měrné náklady na opravy a údržbu (Kč/MWh)

Dodávka tepla z kotlů  $Q_d$  :

$$Q_d = Q_v - 3,6 \cdot Q_K = 260\,000 - 3,6 \cdot 18375 = 193\,850 \text{ GJ/r}$$

tomu odpovídají náklady na palivo pro kotle :

$$N_{Pp} = 10^6 \cdot Q_d \cdot C_{pv} / (\eta_K \cdot Q_n) = 10^6 \cdot 193\,850 \cdot 4,9 / (0,92 \cdot 33,5) = 30\,819\,000 \text{ Kč/r}$$

Náklady na odběr el. energie ze sítě ( $N_{pe}$ ) :

vyrobená el. en.  $E_{KJ}$  jednak kryje část nebo celou vlastní spotřebu teplárny  $E_v$  a zbytek je dodáván do sítě  $E_{dS}$

$$N_{pe} = (E_v - E_S) \cdot C_e \text{ (Kč/r)}$$

kde  $E_S$  = elektřina vyrobená v kog. jednotce a spotřebovaná ve vlastní teplárně.

V našem případě kryje  $E_S$  celou vlastní spotřebu teplárny  $E_v$  a proto je  $N_{pe} = 0$  a

$$E_{dS} = E_{KJ} - E_S = 12\,915 - 650 = 12\,265 \text{ MWh/r}$$

tržby z prodeje el. energie do sítě

$$V_{Te} = E_{dS} \cdot C_e = 12\,265 \cdot 1150 = 14\,105\,000 \text{ Kč/r}$$

Náklady na záložní el. výkon ze sítě  $N_{peZ}$  (jen v případě, že je el. energie ze sítě dodávána v sazbě A nebo B) :

pro objekt teplárny :

$$N_{peZ} = P_z \cdot p_{zv} = 1000 \cdot 934,8 = 934\,800 \text{ Kč/r}$$

kde:  $P_z$  záložní výkon (kW)

$p_{zv}$  poplatek za záložní výkon (Kč/kW.r)

Náklady na mzdy v teplárně  $N_{PmT}$ :

$$N_{PmT} = N_{PmV} + N_{PmKJ} = 1,6 + 0,4 = 2,0 \text{ mil.Kč/r}$$

kde :  $N_{PmKJ}$  mzdy spojené s provozem kog.jedn. (Kč/r)

Odpisy teplárny  $N_{oT}$  :

$$N_{oT} = N_{oV} + N_{oKJ} = 2,1 + 1,4 = 3,5 \text{ mil.Kč/r}$$

kde :  $N_{oKJ}$  odpisy kog. jednotky (Kč/r)

Celkové náklady na zajištění dodávky tepla a el. energie  $N_{PT}$  :

$$\begin{aligned} N_{PT} &= N_{PpV} + N_{PvV} + N_{PukJ} + N_{PpKJ} + N_{Pe} + N_{PeZ} + N_{PmT} + N_{oT} + N_{Pr} = \\ &= 17,9 + 1,1 + 3,23 + 30,82 + 0 + 0,94 + 2,0 + 3,5 + 0,45 = 59,94 \text{ mil.Kč/r} \end{aligned}$$

Tržby za vyrobené a dodané teplo na prahu teplárny jsou

$$V_{Tt} = Q_r \cdot C_{tt} = 260\,000 \cdot 253 = 65\,780\,000 \text{ Kč/rok}$$

kde:  $Q_r$  množství tepla na prahu teplárny (GJ/rok)

$C_{tt}$  cena tepla na prahu teplárny (Kč/GJ)

Celkové tržby za prodej tepla i el. energie z teplárny jsou

$$V_T = V_{Tt} + V_{Te} = 65\,780\,000 + 14\,105\,000 = 79\,885\,000 \text{ Kč/r}$$

Hrubý zisk z provozu teplárny je potom

$$Z_{bT} = V_T - N_{PT} = 79\,885\,000 - 59\,940\,000 = 19\,945\,000 \text{ Kč/r}$$

**Provoz teplárny je ekonomičtější než provoz výtopny jestliže na zajištění výroby a dodávky tepla na prahu teplárny  $Q_K$  (GJ/r) a el. energie  $E_{KJ}$  (MWh/r) do objektu je celkový hrubý zisk  $Z_{bT}$  (Kč/r) vyšší než celkový hrubý zisk  $Z_{bV}$  (Kč/r). V našem příkladu je tato podmínka splněna.**

Teplárny s velikostí a ročním využitím kogenerační jednotky, pro které je splněna podmínka, že  $Z_{bT}$  je vyšší než  $Z_{bV}$  jsou dále podrobně ekonomicky analyzovány, jsou vypočtena různá ekonomická kritéria (doba návratnosti, vnitřní výnosové procento, kumulovaný diskontovaný tok hotovosti) běžným způsobem.

Pro posouzení ekonomické efektivnosti instalace kogenerační jednotky byl použit programový produkt EFINA, který je určen k posuzování ekonomické efektivnosti podnikatelských aktivit v oblasti výroby tepla a el. energie. Ekonomické hodnocení je zpracováno ze dvou hledisek - "hlediska projektu" a "hlediska investora".

Pohled z "hlediska projektu" kdy je prováděna nákladová analýza na bázi stanovených výrobních nákladů obvykle slouží především k prvotní orientaci na konkurenčním trhu a nezahrnuje ostatní vlivy existujících tržních podmínek a způsoby financování. Tato analýza slouží jako podklad pro jednání s bankami a použitá kritéria jsou obvykle vyžadována bankami ve vyspělých zemích (např. Evropskou bankou pro obnovu a rozvoj.)

Při hodnocení investice z "hlediska investora" je prováděna finanční analýza, která hodnotí navrhovanou podnikatelskou aktivitu z hlediska realizovatelnosti v existujících tržních podmínkách a při zvolených způsobech financování.

Ekonomické vyhodnocení vycházelo z hodnot stanovených při technickém řešení a zabývá se finanční analýzou. Výsledky ekonomického hodnocení efektivnosti investice jsou shrnuty v následujících přehledech výsledných ukazatelů.

Byly zpracovány dva druhy ekonomického posouzení investice. Při prvním způsobu se hodnotila pouze vlastní investice, to znamená že do ekonomického hodnocení byly jako vstupní hodnoty

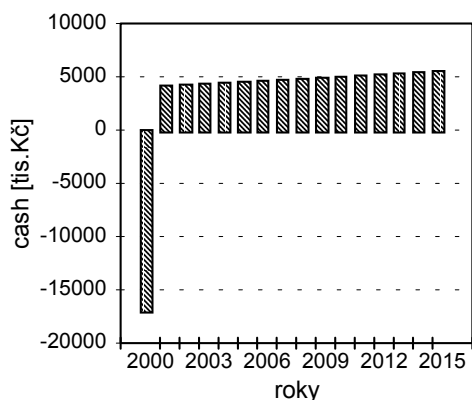
vloženy jen změny nákladů a tržeb a celková investice spojené s instalací kogenerační jednotky. V druhém způsobu ekonomického hodnocení byl posuzována celá teplárna a její ekonomika po investici do kogenerační jednotky.

Z obou hodnocení vyplývá, že investice je zisková, hodnotíme-li ji jako samostatnou je návratnost velmi dlouhá. Pokud zahrneme investici do KJ do celkového ekonomického hodnocení provozu teplárny vyplývá z něj, že investice je za daných podmínek velmi rychle návratná a pro provozovatele velmi efektivní.

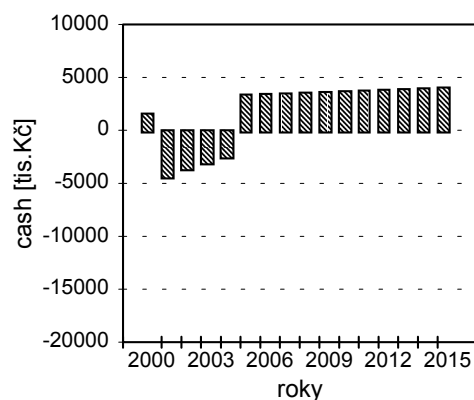
V prvním způsobu hodnocení vyhodnotil program dobu návratnosti investice jako nedefinovatelnou, protože díky odkladu splácení úvěru se v prvním roce hodnocení se dostává diskontovaný cash flow investora nad nulovou úroveň a program tím neposuzuje další vývoj diskontovaného cash flow. Z grafického znázornění však vyplývá, že doba návratnosti investice je cca 9 let.

## Přehled výsledných ukazatelů pro ekonomické hodnocení samostatné investice do kogenerační jednotky

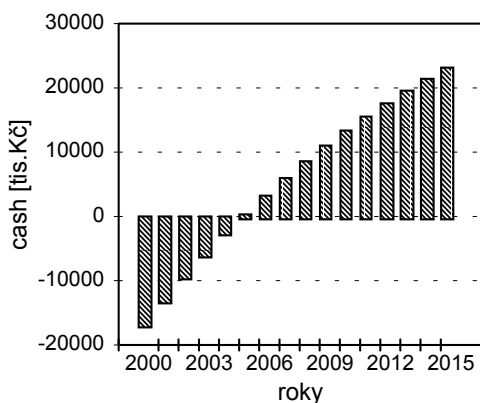
### Cash Flow projektu



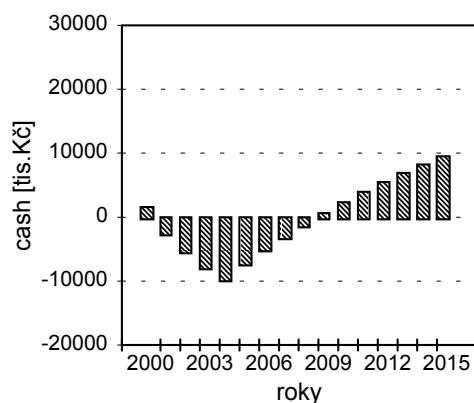
### Cash Flow Investora



### Diskontovaný Cash Flow projektu



### Diskontovaný Cash Flow investora

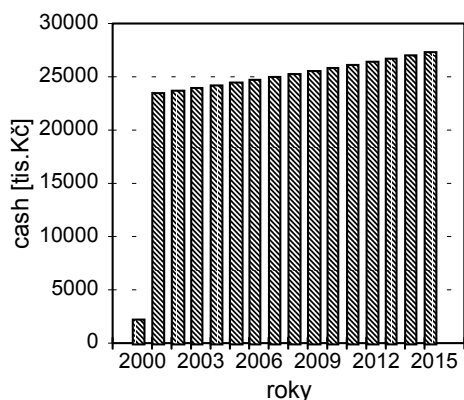


	projekt	investor	
<b>Hodnocené období: 2000 - 2015</b>			
<b>Rok hodnocení (diskont.)</b>	<b>2000</b>		
Průměrný roční zisk	<b>2423</b>	<b>1588</b>	tis.Kč
Diskontovaný zisk	<b>21450</b>	<b>14055</b>	tis.Kč
Diskontovaný C.F.	<b>23166</b>	<b>9516</b>	tis.Kč
Vnitřní výnosové procento	<b>25.54</b>	<b>není defin.</b>	%
Doba návratnosti investice	<b>5</b>	<b>není defin.</b>	
Elektřina Z plynových motorů - Minimální cena			tis.Kč/MWh
Elektřina Z plynových motorů - Cena (1.rok)	<b>1.15</b>		tis.Kč/MWh
Teplo teplá voda - Minimální cena			tis.Kč/GJ
Teplo teplá voda - Cena (1.rok)	<b>0</b>		tis.Kč/GJ
Diskontní sazba	<b>8</b>		%
Sazba daně ze zisku v prvním roce	<b>37</b>		%
Vlastní prostředky	<b>0</b>		tis.Kč
Cizí kapitál	<b>21000</b>		tis.Kč
Dotace	<b>0</b>		tis.Kč
% Ni na úvěr	<b>100.0</b>		%

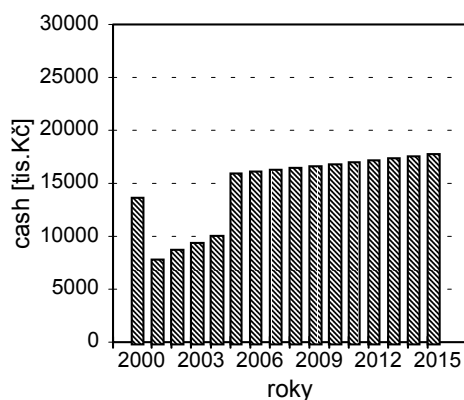


# Přehled výsledných ukazatelů pro ekonomické hodnocení celkového provozu teplárny po investici do kogenerační jednotky

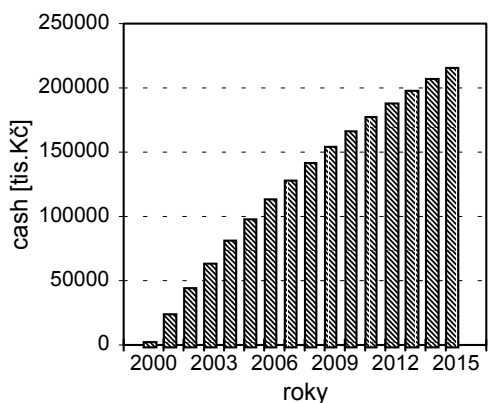
## Cash Flow projektu



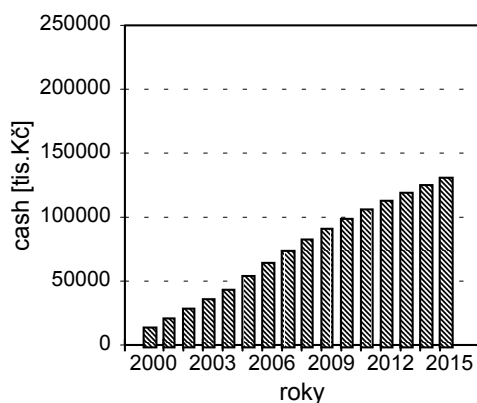
## Cash Flow Investora



## Diskontovaný Cash Flow projektu



## Diskontovaný Cash Flow investora



	projekt	investor	
<b>Hodnocené období:</b>	<b>2000 - 2015</b>		
<b>Rok hodnocení (diskont.)</b>	<b>2000</b>		
Průměrný roční zisk	<b>22545</b>	<b>14265</b>	tis.Kč
Diskontovaný zisk	<b>199555</b>	<b>126261</b>	tis.Kč
Diskontovaný C.F.	<b>215520</b>	<b>130699</b>	tis.Kč
Vnitřní výnosové procento	<b>není defin.</b>	<b>není defin.</b>	%
Doba návratnosti investice	<b>není defin.</b>	<b>není defin.</b>	
Elektřina Z plynových motorů - Minimální cena			tis.Kč/MWh
Elektřina Z plynových motorů - Cena (1.rok)	<b>1.15</b>		tis.Kč/MWh
Teplo teplá voda - Minimální cena			tis.Kč/GJ
Teplo teplá voda - Cena (1.rok)	<b>0.253</b>		tis.Kč/GJ
Diskontní sazba	<b>8</b>		%
Sazba daně ze zisku v prvním roce	<b>37</b>		%
Vlastní prostředky	<b>0</b>		tis.Kč
Cizí kapitál	<b>21000</b>		tis.Kč
Dotace	<b>0</b>		tis.Kč
% Ni na úvěr	<b>100.0</b>		%

## 1.2. Plynová kogenerace se spalovacími turbinami

Rekonstrukce stávající průmyslové parní kotelny s výrobou páry, spalující hnědé uhlí, o tepelném výkonu 50 MW<sub>t</sub> s instalací nové turbíny 5 MW<sub>e</sub>

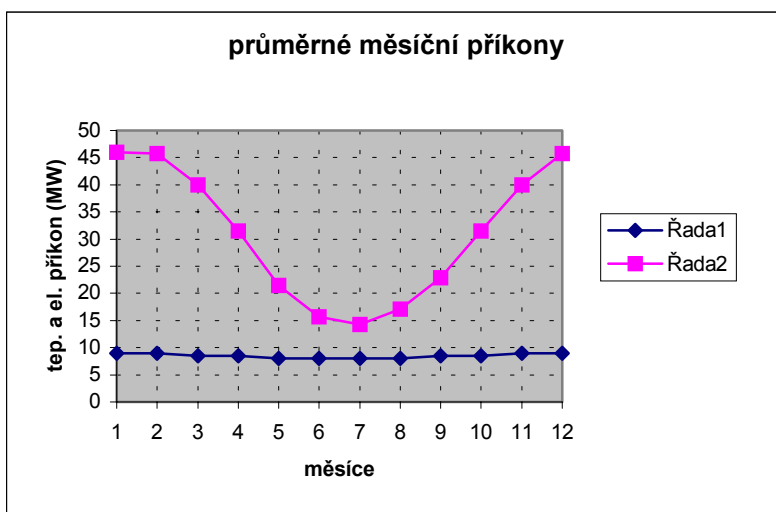
### Základní specifikace

Instalovaný výkon zdroje	50 MW <sub>t</sub>
Instalovaný. el. výkon	2,5 MW <sub>e</sub>
-protitlaká parní turbína.	
Skladba kotlů	2 x 25 MW <sub>t</sub>
Druh kotlů :	parní
Parametry vyráběné páry	3,9 MPa, 450°C
Maximální zimní výkon	54 MW <sub>t</sub>
Maximální letní výkon	14 MW <sub>t</sub>
Výroba tepla	740 000 GJ/rok
Maximální odebíraný el. příkon	9,5 MW <sub>e</sub>
Minimální odebíraný el. příkon	6,5 MW <sub>e</sub>
Spotřeba el. energie za rok	43,6 GWh/r
z toho z vlastního zdroje	10,0 GWh/r
externí dodávka	33,6 GWh/r
Druh paliva :	HU hruboprach hp2
Rozvody tepla:	a) Parní pro technologickou spotřebu a část vytápění 0,6 MPa a 0,3 MPa b) teplovodní dvoutrubkové teplovodní 90/70°C
Spotřeba tepla :	technologie, vytápění a ohřev TUV
Cena paliva:	a) HU hruboprach 780 Kč/t b) ZP 4,9 Kč/m <sup>3</sup>
Průměrná cena nakupované el. energie:	1,3 Kč/kWh (sazba A1)
Cena vyrobeného tepla na prahu zdroje:	185 Kč/GJ

## Průmyslový podnik - instalovaný výkon 50 MW<sub>t</sub>

### prům. měsíční hodnoty (el. příkon v nejsilnější směně)

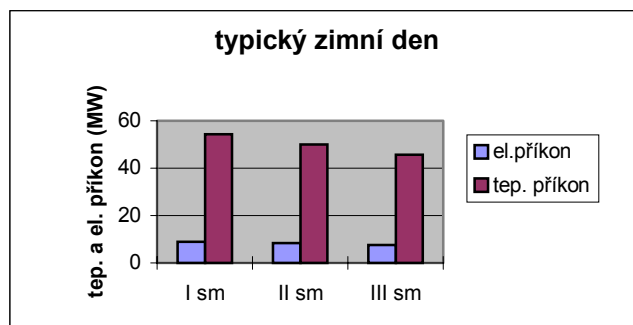
měsíc	el. příkon (MW)	tep. příkon (MW)
1	9	46,0
2	9	45,7
3	8,5	40,0
4	8,5	31,4
5	8	21,4
6	8	15,7
7	8	14,3
8	8	17,1
9	8,5	22,9
10	8,5	31,4
11	9	40,0
12	9	45,7



### typické dny (MW)

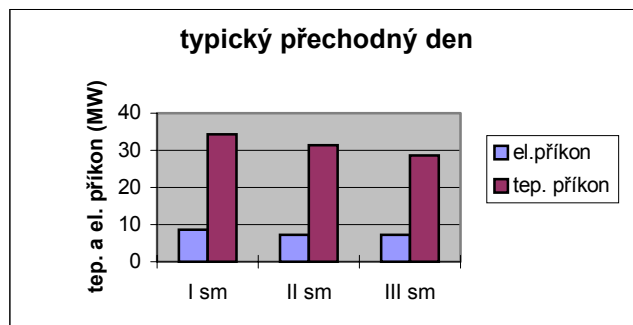
#### zima

	el.příkon	tep. příkon
I sm	9	54,3
II sm	8,5	50,0
III sm	7,5	45,7



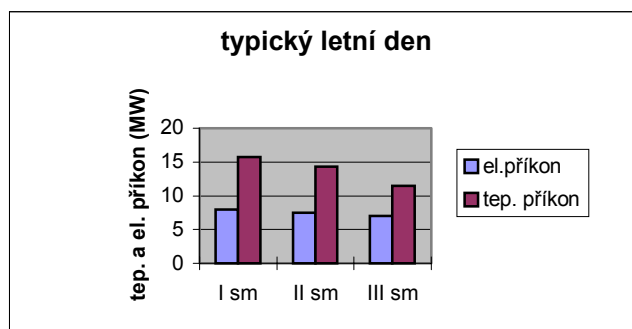
#### přechod

	el.příkon	tep. příkon
I sm	8,6	34,3
II sm	7,2	31,4
III sm	7,3	28,6



#### léto

	el.příkon	tep. příkon
I sm	8	15,7
II sm	7,5	14,3
III sm	7	11,4



### **Analýza výchozího stavu**

- 1/ Závod s vyšším poklesem spotřeby tepla v letním období v důsledku nižší technologické spotřeby tepla
- 2/ Závod má spotřebu tepla v technologické páře o teplotě 220°C, parní jsou též rozvody pro vytápění (190°C) a i některé vytápěcí systémy
- 3/ Vyšší a relativně vyrovnaný odběr el. energie během dne (třisměnný provoz) i během roku krytý částečně vlastním zdrojem el. energie
- 4/ Jsou dodržovány limity emisí vypouštěných do ovzduší.
- 5/ Provoz tepelného nepřetržitý
- 6/ Specifikace spotřeby energie
  - a) odběr tepla

během dne částečný pokles v II. a III. směně, během roku s vyšším až nižším propadem v letním období dle spotřeby tepla na technologii - obvykle na vyšší teplotní úrovni v páře
  - b) odběr el. energie

během dne částečný pokles v II. a III. směně, poměr odběru el. energie k odběru tepla obvykle vysoký

### **Návrh kogenerační jednotky :**

- 1/ Vzhledem k vyššímu odběru el. energie a spotřebě tepla převážně v páře je možno instalovat kogenerační jednotku s plynovou turbínou
- 2/ Možno navrhnout kog. jednotku o el. výkonu cca 5,5 MWe a tep. výkonu cca 7,5 MWt, jednotka by spolupracovala se stávající protitlakou turbínou 2,5 MWe, s kterou by tvořila paroplynové zařízení
- 3/ Kog. jednotka by byla provozována celoročně (cca 8000 hod/rok) s případným částečným nevyužitím vyrobeného tepla v letním období - celkové využití tepla vyšší než 90%
- 4/ Provoz protitlaké turbíny je řízen dle odběru tepla v závodu - cca 4000 hod/rok (zimní a přechodné období), závod vyrábí teplo v plynových kotlích tzn. pára z kog. jednotky pro protitlakou turbínu je generována ze stejného paliva a náhrada páry z kotlů parou z jednotky se neprojeví negativně na ekonomii provozu soustrojí s protitlakou turbínou
- 5/ Pro dodávku páry 450°C pro protitlakou turbínu je nutno do kog. jednotky instalovat přehřívací plynový hořák pro zvýšení teploty spalin za plynovou turbínou na cca 800 - 900°C, tepelný výkon kog. jednotky vzroste z původních 7,5 MWt (provoz v letním období bez přehřívacího hořáku) na cca 15 - 17 MWt (přechodné a zimní období s provozem hořáku)
- 6/ Po uvedení kog. jednotky do provozu bude možno snížit stávající technické i čtvrt hodinové maximum odběru el. energie o instalovaný el. výkon jednotky čímž bude dosaženo podstatné finanční úspory při platbě za dodávku el. energie ze sítě

## VÝPOČET VÝROBY TEPLA A EL. ENERGIE V KJ

Podle provozu výtopny vypočteme provozní hodiny navrhované KJ a následně výrobu tepla a el. energie za rok.

využití el. výkonu $P_i$ ( $5,5 \text{ MW}_e$ )	8000 h/rok
využití tepelného výkonu $P_t$ ( $7,5 \text{ MW}_t$ )	8000 h/rok

Výroba el. energie v MWh

$$E_{KJ} = P_i \cdot h = 5,5 \cdot 8000 = 44000 \text{ MWh/rok}$$

Výroba tepla v KJ

$$Q_K = P_t \cdot h = 7,5 \cdot 8000 = 60000 \text{ MWh/rok} \Rightarrow 216 \text{ TJ/rok}$$

### Ekonomické hodnocení instalace KJ

Při posuzování ekonomiky provozu stávající teplárny a investice do navrhované instalace KJ vyjdeme z porovnání současného stavu a teplotenské výroby tepla a el. energie s navrhovaným stavem paroplynové výroby tepla a el. energie.

U průmyslového závodu se předpokládá, že vyrobená el. energie bude spotřebovávána především ve vlastním závodě a přebytky budou dodávány do veřejné sítě. Veškeré vyrobené teplo bude spotřebováno v závodě.

### A) Zhodnocení ekonomie provozu původní teplárny

Teplárna s celkovým instalovaným tepelným výkonem kotlů  $50 \text{ MW}_t$  a střední účinností kotlů  $\eta_K$  vyrobí roční množství tepla  $740\,000 \text{ GJ/r}$ .

Spotřeba paliva  $G_{pl}$  :

$$G_{pl} = 10^6 \cdot Q_V / (\eta_K \cdot Q_n) = 740\,000 / (0,87 \cdot 13,6) = 62542 \text{ t/r}$$

kde :  $Q_n$  výhřevnost paliva ( $\text{kJ/m}^3$ )

$\eta_K$  účinnost kotlů (-)

Náklady na palivo  $N_{pp}$  :

$$N_{pp} = G_{pl} \cdot C_{pv} = 62542 \cdot 580 = 36,275 \text{ (mil.Kč/r)}$$

kde :  $C_{pv}$  = cena paliva (Kč/t)

Elektrická energie je do závodu dodávána z části ze sítě a z části z vlastního zdroje, protitlaké parní turbíny. Dodávka z vlastního zdroje je  $10 \text{ GWh/r}$  a odběr ze sítě je  $43,6 \text{ GWh/r}$  při nákladech na odběr  $N_{pe}$  :

$$N_{pe} = E_d \cdot C_e + E_{ev} \cdot C_{ev} = 43\,600 \cdot 1300 + 10\,000 \cdot 50 = 57\,718\,000 \text{ Kč/r}$$

kde :  $C_e$  cena za odběr el. energie ze sítě (Kč/MWh)

$C_{ev}$  cena el. energie z vlastního zdroje (Kč/MWh)

(bez palivových nákladů)

$E_{ev}$  dodávka el. energie z vlastního zdroje (MWh/r)

Na zajištění dodávky tepla  $Q_d$  z pro závod je nutno vynaložit provozní náklady  $N_{PV}$  :

(náklady na vlastní spotřebu el. energie v teplárně se neuvažují, protože se předpokládá, že potřeba el. energie bude zcela pokryta z vlastního zdroje)

$$N_{PV} = N_{Pp} + N_{Pu} + N_{Pm} + N_o + N_{Pr}$$
$$= 36,275 + 3,1 + 5,0 + 10,2 + 2,2 = 56,775 \text{ mil.Kč/r}$$

kde :

$N_{Pu}$  náklady na opravy a údržbu teplárny (Kč/r)

$N_{Pm}$  mzdové náklady teplárny (Kč/r)

$N_o$  odpisy teplárny (Kč/r)

$N_{Pr}$  ostatní náklady teplárny (Kč/r)

Náklady na zajištění veškeré potřeby tepla a el. energie pro závod jsou potom:

$$N_c = N_{PV} + N_{Pe} = 56,775 + 57,718 = 114,493 \text{ mil.Kč/rok}$$

## B) Zhodnocení ekonomie provozu paroplynové teplárny

Instalací kogenerační jednotky do stávající teplárny s parní turbínou dojde k jejímu rozšíření a změně na paroplynovou teplárnu. Bude se jednat o jednu KJ s plynou spalovací turbínou o výkonech  $5,5 \text{ MW}_e$  a  $7,5 \text{ MW}_t$ , což odpovídá např. KJ dodávané firmou ABB Energetické systémy s.r.o. Brno typ CT7 s turbínou typu M7A-01.

Kogenerační jednotka s plynovou turbínou o el. výkonu  $P_i$  (MW) , tepelném výkonu  $P_t$  (MW) a elektrické účinnosti  $\eta_e$  bude provozována s ročním využitím instalovaného výkonu po dobu  $h$  (hod/rok) (parametry  $P_i$ ,  $P_t$  a  $h$  jsou voleny podle průběhu odběru tepla a el. energie v objektu - viz předchozí odstavec o dimenzování kog. jednotky)

Kogenerační jednotka s plynovou turbínou vyrobí množství el. energie  $E_{KJ}$  a tepla  $Q_{KJ}$  :

$$E_{KJ} = P_i \cdot h = 5,5 \cdot 8000 = 44\,000 \text{ MWh/rok}$$

$$Q_{KJ} = P_t \cdot h = 8,1 \cdot 8000 = 64\,800 \text{ MWh/rok} \Rightarrow 233,28 \text{ TJ/rok}$$

Parní turbína vyrobí množství el. energie  $E_p$

$$E_p = P_p \cdot h = 2,5 \cdot 4000 = 10\,000 \text{ MWh/rok}$$

Celková výroba el. energie v závodě pak bude

$$E_c = E_{KJ} + E_p = 44 + 10 = 54 \text{ GWh/r}$$

Náklady na zemní plyn pro provoz kogenerační jednotky s plynovou turbinou:

$$N_{pp,t} = 3,6 \cdot E_{KJ} \cdot C_{pv} / (\eta_e \cdot Q_n) \\ = 3,6 \cdot 44\,000 \cdot 4,9 / (0,29 \cdot 33,5) = 79\,893 \text{ tis.Kč/r}$$

kde :  $C_{pv}$  cena zemního plynu (tis.Kč/tis.m<sup>3</sup>)  
 $Q_n$  výhřevnost zemního plynu (GJ/tis. m<sup>3</sup>)

Náklady na opravy a údržbu kog. jednotky :

$$N_{pu} = E_{KJ} \cdot n_{ou} = 44\,000 \cdot 180 = 7\,920\,000 \text{ Kč/r}$$

kde :  $n_{ou}$  - měrné náklady na opravy a údržbu (Kč/MWh)

Dodávka tepla z kotlů  $Q_d$  :

$$Q_d = Q_v - 3,6 \cdot Q_K - 3,6 \cdot E_p = 740\,000 - 3,6 \cdot 64\,800 - 3,6 \cdot 10\,000 = 470\,720 \text{ GJ/r}$$

tomu odpovídají náklady na palivo pro kotle :

$$N_{pp,k} = 10^6 \cdot Q_d \cdot C_{pv} / (\eta_k \cdot Q_n) = 470\,720 \cdot 580 / (0,87 \cdot 13,6) = 23\,074\,500 \text{ Kč/r}$$

Náklady na odběr el. energie ze sítě ( $N_e$ ) :

vyrobená el. energie  $E_c$  jednak kryje část nebo celou vlastní spotřebu závodu  $E_v$  a případný zbytek je dodáván do sítě  $E_{dS}$

$$N_{pe} = (E_v - E_c) \cdot C_e \text{ (Kč/r)}$$

$E_c$  = elektřina vyrobená v kog. jednotce a protitlaké turbině je spotřebovaná ve vlastním závodě.

V našem případě kryje  $E_c$  celou vlastní spotřebu závodu  $E_v$  a proto je  $N_{pe} = 0$  a

$$E_{dS} = E_{KJ} - E_s = 54\,000 - 43\,600 = 10\,400 \text{ MWh/r}$$

tržby z prodeje el. energie do sítě

$$V_{Te} = E_{dS} \cdot C_e = 10\,400 \cdot 1150 = 11\,960\,000 \text{ Kč/r}$$

Náklady na záložní el. výkon ze sítě  $N_{peZ}$  (jen v případě, že je el. energie ze sítě dodávána v sazbě A nebo B) :

pro objekt paroplynové teplárny :

$$N_{peZ} = P_z \cdot p_{zv} = 3000 \cdot 934,8 = 2\,804\,400 \text{ Kč/r}$$

kde:  $P_z$  záložní výkon (kW)  
 $p_{zv}$  poplatek za záložní výkon (Kč/kW.r)

úspora ze snížení čtvrt hodinového a technického maxima (jen v případě, že je el. energie ze sítě dodávána v sazbě A nebo B) :

$$N_{Pm} = 12\,000 \cdot \Delta P_e \cdot (p_{\check{c}m} + p_{Tm}) \text{ (Kč/r)}$$

kde :  $\Delta P_e$  snížení sjednaného výkonu s dodavatelem el. energie (kW)

$p_{\check{c}m}$  poplatek za čtvrt hodinové maximum (Kč/kW. měs)

$p_{Tm}$  poplatek za technické maximum (Kč/kW. měs)

V našem případě je tato položka zahrnuta v průměrné ceně el.energie odebírané z veřejné sítě

Náklady na mzdy v paroplynové teplárně  $N_{PmT}$ :

$$N_{PmT} = N_{Pm} + N_{PmKJ} = 5,0 + 0,8 = 5,8 \text{ mil.Kč/r}$$

kde :  $N_{PmKJ}$  mzdy spojené s provozem kogenerační jednotky (Kč/r)

Odpisy paroplynové teplárny  $N_{oT}$  :

$$N_{oT} = N_o + N_{oKJ} = 10,2 + 4,1 = 14,3 \text{ mil.Kč/r}$$

kde :  $N_{oKJ}$  odpisy kog. jednotky plynovou turbínou (Kč/r)

Celkové náklady na zajištění dodávky tepla a el. energie z paroplynové teplárny jsou  $N_{PT}$  :

$$\begin{aligned} N_{PT} &= N_{Ppt} + N_{PuT} + N_{PuKJ} + N_{PpKJ} + N_{Pe} + N_{PeZ} + N_{PmT} + N_{oT} + N_{Pr} - V_{te} = \\ &= 79,89 + 3,1 + 7,92 + 23,08 + 0 + 2,05 + 3,8 + 14,3 + 3,7 - 11,96 = 125,88 \text{ mil.Kč/r} \end{aligned}$$

**Celkové náklady potřebné pro zajištění dodávky tepla a el. energie do závodu jsou porovnávacím kritériem pro určení výhodnosti rekonstrukce teplárny podle výše uvedeného postupu. V našem příkladu jsou celkové náklady nižší u varianty původní teplárny a vcelku se tím potvrzuje často uváděná podmínka pro instalaci paroplynové kogenerace, že se tyto systémy jsou ekonomicky výhodné až od instalovaného výkonu 50MW<sub>e</sub>.**

Teplárny s velikostí a ročním využitím kogenerační jednotky, pro které je splněna podmínka, že celkové náklady po rekonstrukci jsou nižší, než před instalací kogenerační jednotky. Je-li splněna tato podmínka, jsou dále podrobně ekonomicky analyzovány, jsou vypočtena různá ekonomická kritéria (doba návratnosti, vnitřní výnosové procento, kumulovaný diskontovaný tok hotovosti) běžným způsobem. Protože podmínka nižších nákladů není splněna, není provedena ekonomická a finanční analýza.



## 2. Parní kogenerace

### 2.1. Parní kogenerace s parní turbinou (instalovanou jako točivá redukce páry)

Rekonstrukce stávajícího zdroje s parním kotlem a VS. Městská výtopna se stávajícími parními plynovými kotli o tepelném výkonu 15 MW<sub>t</sub>, instalovaný výkon turbíny 100 kW<sub>e</sub>.

#### Základní specifikace

Dodávka tepla během dne rovnoměrná s ranními a večerními špičkami (zvýšený odběr TUV) během roku velmi výrazný pokles v letním období

Spotřeba el. energie v porovnání s tepelným výkonem je velmi nízká, pouze pro provoz oběhových čerpadel a ostatních drobných spotřebičů

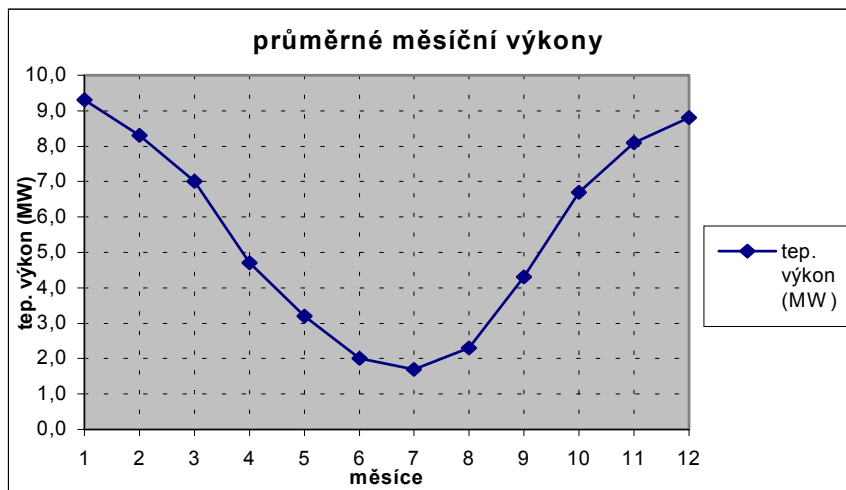
#### Vstupní údaje

Instalovaný tepelný výkon	15 MW <sub>t</sub>
Roční dodávka tepla	108TJ/r
Tepelný výkon max.	10,5 MW <sub>t</sub>
min.	1,4 MW <sub>t</sub>
elektrický příkon max.	0,15 MW <sub>e</sub>
Spotřeba el. energie za rok	430 MWh/rok
Teplonosné medium	pára
parametry páry	1,45 MPa, 220°C
Druh paliva :	ZP
Spotřeba tepla :	objekty obytné, komunální, služeb, pro vytápění a TUV
Cena paliva:	4,9 Kč/m <sup>3</sup>
Průměrná cena nakupované el. energie:	2,3 Kč/kWh
Cena vyrobeného tepla na prahu zdroje:	283 Kč/GJ
Cena tepla pro odběratele:	330 Kč/GJ

Městská výtopna - instalovaný výkon 15 MW<sub>t</sub>

**prům. měsíční hodnoty**

měsíc	tep. výkon (MW)
1	9,3
2	8,3
3	7,0
4	4,7
5	3,2
6	2,0
7	1,7
8	2,3
9	4,3
10	6,7
11	8,1
12	8,8

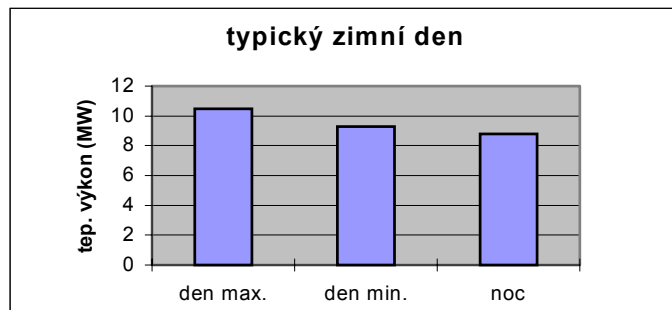


**typické dny (MW)**

**zima**

tep. výkon

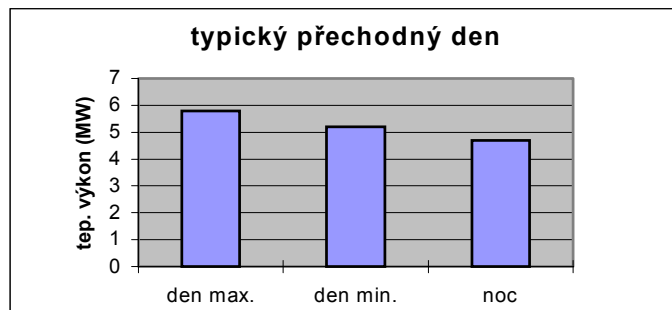
den max.	10,5
den min.	9,3
noc	8,8



**přechod**

tep. výkon

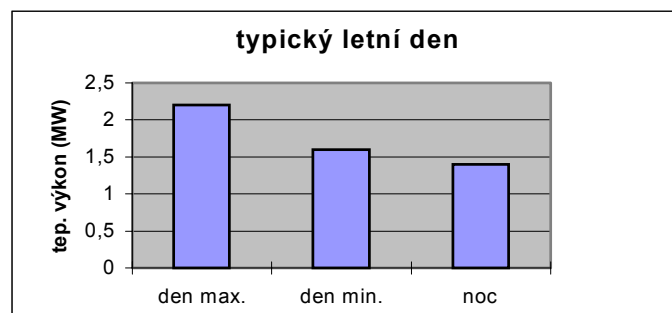
den max.	5,8
den min.	5,2
noc	4,7



**léto**

tep. výkon

den max.	2,2
den min.	1,6
noc	1,4



## Analýza výchozího stavu

Teplu je ze zdroje dodáváno v páře, do výměňkových stanic u jednotlivých odběratelů . Pokles tepelného výkonu v letním období je značný v důsledku dodávky tepla jen pro přípravu TUV. Konečná spotřeba tepla u odběratelů vzhledem k současné bude nadále konstantní.

Dimenzování a skladba instalovaného výkonu vůči současné a prognózované spotřebě jsou správné, účinnost vyhovující, použité teplotnosné médium je neodpovídá požadavkům a bude provedena rekonstrukce rozvodů tepla. E výtopně budou instalovány výměníky pára/teplá voda a rozvody k jednotlivým odběratelům budou bezkanálové z předizolovaného potrubí. U odběratelů budou instalovány předávací stanice..

Jsou dodržovány limity emisí vypouštěných do ovzduší.

Provoz tepelného zdroje 350 dní/rok,

- 130 dní nepřetržitý
- 120 dní 18h/den
- 100 dní 16h/den

Průběh odběru el. energie po dobu provozu výtopny je přibližně rovnoměrný

### Návrh instalace parní turbíny :

Vzhledem k výrobě tepla ve formě páry je možno instalovat parní turbínu, ve formě parní točivé redukce.

Parní točivá redukce byla zvolena a dimenzována s ohledem na nízkou vlastní spotřebu el. energie komplexu a bude využita převážně pro krytí vlastní spotřeby. Na základě ročního průběhu odběru tepla a el. energie byla zvolena parní točivá redukce o el. výkonu 100 kW<sub>e</sub>. Předpoklad využití parní turbíny je 5 400 h/rok z toho 4 000 h/rok na jmenovitý výkon.

Uvedeným požadavkům vyhovuje parní točivá redukce typu TR 800, dodávaná firmou KKK-East, Velká Bíteš

### Výpočet výroby el. energie

Podle provozu výtopny vypočteme provozní hodiny navrhované KJ a následně výrobu tepla a el. energie za rok.

využití el. výkonu P <sub>1</sub> (100 kW <sub>e</sub> )	4000 h/rok
využití el. výkonu P <sub>1</sub> /2 (50 kW <sub>e</sub> )	1400 h/rok

Výroba el. energie v točivé redukci v kWh

$$E_T = P_i \cdot h = 100 \cdot 4000 + 50 \cdot 1400 = 470\,000 \text{ kWh/rok}$$

## Ekonomické hodnocení instalace točivé redukce

Při posuzování ekonomiky provozu stávající výtopny a investice do navrhované instalace KJ vyjdeme z porovnání současného stavu a výtopenké výroby tepla s navrhovaným stavem teplárenské výroby tepla.

V případě komunální výtopny se předpokládá, že z vyrobené el. energie bude pokryta vlastní spotřeba teplárny a ostatní vyrobená el. energie bude dodávána do veřejné sítě. Veškeré vyrobené teplo bude dodáváno připojeným odběratelům.

### A) Zhodnocení ekonomie provozu výtopny

Výtopna s celkovým instalovaným tepelným výkonem kotlů 15 MW<sub>t</sub> a střední účinností kotlů  $\eta_k$  vyrobí roční množství tepla 108 000 GJ/r.

Spotřeba paliva  $G_{pl}$  :

$$G_{pl} = Q_V / (\eta_k \cdot Q_n) = 108\,000 / (0,92 \cdot 33,5) = 3649 \text{ tis. m}^3/\text{r}$$

kde :  $Q_n$  výhřevnost paliva (kJ/m<sup>3</sup>)

$\eta_k$  účinnost kotlů (-)

Náklady na palivo  $N_{pk}$  :

$$N_{pk} = G_{pl} \cdot C_{pv} = 3\,649\,000 \cdot 4,9 = 17\,880,1 \text{ (tis.Kč/r)}$$

kde :  $C_{pv}$  cena paliva (Kč/m<sup>3</sup>)

Elektrická energie je dodávána do výtopny pouze ze sítě v množství 430 MWh/r při nákladech na odběr  $N_{pe}$  :

$$N_{pe} = E_d \cdot C_e = 430\,000 \cdot 2,3 = 989\,000 \text{ Kč/r}$$

kde :  $C_e$  cena za odběr el. energie (Kč/kWh)

Na zajištění dodávky tepla  $Q_d$  z výtopny je nutno vynaložit provozní náklady  $N_{PT}$  :

$$N_{PT} = N_{pp} + N_{pu} + N_{pm} + N_o + N_{pr} + N_{pe}$$

$$= 17,88 + 0,6 + 1,1 + 1,4 + 0,3 + 0,99 = 22,27 \text{ mil.Kč/r}$$

kde :  $N_{pu}$  náklady na opravy a údržbu výtopny (Kč/r)

$N_{pm}$  mzdové náklady výtopny (Kč/r)

$N_o$  odpisy výtopny (Kč/r)

$N_{pr}$  ostatní náklady výtopny (Kč/r)

Tržby za vyrobené a dodané teplo na prahu výtopny ( $V_v$ ) jsou :

$$V_V = Q_d \cdot C_{tv} = 108\,000 \cdot 330 = 35\,640\,000 \text{ Kč/rok}$$

kde:  $Q_d$  množství tepla na prahu výtopny (GJ/rok)

$C_{tv}$  cena tepla na prahu výtopny (Kč/GJ)

Hrubý zisk z provozu výtopny ( $Z_{bV}$ ) je potom:

$$Z_{bV} = V_V - N_{PT} = 35\,640\,000 - 22\,270\,000 = 13\,370\,000 \text{ Kč/r}$$

## B) Zhodnocení ekonomie provozu teplárny

Instalací parní turbíny jako točivé redukce do stávající výtopny dojde ke změně na teplárnu. Bude se jednat o jednu parní turbínu o výkonu 0,1 MW<sub>e</sub>, což odpovídá např. typu TR 800, dodávanou firmou KKK-East, Velká Bíteš

Parní točivá redukce o el. výkonu  $P_i$  (MW), a elektrické účinnosti  $\eta_e$  bude provozována s ročním využitím instalovaného výkonu po dobu  $h$  (hod/rok) (parametry  $P_i$ , a  $h$  jsou voleny podle průběhu odběru tepla a el. energie - viz předchozí odstavec o dimenzování kog. jednotky)

Parní točivá redukce vyrobí množství el. energie  $E_T$ :

$$E_T = P_i \cdot h = 100 \cdot 4000 + 50 \cdot 1400 = 470\,000 \text{ kWh/rok}$$

Náklady na zemní plyn pro provoz parní točivé redukce (zvýšení spotřeby plynu na provoz parní turbíny):

$$N_{pp} = 3,6 \cdot E_T \cdot C_{pv} / (\eta_e \cdot Q_n)$$

$$= 3,6 \cdot 470 \cdot 4,9 / (0,6 \cdot 33,5) = 412 \text{ tis.Kč/r}$$

kde:  $C_{pv}$  cena zemního plynu (tis.Kč/tis.m<sup>3</sup>)

$Q_n$  výhřevnost zemního plynu (GJ/tis. m<sup>3</sup>)

Náklady na opravy a údržbu parní točivé redukce:

$$N_{pu} = E_T \cdot n_{ou} = 470 \cdot 200 = 94\,000 \text{ Kč/r}$$

kde:  $n_{ou}$  - měrné náklady na opravy a údržbu (Kč/MWh)

Náklady na odběr el. energie ze sítě ( $N_{pe}$ ):

vyrobená el. en.  $E_T$  jednak kryje část nebo celou vlastní spotřebu teplárny  $E_v$  a zbytek je dodáván do sítě  $E_{dS}$

$$N_{pe} = (E_v - E_S) \cdot C_e \quad (\text{Kč/r})$$

Kde:  $E_S$  - elektrina vyrobená v kog. jednotce a spotřebovaná ve vlastní teplárně.

V našem případě kryje  $E_S$  celou vlastní spotřebu teplárny  $E_v$  a proto je  $N_{pe} = 0$  a

$$E_{dS} = E_{KJ} - E_S = 470 - 430 = 40 \text{ MWh/r}$$

tržby z prodeje el. energie do sítě

$$V_{Te} = E_{dS} \cdot C_e = 40 \cdot 1050 = 42\,000 \text{ Kč/r}$$

Náklady na záložní el. výkon ze sítě  $N_{PeZ}$  (jen v případě, že je el. energie ze sítě dodávána v sazbě A nebo B) :

pro objekt teplárny :

$$N_{PeZ} = P_z \cdot p_{zv} = 60 \cdot 934,8 = 56\,088 \text{ Kč/r}$$

kde:  $P_z$  záložní výkon (kW)

$p_{zv}$  poplatek za záložní výkon (Kč/kW.r)

Náklady na mzdy v teplárně  $N_{PmT}$ :

$$N_{PmT} = N_{PmV} + N_{PmKJ} = 1,1 + 0,1 = 1,2 \text{ mil.Kč/r}$$

kde :  $N_{PmKJ}$  mzdy spojené s provozem kog.jedn. (Kč/r)

Odpisy teplárny  $N_{oT}$  :

$$N_{oT} = N_{oV} + N_{oKJ} = 1,4 + 0,25 = 1,65 \text{ mil.Kč/r}$$

kde :  $N_{oKJ}$  odpisy kog. jednotky (Kč/r)

Celkové náklady na zajištění dodávky tepla a el. energie  $N_{PT}$  :

$$\begin{aligned} N_{PT} &= N_{Ppk} + N_{oV} + N_{Pu} + N_{PpT} + N_{Pe} + N_{PeZ} + N_{PmT} + N_{oT} + N_{Pr} = \\ &= 17,88 + 0,6 + 3,23 + 0,42 + 0 + 0,06 + 1,2 + 1,65 + 0,3 = 22,12 \text{ mil.Kč/r} \end{aligned}$$

Tržby za vyrobené a dodané teplo na prahu teplárny jsou

$$V_{Tt} = Q_r \cdot C_{tt} = 108\,000 \cdot 330 = 35\,640\,000 \text{ Kč/rok}$$

kde:  $Q_r$  množství tepla na prahu teplárny (GJ/rok)

$C_{tt}$  cena tepla na prahu teplárny (Kč/GJ)

Celkové tržby za prodej tepla i el. energie z teplárny jsou

$$V_T = V_{Tt} + V_{Te} = 35\,640\,000 + 42\,000 = 35\,682\,000 \text{ Kč/r}$$

Hrubý zisk z provozu teplárny je potom

$$Z_{bT} = V_T - N_{PT} = 35\,682\,000 - 22\,120\,000 = 13\,562\,000 \text{ Kč/r}$$

Provoz teplárny je ekonomičtější než provoz výtopny jestliže při zajištění výroby a dodávky tepla na prahu teplárny  $Q_K$  (GJ/r) a el. energie  $E_T$  (MWh/r) do objektu je celkový hrubý zisk  $Z_{bT}$  (Kč/r) vyšší než celkový hrubý zisk  $Z_{bV}$  (Kč/r). V našem příkladu je tato podmínka splněna.

Teplárny s velikostí a ročním využitím točivé parní redukce, pro které je splněna podmínka, že  $Z_{bT}$  je vyšší než  $Z_{bV}$  jsou dále podrobně ekonomicky analyzovány, jsou vypočtena různá ekonomická kritéria (doba návratnosti, vnitřní výnosové procento, kumulovaný diskontovaný tok hotovosti). Pro posouzení ekonomické efektivity instalace točivé parní redukce byl použit programový produkt EFINA, stejně jako v příkladu 1.1. Plynové kogenerace s plynovými motory.

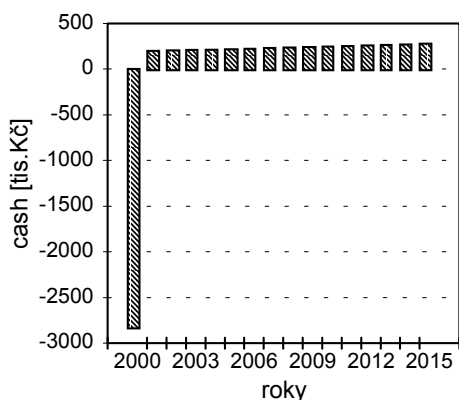
Ekonomické vyhodnocení vycházelo z hodnot stanovených při technickém řešení a zabývá se finanční analýzou. Výsledky ekonomického hodnocení efektivity investice jsou shrnuty v následujících přehledech výsledných ukazatelů.

Byly zpracovány dva druhy ekonomického posouzení investice. Při prvním způsobu se hodnotila pouze vlastní investice, to znamená že do ekonomického hodnocení byly jako vstupní hodnoty vloženy jen změny nákladů a tržeb a celková investice spojené s instalací kogenerační jednotky. V druhém způsobu ekonomického hodnocení byl posuzována celá teplárna a její ekonomika po investici do kogenerační jednotky.

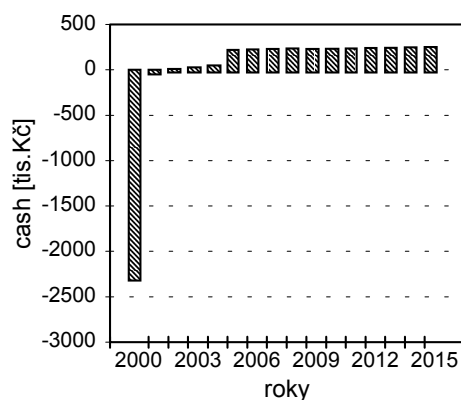
Z obou hodnocení vyplývá, že investice je zisková, hodnotíme-li ji jako samostatnou je návratnost velmi dlouhá, delší než doba životnosti. Pokud zahrneme investici vynaložené na točivou parní redukci do celkového ekonomického hodnocení provozu teplárny vyplývá z něj, že návratnost investice je velmi krátkodobá, vzhledem k tomu že se na ni podílí dobré vstupní ekonomické výsledky výtopny.

## Přehled výsledných ukazatelů pro ekonomické hodnocení samostatné investice do točivé parní redukce

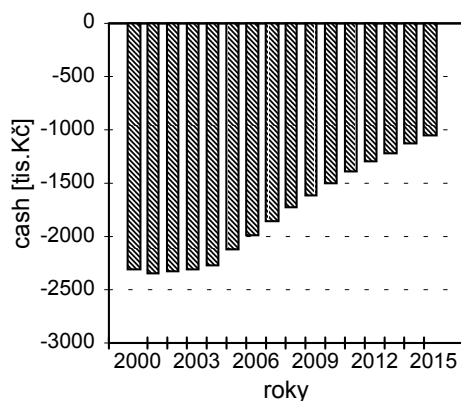
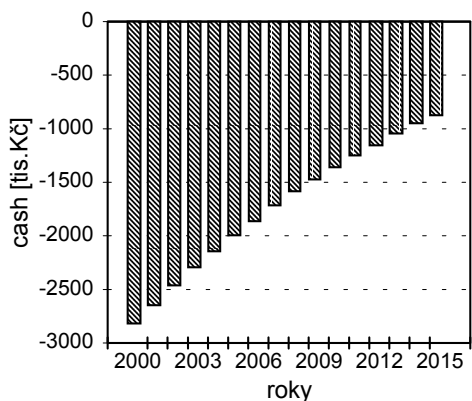
**Cash Flow projektu**



**Cash Flow Investora**



**Diskontovaný Cash Flow projektu    Diskontovaný Cash Flow investora**

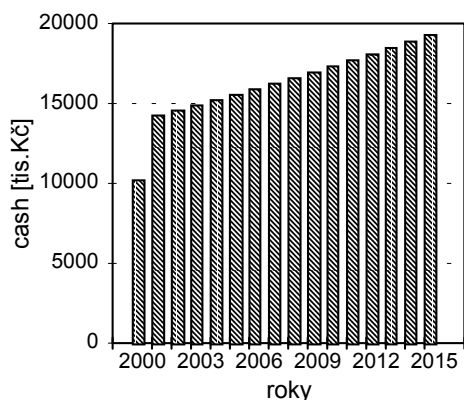


	projekt	investor	
<b>Hodnocené období: 2000 - 2015</b>			
<b>Rok hodnocení (diskont.)</b>	<b>2000</b>		
Průměrný roční zisk	<b>-89</b>	<b>20</b>	tis.Kč
Diskontovaný zisk	<b>-789</b>	<b>176</b>	tis.Kč
Diskontovaný C.F.	<b>-852</b>	<b>-1031</b>	tis.Kč
Vnitřní výnosové procento	<b>2.89</b>	<b>1.45</b>	%
Doba návratnosti investice	<b>nesplatí</b>	<b>nesplatí</b>	
Elektřina Z točivé redukce - Minimální cena			tis.Kč/MWh
Elektřina Z točivé redukce - Cena (1.rok)	<b>1.05</b>		tis.Kč/MWh
Teplo teplá voda - Minimální cena			tis.Kč/GJ
Teplo teplá voda - Cena (1.rok)	<b>0</b>		tis.Kč/GJ
Diskontní sazba	<b>8</b>		%
Sazba daně ze zisku v prvním roce	<b>37</b>		%
Vlastní prostředky	<b>2400</b>		tis.Kč
Cizí kapitál	<b>600</b>		tis.Kč
Dotace	<b>0</b>		tis.Kč
% Ni na úvěr	<b>20.0</b>		%

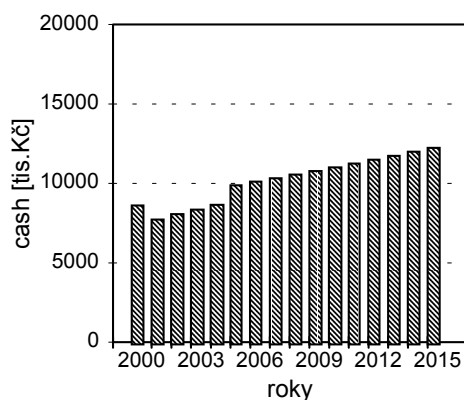


# Přehled výsledných ukazatelů pro ekonomické hodnocení celkového provozu teplárny po investici do točivéparní redukce

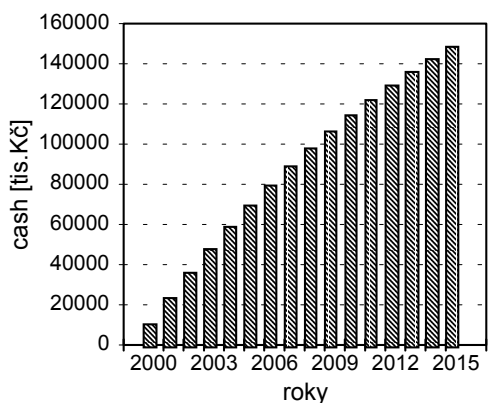
## Cash Flow projektu



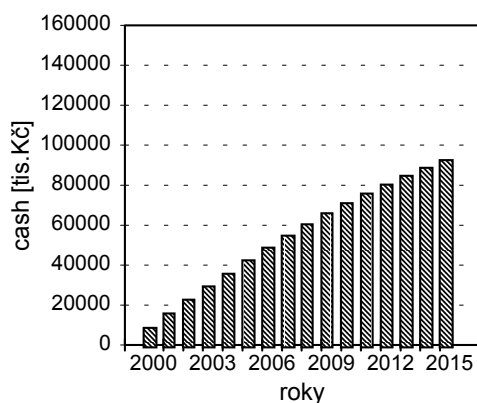
## Cash Flow Investora



## Diskontovaný Cash Flow projektu



## Diskontovaný Cash Flow investora



	projekt	investor	
<b>Hodnocené období:</b>	<b>2000 - 2015</b>		
<b>Rok hodnocení (diskont.)</b>	<b>2000</b>		
Průměrný roční zisk	<b>15522</b>	<b>9790</b>	tis.Kč
Diskontovaný zisk	<b>137395</b>	<b>86656</b>	tis.Kč
Diskontovaný C.F.	<b>148387</b>	<b>92577</b>	tis.Kč
Vnitřní výnosové procento	<b>není defin.</b>	<b>není defin.</b>	%
Doba návratnosti investice	<b>není defin.</b>	<b>není defin.</b>	
Elektřina Z točivé redukce - Minimální cena			tis.Kč/MWh
Elektřina Z točivé redukce - Cena (1.rok)	<b>1.05</b>		tis.Kč/MWh
Teplo teplá voda - Minimální cena			tis.Kč/GJ
Teplo teplá voda - Cena (1.rok)	<b>0.33</b>		tis.Kč/GJ
Diskontní sazba	<b>8</b>		%
Sazba daně ze zisku v prvním roce	<b>37</b>		%
Vlastní prostředky	<b>0</b>		tis.Kč
Cizí kapitál	<b>3750</b>		tis.Kč
Dotace	<b>0</b>		tis.Kč
% Ni na úvěr	<b>100.0</b>		%

## 2.2. Parní kogenerace s parní protitlakou turbinou

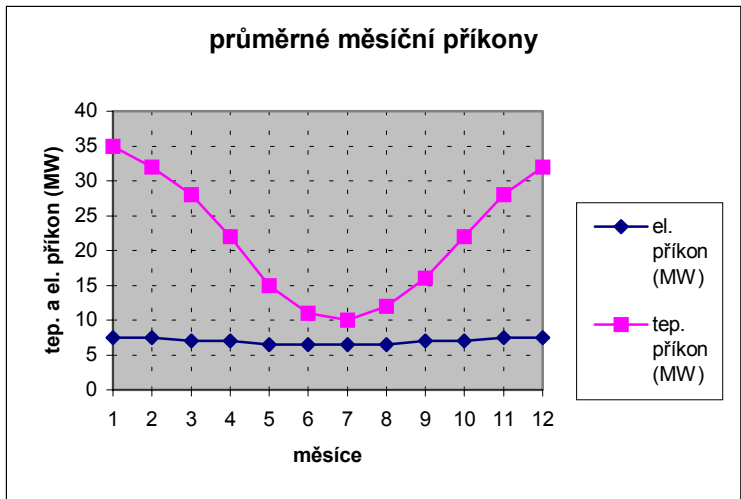
Rekonstrukce stávajícího průmyslového zdroje s parními kotly s technologickým odběrem. Kotle 3,9 MPa, 400°C, instalovaný výkon 40 MW<sub>t</sub> (letní minimální odběr 8 MW<sub>t</sub>).

### Vstupní údaje

roční spotřeba tepla		740TJ/r
el. energie		33,6 GWh/r
max. příkon	tepelný	38 MW <sub>t</sub>
	elektrický	7,5 MW <sub>e</sub>
min. příkon	tepelný	9 MW <sub>t</sub>
	elektrický	4,5 MW <sub>e</sub>
teplonosné medium, teplota	zdroj	pára 3,9 MPa, 450°C,
	spotřebiče	pára 0,7 MPa, 190°C
Druh paliva :		ZP
Spotřeba tepla :		pro technologické spotřeby, pro vytápění a ohřev TUV
Cena paliva:		4,9 Kč/m <sup>3</sup>
Průměrná cena nakupované el. energie:		1,9 Kč/kWh

**prům. měsíční hodnoty  
(el. příkon v nejsilnější směně)**

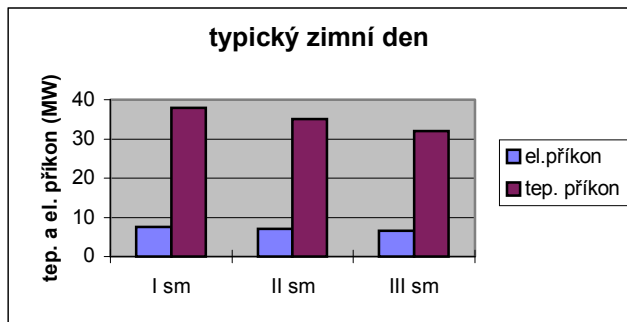
měsíc	el. příkon (MW)	tep. příkon (MW)
1	7,5	35
2	7,5	32
3	7	28
4	7	22
5	6,5	15
6	6,5	11
7	6,5	10
8	6,5	12
9	7	16
10	7	22
11	7,5	28
12	7,5	32



**typické dny (MW)**

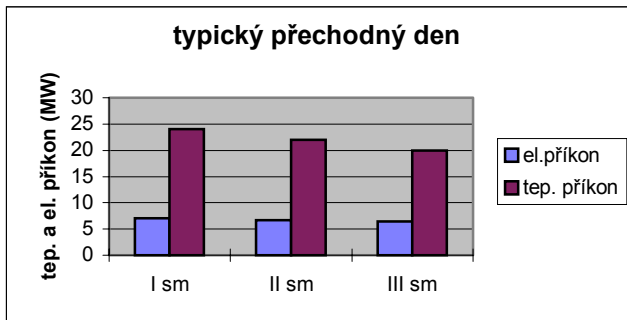
**zima**

	el.příkon	tep. příkon
I sm	7,5	38
II sm	7	35
III sm	6,5	32



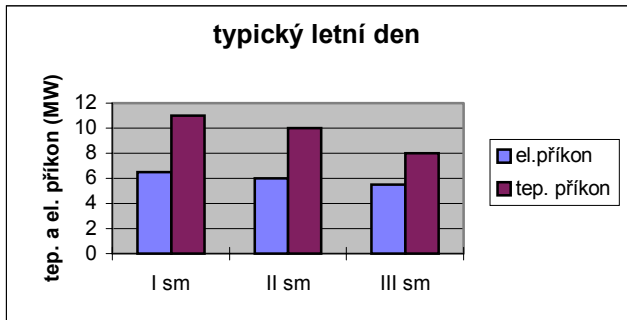
**přechod**

	el.příkon	tep. příkon
I sm	7,1	24
II sm	6,7	22
III sm	6,5	20



**léto**

	el.příkon	tep. příkon
I sm	6,5	11
II sm	6	10
III sm	5,5	8



## **Shrnutí vstupních údajů a doporučení instalace kogenerační jednotky**

### **Stručná analýza :**

- 1/ Závod s vyšším poklesem spotřeby tepla v letním období v důsledku nižší technologické spotřeby tepla
- 2/ Závod má spotřebu tepla v technologické páře o tlaku 0,7 MPa, parní jsou též rozvody pro vytápění (0,4 MPa)
- 3/ Vyšší a relativně vyrovnaný odběr el. energie během dne (třísměnný provoz) i během roku

### **Návrh parní turbíny :**

- 1/ Vzhledem k vyššímu odběru el. energie a výrobě tepla v páře je možno instalovat kogeneraci s parní protitlakou turbínou
- 2/ Možno navrhnout parní protitlakou turbínu o el. výkonu cca 1,5 MW<sub>e</sub>
- 3/ Parní turbína by byla provozována celoročně (cca 8000 hod/rok) s případným částečným snížením výkonu v letním období
- 4/ Po uvedení kog. jednotky do provozu bude možno snížit stávající technické i čtvrt hodinové maximum odběru el. energie o instalovaný el. výkon jednotky čímž bude dosaženo podstatné finanční úspory při platbě za dodávku el. energie ze sítě

### **Analýza výchozího stavu**

Instalovaný výkon je vůči současné a prognózované spotřebě jsou mírně předimenzován. Použité teplotné médium je odpovídá požadavkům technologie ve vytápění budou provedeny rekonstrukce rozvodů tepla na horkovodní a v několika halách zavedeno sálavé vytápění plynovými zářiči.

Jsou dodržovány limity emisí vypouštěných do ovzduší.

### **Návrh instalace parní turbíny :**

Vyráběná pára má vhodné parametry a je možno instalovat parní turbínu. Parní turbína je dimenzována na takový výkon, při kterém ji bude možné provozovat celoročně, i když v letním období na snížený výkon. Vyrobena el. energie bude využita převážně pro krytí vlastní spotřeby. Na základě ročního průběhu odběru tepla a el. energie byla zvolena parní turbína s generátorem o el. výkonu 1,5 MW<sub>e</sub>. Předpoklad využití parní turbíny je 8 000 h/rok z toho 5 400 h/rok na jmenovitý výkon.

Uvedeným požadavkům vyhovuje parní turbína typu STG I-R-A, dodávaná firmou PBS, Velká Bíteš

## Výpočet výroby el. energie

Podle provozu výtopny vypočteme provozní hodiny navrhované KJ a následně výrobu tepla a el. energie za rok.

využití el. výkonu $P_1$ (1,5 MW <sub>e</sub> )	5 400 h/rok
využití el. výkonu $P_1/2$ (0,75 MW <sub>e</sub> )	2 600 h/rok

Výroba el. energie v turbogenerátoru v MWh

$$E_T = P_1 \cdot h = 1,5 \cdot 5400 + 0,75 \cdot 2600 = 10\,050 \text{ MWh/rok}$$

## Ekonomické hodnocení instalace točivé redukce

Při posuzování ekonomiky provozu stávající výtopny a investice do navrhované instalace parního turbogenerátoru vyjdeme z porovnání současného stavu a výtopenské výroby tepla s navrhovaným stavem teplárenské výroby tepla.

V případě průmyslové výtopny se předpokládá, že z vyrobené el. energie bude pokryta vlastní spotřeba teplárny a ostatní vyrobená el. energie bude dodávána vlastního závodu. Veškeré vyrobené teplo bude dodáváno vlastního závodu.

## A) Zhodnocení ekonomie provozu výtopny

Výtopna s celkovým instalovaným tepelným výkonem kotlů 40 MW<sub>t</sub> a střední účinností kotlů  $\eta_K$  vyrobí roční množství tepla 740 000 GJ/r.

Spotřeba paliva  $G_{pl}$  :

$$G_{pl} = Q_V / (\eta_K \cdot Q_n) = 740\,000 / (0,92 \cdot 33,5) = 24010 \text{ tis. m}^3/\text{r}$$

kde :  $Q_n$  výhřevnost paliva (kJ/m<sup>3</sup>)

$\eta_K$  účinnost kotlů (-)

Náklady na palivo  $N_{pp}$  :

$$N_{ppk} = G_{pl} \cdot C_{pv} = 24\,010\,000 \cdot 4,9 = 117\,649 \text{ (tisl.Kč/r)}$$

kde :  $C_{pv}$  cena paliva (Kč/m<sup>3</sup>)

Elektrická energie je dodávána do výtopny pouze ze sítě v množství 33 600 MWh/r při nákladech na odběr  $N_{pe}$  :

$$N_{pe} = E_d \cdot C_e = 33\,600 \cdot 1,9 = 63\,840 \text{ tis.Kč/r}$$

kde :  $C_e$  cena za odběr el. energie (tis.Kč/MWh)

Na zajištění dodávky tepla  $Q_d$  z výtopny je nutno vynaložit provozní náklady  $N_{PT}$  :

$$\begin{aligned} N_{PT} &= N_{Pp} + N_{Pu} + N_{Pm} + N_o + N_{Pr} + N_{Pe} \\ &= 117,65 + 2,4 + 1,9 + 2,9 + 1,3 + 63,84 = 189,99 \text{ mil.Kč/r} \end{aligned}$$

kde :  $N_{Pu}$  náklady na opravy a údržbu výtopny (Kč/r)

$N_{Pm}$  mzdové náklady výtopny (Kč/r)

$N_o$  odpisy výtopny (Kč/r)

$N_{Pr}$  ostatní náklady výtopny (Kč/r)

## B) Zhodnocení ekonomie provozu teplárny

Instalací parního turbogenerátoru do stávající průmyslové kotelny dojde ke změně na teplárnu. Bude se jednat o parní turbínu o výkonu  $1,5 \text{ MW}_e$ , o maximální hltnosti  $25 \text{ t/hod}$  při entalpickém spádu  $400 \text{ kJ/kg}$

Parní turbína o el. výkonu  $P_i$  (MW) , a elektrické účinnosti  $\eta_e$  bude provozována s ročním využitím instalovaného výkonu po dobu  $h$  (hod/rok) (parametry  $P_i$ , a  $h$  jsou voleny podle průběhu odběru tepla a el. energie - viz předchozí odstavec o dimenzování kog. jednotky)

Parní točivá redukuje vyrobí množství el. energie  $E_T$ :

$$E_T = P_i \cdot h = 1,5 \cdot 5400 + 0,75 \cdot 2600 = 10\,050 \text{ MWh/rok}$$

Náklady na zemní plyn pro provoz parní turbíny (zvýšení spotřeby plynu na provoz parní turbíny):

$$\begin{aligned} N_{Pp} &= 3,6 \cdot E_T \cdot C_{pv} / (\eta_e \cdot Q_n) \\ &= 3,6 \cdot 10\,050 \cdot 4,9 / (0,6 \cdot 33,5) = 8\,820 \text{ tis.Kč/r} \end{aligned}$$

kde:  $C_{pv}$  cena zemního plynu (tis.Kč/tis.m<sup>3</sup>)

$Q_n$  výhřevnost zemního plynu (GJ/tis. m<sup>3</sup>)

Náklady na opravy a údržbu parní turbíny:

$$N_{Pu} = E_T \cdot n_{ou} = 10\,050 \cdot 180 = 1\,809\,000 \text{ Kč/r}$$

kde :  $n_{ou}$  - měrné náklady na opravy a údržbu (Kč/MWh)

Náklady na odběr el. energie ze sítě ( $N_{Pe}$ ) :

vyrobená el. en.  $E_T$  kryje část vlastní spotřebu závodu  $E_v$  a proto se o tuto hodnotu sníží náklady na odběr el energie ze sítě

$$N_{Pe} = (E_v - E_T) \cdot C_e \\ = (33\,600 - 10\,050) \cdot 1,9 = 44\,745 \text{ tis.Kč/rok}$$

Náklady na záložní el. výkon ze sítě  $N_{PeZ}$  pro objekt závod se stanoví podle sjednané výše záložního výkonu. V našem případě je sjednaný záložní výkon není v plné výši výkonu vlastního zdroje el. energie, ale jen 0,7 MW, protože v případě výpadku či poruchy turbíny budou v závodě prováděna regulační opatření na snížení odběru el. energie

$$N_{PeZ} = P_z \cdot p_{zv} = 700 \cdot 934,8 = 654\,360 \text{ Kč/r}$$

kde:  $P_z$  záložní výkon (kW)  
 $p_{zv}$  poplatek za záložní výkon (Kč/kW.r)

Náklady na mzdy v teplárně  $N_{PmT}$ :

$$N_{PmT} = N_{PmV} + N_{PmKJ} = 1,9 + 0,5 = 2,4 \text{ mil.Kč/r}$$

kde :  $N_{PmKJ}$  mzdy spojené s provozem turbíny. (Kč/r)

Odpisy teplárny  $N_{oT}$  :

$$N_{oT} = N_{oV} + N_{oKJ} = 2,9 + 1,0 = 3,9 \text{ mil.Kč/r}$$

kde :  $N_{oKJ}$  odpisy turbíny (Kč/r)

Celkové náklady na zajištění dodávky tepla a el. energie  $N_{PT}$  :

$$N_{PT} = N_{Ppk} + N_{oT} + N_{PuV} + N_{PuT} + N_{PpT} + N_{Pe} + N_{PeZ} + N_{PmT} + N_{Pr} = \\ = 117,65 + 3,9 + 2,4 + 1,81 + 8,82 + 44,75 + 0,66 + 2,4 + 1,3 = 183,69 \text{ mil.Kč/r}$$

Celkové náklady potřebné pro zajištění dodávky tepla a el. energie do závodu jsou porovnávacím kritériem pro určení výhodnosti rekonstrukce teplárny podle výše uvedeného postupu. V našem příkladu jsou celkové náklady nižší u stavu po rekonstrukci.

Teplárny, pro které je splněna výše uvedená podmínka, jsou dále podrobně ekonomicky analyzovány, jsou vypočtena různá ekonomická kritéria (doba návratnosti, vnitřní výnosové procento, kumulovaný diskontovaný tok hotovosti).

Pro posouzení ekonomické efektivity instalace točivé parní redukce byl použit programový produkt EFINA.

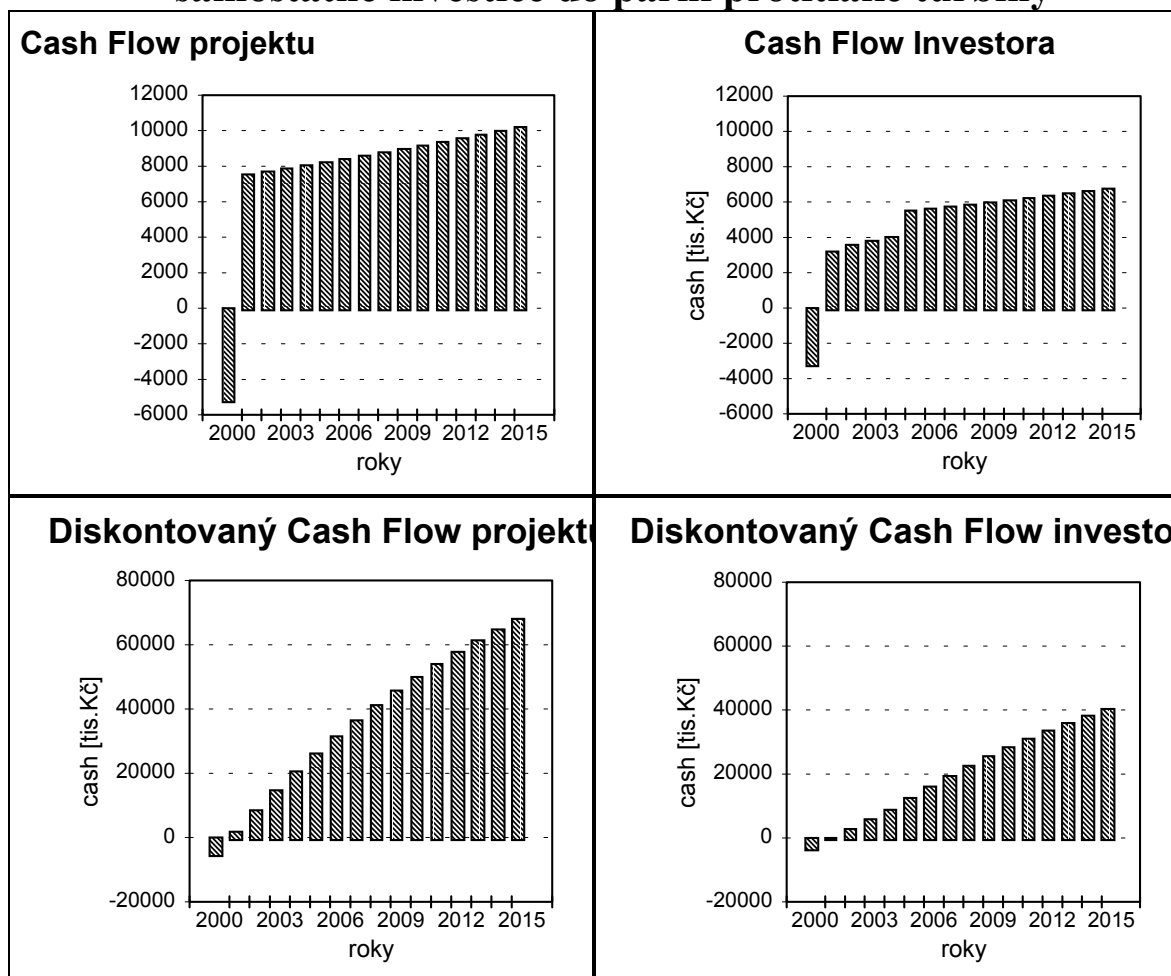
Ekonomické vyhodnocení vycházelo z hodnot stanovených při technickém řešení a zabývá se finanční analýzou. Výsledky ekonomického hodnocení efektivnosti investice jsou shrnuty v následujících přehledech výsledných ukazatelů.

Při zpracování ekonomické a finanční analýzy se hodnotila pouze vlastní investice, to znamená že do ekonomického hodnocení byly jako vstupní hodnoty vloženy jen změny nákladů a celková investice spojené s instalací parního turbogenerátoru.

Z hodnocení vyplývá, že investice je zisková, s velmi krátkou návratností. Instalace parního turbogenerátoru je za podmínek uvedených v tomto příkladu velmi výhodná a rizika s ní spojená jsou minimální. V obdobných případech by mělo být rozhodování o investici jednoznačné a v každém případě by měla být instalace parní turbíny provedena. Pro podrobné ekonomické posouzení by měla být provedena optimalizace instalovaného výkonů turbogenerátoru či turbogenerátorů, které by nemusely být provozovány celoročně.



## Přehled výsledných ukazatelů pro ekonomické hodnocení samostatné investice do parní protitlaké turbíny



	projekt	investor	
<b>Hodnocené období: 2000 – 2015</b>			
<b>Rok hodnocení (diskont.)</b>	<b>2000</b>		
Průměrný roční zisk	<b>7115</b>	<b>4726</b>	tis.Kč
Diskontovaný zisk	<b>62976</b>	<b>41832</b>	tis.Kč
Diskontovaný C.F.	<b>68014</b>	<b>40353</b>	tis.Kč
Vnitřní výnosové procento	<b>148.92</b>	<b>109.18</b>	%
Doba návratnosti investice	<b>1</b>	<b>2</b>	
Elektřina z parní turbíny - Minimální cena			tis.Kč/MWh
Elektřina z parní turbíny - Cena (1.rok)	<b>1.9</b>		tis.Kč/MWh
Teplo teplá voda - Minimální cena			tis.Kč/GJ
Teplo teplá voda - Cena (1.rok)	<b>0</b>		tis.Kč/GJ
Diskontní sazba	<b>8</b>		%
Sazba daně ze zisku v prvním roce	<b>37</b>		%
Vlastní prostředky	<b>7500</b>		tis.Kč
Cizí kapitál	<b>5000</b>		tis.Kč
Dotace	<b>0</b>		tis.Kč
% Ni na úvěr	<b>40.0</b>		%

## **C. PŘÍLOHY**

## 1.0 PŘEHLED DODAVATELŮ KOGENERAČNÍCH ZAŘÍZENÍ

Zařízení pro parní a plynovou kogeneraci v ČR dodávají tuzemští dodavatelé nebo dodavatelé zahraniční se zastoupením v ČR.

### 1.1 Parní kogenerace

#### G - TEAM s.r.o. Plzeň

Typ soustrojí	Otáčky turbíny	El. výkon	Vstupní pára		Protitlak
			tlak	teplota	tlak
	(1/min)	(kW)	(MPa)	(°C)	(MPa)
TR - 800	3000 - 6000	80 - 500	0,9 - 2,0	300	0,05 - 0,8
BF 3,5/4	4500	45/270	4,5 - 10,0	500	0,1 - 1,0
AF 3,5/4	10500	750	10,0	500	0,1 - 1,6
CFR 3/5	14000-23000	2500/5000	6,4	480	0,1 - 1,6
AFA 4/CFA 4	10500-18000	1600-2200	4,0 - 13,0	450 - 530	0,005-2,8
AFA 6	11400	5000	4,0	450	0,005-1,0

#### POLYCOMP s.r.o. Poděbrady

Typ soustrojí	Otáčky turbíny	El. výkon	Vstupní pára		Protitlak
			tlak	teplota	tlak
	(1/min)	(kW)	(MPa)	(°C)	(MPa)
PTG 50 - 250	22 350	50 - 300	2,0-0,6	200-250	0,5
PM - VS I *	750 - 1 500	70	2,0	240	0,2

\* jedná se o parní motor

**PBS a.s. Velká Bíteš**

Typ soustrojí	Otáčky turbíny	El. výkon	Vstupní pára		Protitlak
			tlak	teplota	tlak
	(1/min)	(kW)	(MPa)	(°C)	(MPa)
Mv 400 - 700, axiální	1500 - 4500	10 - 700	0,9 - 4,5	200 - 460	0,1 - 0,7
PC 400 - 850, axiální	1500 - 4500	40 - 1800	0,9 - 10,0	200 - 545	0,1 - 1,6
PCPL 400 - 700, axiální	7500 - 9000	400 - 1000	0,9 - 4,5	200 - 460	0,1 - 0,7
HSTG 150 - 250, radiální	30000	150 - 250	max. 3,5	max. 400	max. 0,7
STG I R - II R, radiální	15000 - 30000	300 - 10000	0,9 - 6,5	180 - 450	0,02 - 1,3

**ABB Energetické systémy s.r.o., Brno**

Typ soustrojí	Otáčky turbíny	El. výkon	Vstupní pára		Protitlak
			tlak	teplota	tlak
	(1/min)	(kW)	(MPa)	(°C)	(MPa)
ATP - 1	do 13300	2000 - 16000	do 12	do 540	do 2,1

**ŠKODA TURBÍNY s.r.o., Plzeň**

Typ soustrojí	Otáčky turbíny	El. výkon	Vstupní pára		Protitlak
			tlak	teplota	tlak
	(1/min)	(kW)	(MPa)	(°C)	(MPa)
ŠKODA - ČVUT Praha	12 000	1500 - 5000	3 - 4 MPa	350 - 450	0,2 - 0,45
Stavebnicový systém *		5000 - výše	*	*	*

\* dodávka soustrojí s turbínami o parametrech dle přání zákazníka

**EKOL s.r.o., Brno**

Typ soustrojí	Otáčky turbíny	El. výkon	Vstupní pára		Protitlak
			tlak	teplota	tlak
	(1/min)	(kW)	(MPa)	(°C)	(MPa)
ER 0,1 - 0,6	3000	100 - 1200	0,4 - 0,8	200 - 300	0,1 - 0,6
	3000 - 20000	1000 - 25000	3,5 - 9,0	do 560	0,5 - 3,5

## 1.2 Plynová kogenerace

### 1.2.1 Kogenerační jednotky s plynovými motory

#### TEDOM s.r.o. Třebíč

Typ	Výkon (kW)		Účinnost (%)	
	elektrický	tepelný	elektrická	tepelná
MT- 22A	22	43	27	53
MT- 45A	45	80,5	29	52
MT - 75 A	75	125	31	53
MT-140S	140	200	34	51
MT-400S	400	600	34	52
190-CAT TA32	193	268	34	48
190-CAT TA70	159	244	34	52
260-CAT TA32	264	364	34	47
260-CAT TA70	235	372	34	53
390-CAT TA32	390	515	34	45
390-CAT TA70	346	531	35	52
500-CAT TA32	510	722	34	48
500-CAT TA70	455	740	33	54
770-CAT TA32	770	1045	35	47
770-CAT TA70	685	1105	34	54
1000-CAT TA32	1035	1390	35	47
1000-CAT TA70	920	1473	34	54
1000-CAT TA32HE	1035	1201	38	44
1000-CAT TA70HE	1035	1336	48	86

Poznámka: MT - motory tuzemské výroby: LIAZ, ZETOR  
CAT - motory Caterpillar  
A - generátor asynchronní  
S - generátor synchronní

**MOTORGAS s.r.o. Praha**

Typ	Výkon (kW)		Účinnost (%)	
	elektrický	tepelný	elektrická	tepelná
TBC 60	55	95	31	54
TBG 140	140	200	35	50
TBG 260	257	365	35	51
TBG 350	343	485	35	51
TBG 520	520	735	36	51
TBG 700	698	980	37	51
TBG 1100	1087	1565	35	51
TBG 760	770	1120	35	51
TBG 930	936	1323	36	51
TBG 1230	1237	1748	36	51
TBG 1600	1588	2100	37	50
TBG 2400	2387	3150	38	50
NAG 40	36	75	29	58
NAG 80	79	139	32	55
NAG 150	142	245	33	57
NAG 200	189	329	33	58
NAG 300	294	507	34	58
NAG 360	358	617	34	59
NAG 480	478	820	33	56
NAG 600	593	1015	34	58
NAG 730	722	1165	35	57
NAG 970	962	1610	33	55

Poznámka: Typy TBG jsou dodávány s motory na chudou směs, typy NAG s motory provozovanými na stechiometrický poměr vzduchu

**ŠKODA PRAHA a.s.**

Typ	Výkon (kW)	
	elektrický	tepelný
ŠKODA P-300, D-300	300	450
ŠKODA P-400	400	600
ŠKODA P-600	600	870
ŠKODA J-736	736	947
ŠKODA J-922	922	1185
ŠKODA R-2300	2300	3270

Poznámka: P - motory PERKINS  
 J - motory JENBACHER  
 R - motory RUSTON  
 D - motory DORMAN DIESEL

**DAGGER s.r.o. Praha**

Typ	Výkon (kW)	
	elektrický	tepelný
CPG 73	73	130
CPG 108	108	185
CPG 170	170	280
CDG 300	308	437
CDG 400	412	592
CDG 600	608	880
CDG 800	815	1235

**ČKD MOTORY a.s. Hradec Králové**

Typ	Výkon (kW)		Účinnost (%)	
	elektrický	tepelný	elektrická	tepelná
6-27,5 A2S-G	500	735	33	49
6C28G8G	1000	1500	33	49
8C28GSG	1328	2000	32	48
12C28GSG	2000	3000	35	52



**KLOR s.r.o. Praha (zastupuje firmu JENBACHER, Rakousko)**

Typ	Výkon (kW)		Účinnost (%)	
	elektrický	tepelný	elektrická	tepelná
JMS 106 GS	70	120	32	55
JSM 208 GS	280	400	36	52
JSM 212 GS	470	652	37	51
JSM 312 GS	551	715	39	50
JSM 316 GS	736	947	39	50
JSM 320 GS	922	1185	39	50
JSM 612 GS	1457	1704	40	46
JSM 616 GS	1942	2231	40	46

Poznámka : Kromě uvedených typů jednotek, které dodávají teplo na teplotní úrovni 90/70°C firma dodává i jednotky v uvedeném výkonovém rozsahu pro dodávku tepla na teplotní úrovni 110/85 a 130/110°C

**PROGRESS POWER, s.r.o. Hradec Králové (zastupuje firmu WARTSILA, Finsko)**

Typ	Výkon (kW)		Účinnost (%)	
	elektrický	tepelný	elektrická	tepelná
16V 175SG	1010	1205	34	41
18V 28SG	4500	5520	41	49
18V 34SG	5500	6280	42	48

Poznámka : Uvedené tepelné účinnosti jsou platné při dodávce tepla v teplé vodě, jednotky jsou též dodávány pro dodávku tepla v teplé vodě a páře

**FERROTHERM s.r.o. Praha (zastupuje firmu MAN, Německo)**

Typ	Výkon (kW)		Účinnost (%)	
	elektrický	tepelný	elektrická	tepelná
E 2866 NM	72	136	29	55
E 2842 NM	140	236	33	55
E 2842 LN	325	439	35	48
E 2842 LN	310	481	35	55
E 6038 LE	412	589	36	52
E 6042 LE	606	867	36	52
E 6046 LE	812	1156	36	52
6L 28/32 SI	1163	1353	40	46
7L 28/32 SI	1357	1579	40	46
8L 28/32 SI	1550	1804	40	46
9L 28/32 SI	1745	2030	40	46
12V 28/32 SI	2325	2707	40	46
16V 28/32 SI	3100	3609	40	46
18V 28/32 SI	3490	4060	40	46

**JSM s.r.o. Hradec Králové (zastupuje firmu NUTEC, Holandsko)**

Typ	Výkon (kW)		Účinnost (%)	
	elektrický	tepelný	elektrická	tepelná
Nutec 300	288	450	36	53
Nutec 400	385	630	36	54
Nutec 600	577	920	36	53
Nutec 800	771	1240	36	54

## 1.2.2 Kogenerační jednotky s plynovými turbínami

### 1/ Soustrojí spalovací turbína - alternátor

#### ABB Energetické systémy s.r.o. Brno

Typ soustrojí	Typ turbíny	El. výkon	El. účinnost	Množství spalin	Teplota spalin
		(kW)	(%)	(kg/s)	(°C)
GT 1	M1A - 13A	1477	25	8,1	518
GT 2	M1A - 23B	2052	26	9,4	570
GT 5	GTD 2500	2541	26	15,2	446
GT 7	M7A - 01	5577	29	21,6	560

#### FERROTHERM s.r.o. Praha (zastupuje firmu MAN, Německo)

Typ soustrojí	Typ turbíny	El. výkon	El. účinnost	Množství spalin	Teplota spalin
		(kW)	(%)	(kg/s)	(°C)
	Saturn 20	1140	24	6,46	486
	Centaur 40	3515	28	18,6	437
	Centaur 50	4350	29	19,0	497
	Taurus 60	5000	31	21,4	481
	Taurus 70	6300	31	25,5	488
	Mars 90	9290	31	39,2	465
	Mars 100	10695	31	41,6	488

### **3F PRAGUE v.o.s. Praha (zastupuje firmu TUMA TURBOMACH, Švýcarsko)**

Typ soustrojí	Typ turbíny	El. výkon	El. účinnost	Množ. spalin	Teplota spalin
		(kW)	(%)	(kg/s)	(°C)
TGC-105-CS	Saturn 20	1131	24	6,46	485
TGC-308-CC	Centaur 40	3515	28	18,6	437
TGC-378-CH	Centaur 50	4345	29	19,0	502
TGC-435-CT	Taurus 60	5150	31	21,4	482
TGC-650-CT	Taurus 70	6300	31	25,5	488
TGC-880-CM	Mars 1300	9286	32	39,2	466
TGC-100-CM	Mars 1500	10690	32	41,6	491
TGC-111-MF	Mitsubishi 111	14464	32	56,8	540

#### **2/ Přehled dodavatelů spalinových kotlů**

Jsou dodávány na objednávku dle použitého soustrojí (množství a teplota spalin), požadavku na výkon přitápěcího hořáku před kotlem a požadovaných parametrů teplotnosného media.

V tuzemsku je možno spalinový kotel objednat u těchto výrobců kotlů :

STROJÍRNY KOLÍN s.r.o. Kolín

VÍTKOVICE a.s. Vítkovice

ABB a.s. Brno