ENERGETICKÁ A STRATEGICKÁ KONCEPCE ZÁSOBOVÁNÍ TEPELNOU ENERGIÍ MĚSTA NOVÉ SEDLO

Klient:

Město Nové Sedlo

Zpracovali:

Pavla Bednářová

Aleš Popelka

leden 2022

Název projektu:	ENERGETICKÁ A STRATEGICKÁ KONCEPCE ZÁSOBOVÁNÍ TEPELNOU ENERGIÍ MĚSTA NOVÉ SEDLO
Číslo projektu:	ENACO-2021069
Výtisk číslo:	1 / 2 / 3 / archivní kopie
Verze:	FINAL 1.0
Datum:	20. ledna 2022
Odkaz na soubor:	G:\!ENACO\!PROJEKTY\ENACO-2021069 - Město Nové Sedlo - koncepce provozování TH Nové Sedlo\ZPRÁVA\Koncepce tepelneho hospodarstvi mesta Nove Sedlo.docx

Vedoucí projektu: **Ing. Aleš Popelka**
+420 721 229 561
ales.popelka@enaco.cz

Zpracovali: Ing. Aleš Popelka
Ing. Pavla Bednářová

Schválil: **Ing. Jaroslav Jakubes**

Objednatel:	Společnost:	**Město Nové Sedlo**
	Sídlo:	Masarykova 502, 357 34
	Kontaktní osoba:	starosta města
	Tel.:	+420 352 358 115
	Email:	starosta@mestonovesedlo.cz

1 IDENTIFIKAČNÍ ÚDAJE 6
1.1 Zadavatel díla 6
1.2 Zpracovatel díla 6
1.3 Cíl posouzení 7
1.4 Dostupné podklady 8
2 ENERGETICKÁ A ENVIRONMENTÁLNÍ LEGISLATIVA 9
2.1 Emisní povolenky 9
2.1.1 Bezplatná alokace emisních povolenek 10
2.1.2 Dražba emisních povolenek a vývoj jejich ceny 10
2.2 Uhlíková daň 11
2.3 Podporované zdroje energie 11
3 POPIS SOUČASNÉHO STAVU THMNS 13
3.1 Technologický popis systému CZT 13
3.1.1 Výměníková stanice 13
3.1.2 Rozvody CZT 14
3.2 Zdroj tepla pro systém CZT 15
3.3 Odběratelský kmen 15
3.4 Energetická bilance 16
3.4.1 Výchozí energetická bilance 16
3.4.2 Tepelné ztráty v rozvodech CZT 17
4 PŘEDPOKLADY STRATEGICKÝCH VARIANT 21
4.1 Přehled strategických variant 21
4.2 Technická infrastruktura a omezení variant 21
4.2.1 Stav infrastruktury CZT 21
4.2.2 Umístění zdroje tepla 22
4.2.3 Napojení na inženýrské sítě 24
4.2.4 Zásobování biomasou 26
4.3 Vstupní předpoklady strategických variant 26
4.3.1 Ceny komodit 27
4.4 Metodika porovnávání variant 28
4.4.1 Metodika pro stanovení ekvivalentní ceny tepla 28
5 ANALÝZA STRATEGICKÝCH VARIANT 30
5.1 Varianta 1: Výchozí varianta – současný provoz THMNS 30
5.1.1 Investiční náklady 31
5.1.2 Provozní náklady a výnosy 31
5.1.3 Ekvivalentní cena tepla 32

5.2 Varianta 2: Nulová – uzavření THMNS 32
5.2.1 Domovní kotelny 33
5.2.2 Investiční náklady 33
5.2.3 Provozní náklady 35
5.2.4 Ekvivalentní cena tepla 35
5.2.5 Dopad zavedení ekologických daní na cenu tepla 36
5.3 Varianta 3: Centrální zdroj tepla 38
5.3.1 Investiční náklady 39
5.3.2 Provozní náklady a výnosy 40
5.3.3 Ekvivalentní cena tepla 41
5.4 Varianta 4: Decentrální zdroje tepla 42
5.4.1 Investiční náklady 43
5.4.2 Provozní náklady a výnosy 44
5.4.3 Ekvivalentní cena tepla 44
5.4.4 Alternativní decentrální varianta 45
6 MULTIKRITERIÁLNÍ HODNOCENÍ VARIANT 46
6.1 Technické a systémové shrnutí variant 46
6.1.1 Varianta 1: Výchozí – Současný provoz THMNS 46
6.1.2 Varianta 3: Centrální zdroj tepla 46
6.1.3 Varianta 4: Decentrální zdroj tepla 47
6.2 Ekonomické vyhodnocení variant 48
6.2.1 Investiční a provozní náročnost 48
6.2.2 Ekvivalentní cena tepla 49
6.2.3 Citlivostní analýzy 49
6.3 Environmentální vyhodnocení 54
6.4 Stanovení doporučeného scénáře 55
6.4.1 Alternativa 56
7 KOMPLEXNÍ ZHODNOCENÍ DOPORUČENÝCH SCÉNÁŘŮ 57
7.1 SWOT analýza 57
7.2 Analýza rizik 60
7.2.1 Výchozí varianta: Současný stav 60
7.2.2 Vlastní centrální zdroj tepla 62
7.3 Možnosti získání dotací 63
7.3.1 Modernizace soustav zásobování tepelnou energií (HEAT) 63
7.3.2 NPO – Modernizace SZT 64
7.3.3 Vliv dotací na měrnou cenu tepla 65

7.4 Doporučený harmonogram 65
8 ZÁVĚRY A DOPORUČENÍ 66
9 PŘÍLOHA 1: PARAMETRY TECHNOLOGIE 67
10 PŘÍLOHA 2: ENERGETICKÉ BILANCE VARIANT 68

1 IDENTIFIKAČNÍ ÚDAJE

1.1 Zadavatel díla

Název subjektu:	**Město Nové Sedlo**
Zastoupený:	starostou města
Adresa sídla společnosti:	Masarykova 502, 357 34 Nové Sedlo
IČ:	00259527
DIČ:	CZ00259527
Obchodní rejstřík:	
Osoba oprávněná k jednání ve věcech technických:	tajemník města
Tel.:	+420 352 358 116
Email:	tajemnik@mestonovesedlo.cz

1.2 Zpracovatel díla

Název subjektu:	**ENACO, s.r.o.**
Zastoupený:	Ing. Jaroslav Jakubes – jednatel
Adresa sídla společnosti:	Čechtická 4, 142 00 Praha 4 – Kamýk
IČ:	02751704
DIČ:	CZ02751704
Obchodní rejstřík:	Spisová značka C 14371 vedená u Městského soudu v Praze
Osoba oprávněná k jednání ve věcech technických:	Ing. Michal Šváb
Tel.:	+420 222 510 684
Fax:	+420 607 758 014
Email:	michal.svab@enaco.cz

1.3 Cíl posouzení

Předmětem tohoto dokumentu je vypracování komplexní energetické a strategické koncepce tepelného hospodářství města Nové Sedlo (THMNS). Jedná se o koncepci budoucího fungování a směřování systému zásobování tepelnou energií města Nové Sedlo v závislosti na stávající a chystané energetické legislativě související s provozem tepláren, očekávaném směřování teplárny Vřesová, vývoji cen emisních povolenek, silové elektřiny a souvisejících derivátů.

Klíčovým cílem vypracované strategie je udržení soustavy CZT při zachování konkurenceschopných cen tepla a zajištění ekonomického provozu energetického komplexu.

Výstupem této studie je podkladový koncepční materiál, který obsahuje ucelený soubor informací pro případná budoucí manažerská rozhodnutí vedení města NS ohledně tepelného hospodářství.

Zpráva obsahuje následující části:

- **Analýza stávající energetické a environmentální legislativy** – rámcový rozbor legislativních norem souvisejících s provozem uhelného zdroje Vřesová, vliv na ekonomiku provozu a ve svém důsledku na cenotvorbu tepla pro THMNS.
- **Popis současného stavu** – popis hlavních technologických celků systému THMNS, analýza současného odběratelského kmene a jeho případných změn do budoucnosti, sestavení výchozí energetické bilance THMNS.
- **Předpoklady strategických variant a metodika jejich porovnávání** – přehled místních specifických podmínek a technické infrastruktury, stanovení strategických variant s ohledem na umístění zdroje, napojení na inženýrské sítě a možnosti zásobování palivem, společné vstupní předpoklady veškerých strategických variant, metodika porovnávání variant – metodika stanovení ekvivalentní ceny tepla.
- **Analýza strategických variant** – technický popis variant, ekonomické vyhodnocení se zaměřením na investiční a provozní náročnost, stanovení výsledné měrné ceny tepla pro odběratele, hodnoceny budou zejména následující varianty:
    - Výchozí varianta– setrvání v současném provozu THMNS;
    - Nulová varianta – uzavření THMNS bez náhrady. Analýza dopadů do ceny tepla a investiční náročnost pro konečné odběratele;
    - Plynová varianta v podvariantách teplárenské a výtopenské výroby, centrální a decentrální podvarianty;
    - Biomasová varianta, centrální;
    - Kombinovaná varianta zemní plyn + biomasa, centrální;
- **Multikriteriální hodnocení variant** – hodnocení variant a jejich porovnávání na základě kritérií jako např. investiční náročnost, provozní náročnost, cena tepla pro koncové odběratele, citlivostní analýzy na výši některých vstupních hodnot, environmentální dopad, stanovení doporučeného scénáře (popř. scénářů) na základě výsledků multikriteriální analýzy.
- **Komplexní zhodnocení zvoleného scénáře –** SWOT analýza doporučených scénářů, analýza rizik, možnosti získání dotací, návrh harmonogramu jednotlivých opatření.

1.4 Dostupné podklady

Zpracovateli posudku byly k dispozici následující podklady:

- Energetická bilance za roky 2014-2020.
- Základní technický popis CZT (mapa rozvodů, parametry technologie, technologické schéma CVS aj.).
- Průvodní dokumentace k rekonstrukci rozvodů větve V1 a části CVS.
- Výkazy Teplárenské NS, s.r.o., pro ERÚ za roky 2018–2020.
- Nájemní smlouva funkčního celku CZT.
- Smlouva o sdružených dodávkách elektřiny s novým dodavatelem od roku 2022.
- Ukázky faktur za odběr vody a tepla.
- Informace o disponibilních plochách pro umístění nového zdroje tepla.
- Místní prohlídka.

2 ENERGETICKÁ A ENVIRONMENTÁLNÍ LEGISLATIVA

Při vytváření koncepce pro budoucí směřování tepelného hospodářství města Nové Sedlo (THMNS) je nutné brát v potaz energetickou a environmentální legislativu, která se promítá do proveditelnosti a ekonomičnosti různých koncepčních variant THMNS. Tato legislativa reflektuje cíle EU, resp. ČR, v oblasti ekologizace, snižování emisí a ochrany ovzduší a klimatu. Za účelem splnění stanovených cílů vznikla řada politických nástrojů, mezi něž se řadí např. emisní obchodování. Povinnost nákupu emisních povolenek pro vypouštění emisí oxidu uhličitého ovlivňuje ekonomiku zdrojů spalujících fosilní paliva. V následujících 2 desetiletích se počítá s postupným vyřazováním zejména uhelných zdrojů.

V současné době je zdrojem tepelné energie pro systém CZT v Novém Sedle teplárna Vřesová, která spaluje především hnědé uhlí. Pro posouzení různých variant směřování THMNS je tudíž nutné brát v úvahu současnou i chystanou legislativu v oblasti teplárenství. Následující podkapitoly obsahují rámcový přehled relevantních legislativních norem souvisejících s provozem tepláren a jejich vliv na ekonomiku provozu, potažmo na cenotvorbu tepla pro THMNS.

2.1 Emisní povolenky

Z hlediska ceny tepla pro odběratele připojené k systému CZT v Novém Sedle, napájeném pomocí horkovodu z teplárny Vřesová, je zásadní vývoj cen emisních povolenek.

Emisní obchodování je nástroj, který má motivovat ke snižování emisí skleníkových plynů. Základním dokumentem upravujícím EU ETS (Emission Trading Scheme) je Směrnice 2003/87/ES, o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, resp. její novela 2009/29/ES. Do českého právního řádu byl tento systém zakotven pomocí zákona č. 383/2012 Sb. a prováděcí vyhláškou 192/2013 Sb.

Zákon č. 383/2012, o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, stanovuje v příloze č. 1 seznam činností, na něž se systém ETS vztahuje. Do tohoto seznamu patří mj. činnost definovaná jako *„Spalování paliv v zařízeních s celkovým jmenovitým tepelným příkonem vyšším než 20 MW jiných než zařízeních pro spalování nebezpečného nebo komunálního odpadu“.* **Do této kategorie spadá i teplárna Vřesová. Případný nový centrální zdroj tepla pro CZT v Novém Sedle (NS) bude mít tepelný příkon nižší než 20 MW, a emisní povolenky se na něj nebudou vztahovat podle současné legislativy.**

Definici uvedenou výše dále upřesňuje bod 4 přílohy č. 1 k zákonu č. 383/2012 Sb., který zní*: „K jednotkám se jmenovitým tepelným příkonem nižším než 3 MW a jednotkám využívajícím výhradně biomasu se pro účely výpočtu celkového jmenovitého tepelného příkonu nepřihlíží. Jednotkami využívajícími výhradně biomasu se rozumějí také jednotky, u kterých se používají fosilní paliva pouze při jejich spouštění a vypínání.“*

Provozovatelé zdrojů, na něž se systém ETS vztahuje, jsou povinni monitorovat emise oxidu uhličitého, vykazovat je každoročně MŽP a vyřazovat za ně povolenky. Cena emisních povolenek se vztahuje k množství oxidu uhličitého vypuštěného do atmosféry, typicky vyjádřeného v tunách CO_2. Část povolenek je pro tyto zdroje alokována bezplatně, část si musí dokoupit na trhu nebo v aukci. EU vydává každý rok určité množství povolenek. Toto množství, tzv. emisní strop, se každoročně snižuje za účelem naplnění emisních cílů EU do roku 2030. Výnosy z dražby emisních povolenek jsou využívány na podporu ochrany klimatu, tj. především na energii z OZE, zvyšování energetické účinnosti nebo na udržitelnou dopravu.

Dopad systému emisního obchodování na ekonomiku provozu záleží na emisní stopě daného zdroje, resp. na emisním faktoru spalovaného paliva. Zdroje spalující biomasu jsou považovány za CO_2 neutrální. Spalování zemního plynu má výrazně nižší emisní stopu v porovnání s uhlím. To se tudíž projeví nižšími náklady na emisní povolenky spojenými s výrobou 1 GJ tepla.

2.1.1 Bezplatná alokace emisních povolenek

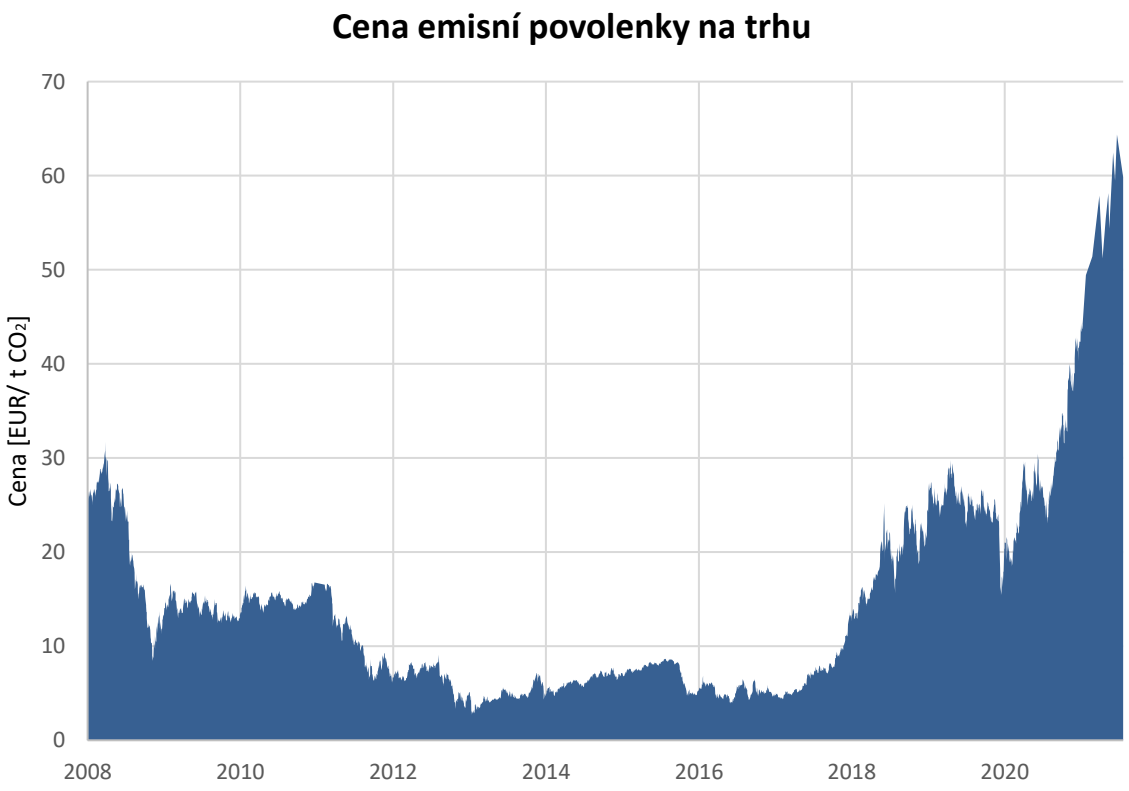
Všeobecné pokyny pro metodiku přidělování povolenek vychází z dokumentu „Metodický podklad č. 1 k harmonizované metodice bezplatného přidělování povolenek EU ETS po roce 2020“ vydaného Evropskou komisí. Dle tohoto dokumentu je stanovena alokace pro teplárenské zdroje ve výši 30 % emisních povolenek na výrobu tepla v roce 2020, dále se počítá se snižováním až na 0 % do roku 2026. S tím, že pokud je zdroj vybudován až ve 4. období (od 2021 do 2030), tak bude mít dle metodického pokynu nárok na 30 % alokaci bezplatných emisních povolenek i po roce 2026. V nadcházejících letech se počítá výhradně s dražbou povolenek, kde bezplatné alokace budou spíše výjimkou.

2.1.2 Dražba emisních povolenek a vývoj jejich ceny

Značná část emisních povolenek se v současnosti dodává na trh. Povolenky zakoupené v dražbě mohou být použity pro pokrytí vlastních vypuštěných emisí nebo se mohou volně obchodovat (v rámci tzv. sekundárního trhu).

Důsledkem každoročního snižování počtu emisních povolenek, které EU vydává, dochází zejména v posledních letech ke značnému nárůstu jejich ceny na trhu. V roce 2020 došlo poprvé k překonání ceny 50 EUR/t CO_2. Této ceny mělo být dle prognóz dosaženo až kolem roku 2030. Vývoj cen emisních povolenek do budoucna je těžko předvídatelný. Současné predikce uvádějí cenu emisní povolenky v roce 2030 v pásmu (50-100) EUR/t CO_2.

Obrázek 1: Vývoj ceny emisní povolenky v letech 2008-2021



2.2 Uhlíková daň

O uhlíkové dani jakožto možném účinném nástroji environmentální ekonomie se mluví od devadesátých let nejen na evropské úrovni. Uhlíková daň má za cíl finančně postihovat spalování fosilních paliv podle množství vypuštěných emisí. Tím má dojít ke zvýšení tlaku na producenty emisí včetně domácností. Uhlíková daň má být doplňkem k současnému formátu EU ETS, ale způsob začlenění a její výše zatím v ČR není jasná. Původní návrh Ministerstva financí České republiky předpokládal od roku 2012 zdanění jedné tuny emisí CO_2 ve výši 15 EUR, které by ale neměly platit domácnosti. Uhlíková daň je dnes zavedena například ve Finsku, Švédku, Norsku či Francii v různých formách, a tak sílí tendence po zavedení jednotného systému aplikovatelného na celou Evropskou unii, v čemž spatřuje vedení EU klíčový nástroj pro dosažení klimatických cílů.

Zavedení uhlíkové daně je vzhledem k současnému směřování energetické politiky EU do budoucna pravděpodobné a lze předpokládat, že v oblasti teplárenství postihne subjekty, které nepodléhají EU ETS, a to včetně domovních kotelen, případně i domácností**.** Následkem toho by došlo k citelnému zvýšení nákladů na teplo. Zavedení uhlíkové daně pro domácnosti a menší kotelny však může být z environmentálního hlediska přijatelný způsob, jak podpořit teplárny a soustavy centrálního zásobování teplem, jelikož vysoce účinná kombinovaná výroba tepla a elektřiny je z lokálního ale i globálního hlediska ekologicky výhodná forma provozu, která by neměla být znevýhodňována povinností platit emisní povolenky, když menší (a méně ekologické) zdroje tuto povinnost nemají.

2.3 Podporované zdroje energie

Pojem podporované zdroje energie vychází ze zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů. Do POZE patří zejména obnovitelné nefosilní přírodní zdroje energie (energie biomasy a bioplynu, sluneční energie, větrná energie, vodní energie atd.), druhotné zdroje, vysokoúčinná kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET) a biometan.

Cílem zákona č. 165/2012 Sb. je podpora využití zmíněných zdrojů za účelem ochrany klimatu a životního prostředí a také zvyšování podílu obnovitelných zdrojů na spotřebě primárních energetických zdrojů k dosažení stanovených cílů.

Rozsah a výši podpory pro jednotlivé POZE stanovuje každoročně ERÚ v rámci Cenových rozhodnutí. Výše podpor pro zdroje uvažované v této studii vychází z Cenového rozhodnutí ERÚ č. 6/2021, které nabývá účinnosti 1.1.2022. Jedná se o následující formy provozních podpor:

- **Zelený bonus na teplo** (pro zdroje tepelné energie z výše definovaných obnovitelných zdrojů, zde výrobna tepla z biomasy) ve výši **56 Kč/GJ**.
- **Zelený bonus pro elektřinu z KVET.** Základní sazba pro výrobny elektřiny spalující zemní plyn dle elektrického výkonu instalované kogenerační jednotky pro 3000 provozních hodin KGJ za rok:
    - Instalovaný elektrický výkon **0–200 kW** výrobny: **1 177 Kč/MWh**
    - Instalovaný elektrický výkon **200 – 1 000 kW** výrobny: **808 Kč/MWh**

V následujících letech lze očekávat provozní podpory v obdobné výši, přesto dojde jen k úpravám podmínek čerpání podpory či budou jednotlivé podpory jinak kategorizovány. V nově připravovanému zákonu č. 165/2012 Sb., který byl měl vydán v rámci roku 2022 se předpokládá s podporou KVET pro kombinovanou výrobu z elektřiny a tepla s nárokem na

podporu po dobu 15 let. Následně po modernizaci zdroje bude možné čerpat další podporu. V případě pak spalování biomasy je stále uvažováno s podporou vyrobeného tepla, která bude ve stejné stávající výši. Z hlediska teplárenství tedy nedochází k zásadním změnám v rámci nových provozních podpor na teplo či vyrobenou elektřinu.

Dílčí závěr:

Stávající a chystaná legislativa pro teplárenství odráží cíle EU, a potažmo ČR, v oblasti dekarbonizace energetiky. Důsledkem toho dochází ke zpřísňování nároků na zdroje (např. emisní limity) a také k postihování zdrojů spalujících fosilní paliva formou povinnosti nákupu emisních povolenek za každou tunu oxidu uhličitého vypuštěného do atmosféry. Naopak pomocí různých investičních či provozních podpor je prosazován provoz zdrojů, které současná legislativa označuje za šetrnější k životnímu prostředí.

V současné době je zdrojem tepelné energie pro systém CZT v Novém Sedle teplárna Vřesová, která spaluje především hnědé uhlí a vztahuje se na ni povinnosti nákupu emisních povolenek. Na základě metodiky pro přidělování emisních povolenek je nutné počítat s klesající tendencí objemu bezplatně alokovaných emisních povolenek pro teplárenství a s nárůstem jejich ceny. Pozice provozovatele uhelného zdroje se bude v nadcházejících letech zhoršovat, což se projeví také v cenotvorbě tepla pro odběratele v NS.

Na případný vlastní zdroj tepla v NS se systém EU ETS vztahovat nebude. Naopak zdroje s tepelným příkonem pod 20 MW a domácnosti s vlastním zdrojem tepla by mohla do budoucna postihnout uhlíková daň. Způsob začlenění a její výše zatím v ČR není jasná, ale předpokládá se, že se bude pohybovat pod úrovní cen EU ETS. Zavedení této daně do budoucna je vzhledem k současné environmentální politice EU pravděpodobné.

Na základě dokumentů a informací z MPO budou v ČR nadále podporovány zdroje pracující v režimu KVET a především pak pístové kogenerační jednotky a spalování či spoluspalování biomasy.

Výše popsaná situace vytváří vhodné podmínky pro vybudování vlastního zdroje, popř. zdrojů, pro THMNS. Nabízí se realizace vlastního zdroje spalujícího zemní plyn, tj. plynového kotle či kogenerační jednotky pracující v režimu KVET spadající do podporované oblasti, nebo zdroje využívajícího biomasu či jejich různé kombinace. Ekonomická efektivita jednotlivých variant je předmětem následujících kapitol.

3 POPIS SOUČASNÉHO STAVU THMNS

Provozovatelem systému centrálního zásobování teplem v Novém Sedle je společnost Teplárenská NS, s.r.o. (dále jen už „Teplárenská NS“). Systém CZT provozuje na základě licence na rozvod tepelné energie č. 320101209. Celková licencovaná přenosová kapacita je 4,5 MW_t. Předávacím místem je výměníková stanice v ulici Příčná, která je napájena pomocí horkovodního přivaděče z teplárny Vřesová o délce cca 7,5 km. Dodavatelem tepla je společnost SUAS-Teplárenská s.r.o. (dále jen už „SUTE“). Celkový rezervovaný příkon dodávek z horkovodu smluvený se SUTE činí 5,2 MW. Dle informací od pracovníků Teplárenské NS je pro potřeby tepla v rámci CZT NS dostačující tepelný výkon o výši 2,8 MW, a to včetně rezervy.

Z výměníkové stanice je teplo dodáváno odběratelům pro účely vytápění (ÚT) a přípravu TUV. Odběratelský kmen zahrnuje typické objekty městské zástavby: bytové domy, rodinné domy, základní a mateřskou školu, městský úřad, komerční prostory (řezník, pošta, …), zdravotní středisko aj. V roce 2020 bylo k systému CZT v NS připojeno celkem 40 odběrných míst.

Následující podkapitoly se zabývají bližším popisem technologie THMNS a stanovením výchozí energetické bilance pro následující technickoekonomické výpočty.

3.1 Technologický popis systému CZT

3.1.1 Výměníková stanice

Hlavní výměníková stanice se nachází v ulici Příčná, konkrétně na parc. č. 498/2 (k. ú. Nové Sedlo u Lokte). Jedná se o horkovodní centrální výměníkovou stanici (CVS) typu „voda-voda“ o součtovém instalovaném výkonu výměníků 4,2 MW. Sekundární teplovodné potrubí zajišťuje dodávky tepla pro vytápění a přípravu TV.

CVS je napájena horkovodem z teplárny Vřesová. Předávací místo tepla od SUTE (Sokolovská uhelná – Teplárenská) je v hlavní VS, kde je osazeno měření tepla. Teplota horkovodu je ekvitermě regulována v zimě na 100-130 °C a v létě na min. 80 °C. V objektu jsou instalovány dvě výměníkové stanice s označením „Stará“ a „Nová“. V roce 2018 došlo k rekonstrukci, v jejímž rámci byl snížen výkon výměníků ÚT VS „Stará“ a ve VS „Nová“ došlo k zabezpečení otopné soustavy a doplňování otopné soustavy. Regulace výkonu jednotlivých výměníků je prováděna na požadovanou teplotu sekundární teplé vody na straně primárního okruhu (vstup horké vody) prostřednictvím regulačních ventilů s havarijní funkcí.

Sekce „Stará VS“, která napájí čtyřtrubkový rozvod, prošla v roce 2018 rekonstrukcí. Nachází se zde jeden výměník tepla o jmenovitém výkonu 1 100 kW zajišťující vytápění. Druhý výměník o jmenovitém výkonu 600 kW slouží k přípravě TUV. Sekce „Nová VS“ je připojena ke dvoutrubkovému rozvodu tepla. Je zde instalován deskový rozebíratelný výměník tepla s nerezovými deskami o jmenovitém výkonu 2,5 MW.

V CVS se dále nacházejí zařízení zajišťující chod systému CZT, jako např. oběhová a cirkulační čerpadla, vyrovnávací a doplňovací zařízení, zásobní nádrž TUV, regulační kulové kohouty aj.

Tabulka 1: Základní parametry Centrální výměníkové stanice CVS

Parametr/veličina	Jednotka	Hodnota
Celkový instalovaný výkon	MW	4,2
Maximální teplota horkovodu	°C	130
Teplota vstupní/výstupní PRIMÁR	°C	100/65
Teplota výstupní/vstupní SEKUNDÁR	°C	80/55
Tlaková úroveň PRIMÁR	-	PN 16
Tlaková úroveň SEKUNDÁR	-	PN 6

3.1.2 Rozvody CZT

Z výměníkové stanice vedou teplovodní rozvody ke koncovým odběratelům tepla o celkové délce cca 2,3 km. Část potrubního systému je realizována čtyřtrubkovým, část dvoutrubkovým rozvodem. Rozvody CZT v městě Nové Sedlo jsou rozděleny do 3 větví. Vzhledem k odlišnému stáří a stavu technologie jednotlivých větví jsou níže uvedeny informace k jednotlivým větvím zvlášť.

Obrázek 2: Schéma rozvodů CZT

<u>Čtyřtrubkový rozvod – Větev 1</u>

Teplovodní potrubí větve č. 1 má celkovou délku cca 561 m a představuje sekundární rozvod z CVS. Teplovod je realizován čtyřtrubkovým systémem pro rozvod ÚT a TV. Jedná se o bezkanálovou sdruženou konstrukci předizolovaného potrubního systému v třídě izolace 1. Rekonstrukce tohoto potrubí byla provedena v roce 2018. K této větvi je připojeno celkem 15 objektů/odběrných míst.

<u>Dvoutrubkový rozvod – Větev 2 a 3</u>

Teplovodní potrubí větve č. 2, resp. 3, má celkovou délku cca 1 330 m, resp. 420 m. Jedná se o sekundární rozvod z CVS. K tomuto rozvodu je připojeno celkem 25 odběrných míst. Teplovod je realizován dvoutrubkovým systémem. Rekonstrukce tohoto potrubí proběhla v roce 2007, její provedení však bylo technicky nekvalitní. V současné době se větvě 2 a 3 nacházejí v dezolátním stavu a vykazují velké izolační ztráty a také velké ztráty únikem vody. Objem vody doplňované do dvoutrubkového rozvodu činí zhruba 3 500 m^3/rok. Vlivem nekvalitního provedení dochází často k praskání ve svárech. Dle informací od technické obsluhy systému CZT se nepodařilo identifikovat místa úniku

vody z potrubí či konkrétní nekvalitně provedené sváry. V různých variantách směřování THMNS je stav rozvodů zohledněn. Jednotlivé varianty tudíž zahrnují buď opravu rozvodů větve 2 a 3, nebo úplné ukončení provozování (celku či části).

3.2 Zdroj tepla pro systém CZT

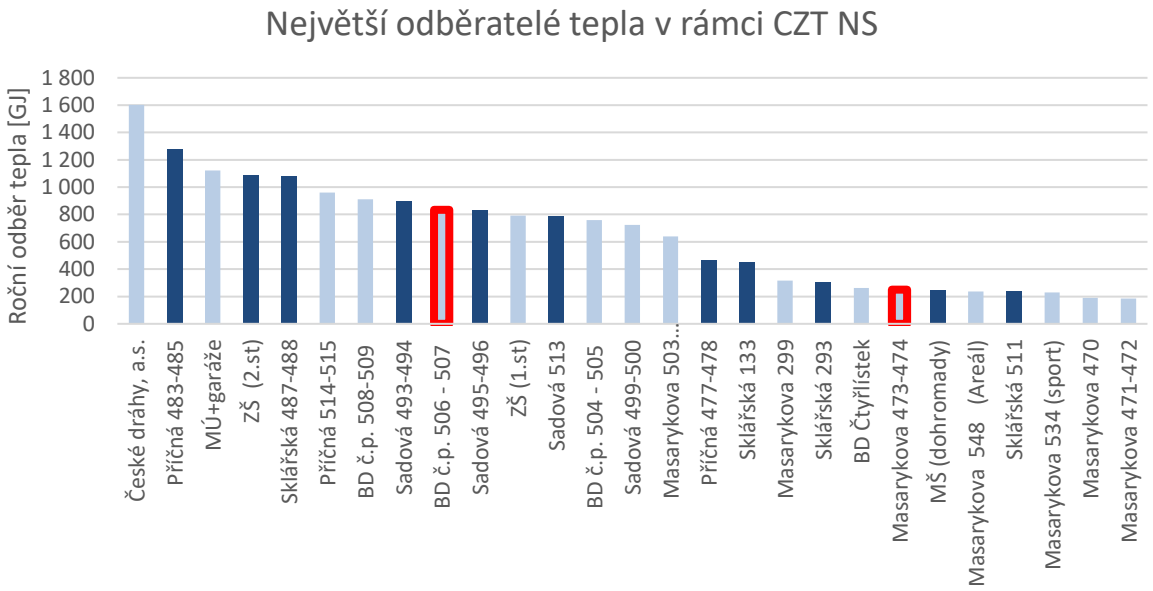
Dodávky tepelné energie pro THMNS zajišťuje již zmíněná teplárna Vřesová. Teplárna je určena pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla pro vlastní spotřebu s dodávkou pro cizí odběratele. V teplárně se nachází 5 kotlů o celkovém tepelném výkonu 1 100 MW. Kotle teplárny spalují převážně hnědé uhlí. Každý z kotlů je dále vybaven 4 plynovými hořáky na zemní plyn (před rokem 2021 v nich byl spalován také energoplyn).

Samotná teplárna pochází konstrukčně z 60. let 20. století. Od té doby prošla celou řadou modernizačních úprav (např. odsířením) tak, aby splňovala současné požadavky na emisní limity a podob.

3.3 Odběratelský kmen

K systému CZT ve městě Nové Sedlo je připojeno celkem 40 odběrných míst. Počet OM byl v letech 2016-2020 neměnný. Odběratelský kmen tvoří typické objekty městské zástavby, jako např. bytové domy, základní a mateřská škola, městský úřad, komerční prostory (řezník, pošta, …), zdravotní středisko aj. Teplo je využíváno pro vytápění a přípravu teplé vody. Přehled největších odběratelů nabízí následující graf.

Obrázek 3: Největší odběratelé tepla v NS



Světle modrou barvou jsou v grafu výše znázorněny objekty připojené ke dvoutrubkovému rozvodu tepla, tj. k větvi V2 nebo V3. Tmavě modrá barva zvýrazňuje objekty připojené k čtyřtrubkovému rozvodu, tj. větvi V1. Červeně jsou označena 2 odběrná místa, která tvoří reprezentativní vzorek pro tzv. Nulovou variantu (více v sekci 5.2).

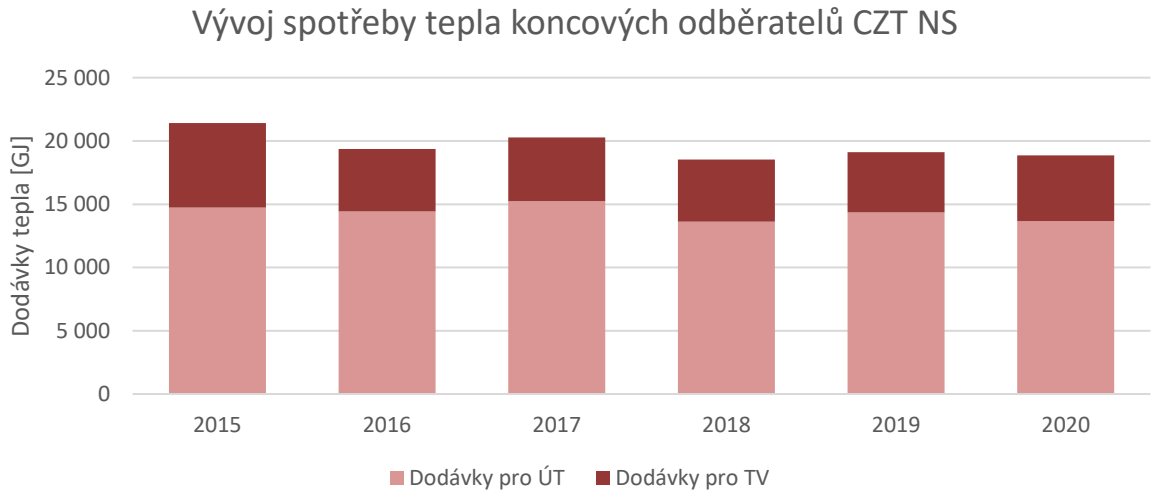
Počet odběrných míst, a stejně tak i výše dodávek tepla, byly v posledních 3 letech stabilní. Dle informací od provozovatele se v blízké budoucnosti neočekávají žádné významné změny v odběratelském kmeni. Výše dodávek tepla může v budoucích letech mírně klesnout v případě, že dojde k zateplení bytových domů. V delším časovém horizontu lze očekávat odpojení největšího odběratele tepla, nádražní budovy. Pro následujících cca 10 let provozu CZT však uvažujeme odběratelský kmen a výši odběrů tepla odpovídající současnému stavu.

3.4 Energetická bilance

Energetická bilance je klíčovým ukazatelem pro vyhodnocení současného stavu THMNS. Jedná se o přehled energií souvisejících s provozem systému CZT. Základním energetickým vstupem do bilance je teplo (nakoupené, prodané odběratelům aj.). Vedlejším vstupem je elektrická energie, která se v rámci CZT spotřebovává např. pro chod čerpadel zajišťujících cirkulaci teplé vody v rozvodech, pro měření a regulaci v CVS.

Pro stanovení základní energetické bilance měl zpracovatel studie k dispozici data za roky 2015-2020 o měsíčních dodávkách tepla odběratelům, odběrech tepla od SUTE, spotřebě elektrické energie, množství doplňované vody aj. Historický vývoj dodávek tepla v CZT NS je znázorněn na následujícím obrázku. V tomto grafu je dále rozděleno množství tepla spotřebované pro vytápění (ÚT) a pro ohřev teplé užitkové vody (TV).

Obrázek 4: Vývoj spotřeby tepla koncových odběratelů v letech 2015-2020



3.4.1 Výchozí energetická bilance

Pro technickoekonomickou analýzu různých variant směřování THMNS je klíčový současný stav popsaný výchozí energetickou bilancí. Abychom vyloučili různé faktory (typicky klimatické či provozní-porucha), které ovlivňují energetickou bilanci v daném roce, stanovujeme výchozí roční energetickou bilanci na základě průměru za poslední 3 (ukončené) roky provozu, tj. roky 2018-2020. Přehled klíčových hodnot prezentuje následující tabulka. Vysvětlení jednotlivých veličin provedeno níže.

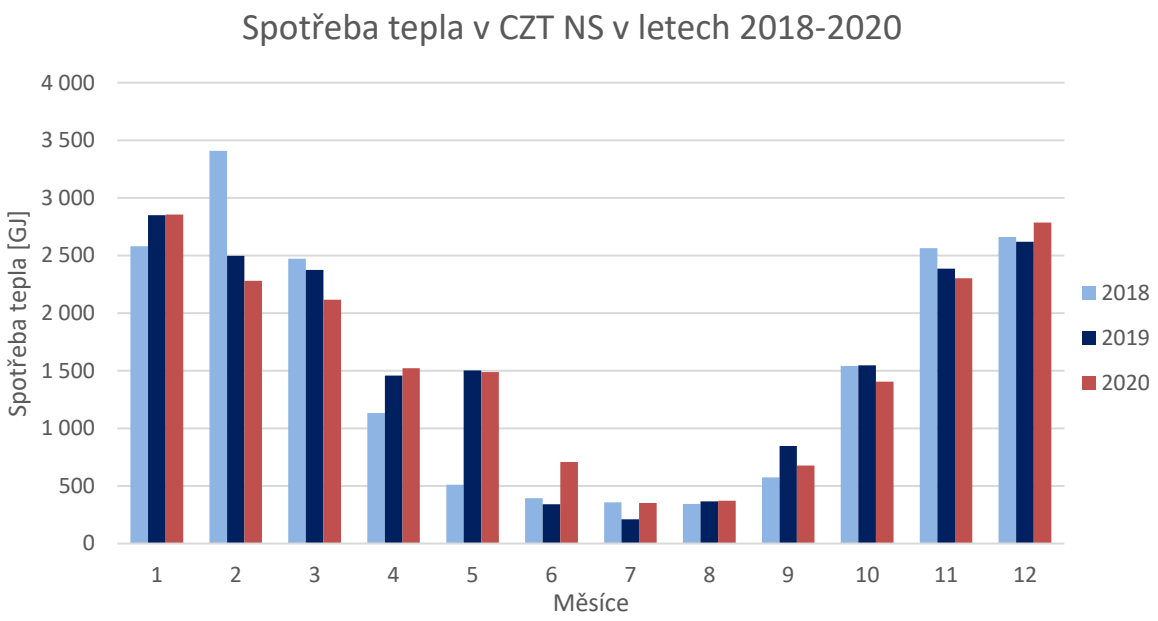
Obrázek 5: Výchozí roční energetická bilance

Veličina/údaj	Jednotka	2018	2019	2020	PRŮMĚR
Dodávka tepla odběratelům	GJ/rok	18 539	19 106	18 860	**18 835**
Odběr tepla od SUTE		21 678	21 909	20 877	**21 488**
Ztráty tepla izolační*		3 139	2 803	2 017	**2 653**
dvoutrubkový rozvod		2 923	2 586	1 800	**2 436**
čtyřtrubkový rozvod		217	217	217	**217**
Ztráty tepla doplňovací**		NA	797	851	**824**
dvoutrubkový rozvod		NA	789	833	**811**
čtyřtrubkový rozvod		NA	9	18	**13**
Spotřeba el. energie	kWh/rok	40 714	37 243	37 149	**38 369**
Počet OM	ks	40	40	40	**40**

**Postup dopočtu viz následující podkapitola.*
***Údaje o objemu doplňované vody nebyly za rok 2018 k dispozici, průměr je stanoven za období 2019-2020.*

Teplo dodané odběratelům je využíváno pro vytápění a přípravu teplé vody. V případě dodávek tepla odběratelům (prodané teplo) i odběru tepla z horkovodního přivaděče SUTE se jedná o fakturované množství v daném roce. Výše zmíněné struktuře odběratelského kmene odpovídá také průběh dodávek tepla během roku, který je závislý zejména na venkovní teplotě vzduchu (viz následující graf). V letních měsících se nachází minimum dodávek tepla, jelikož se teplo spotřebovává pouze pro ohřev TV. Naopak maximum dodávek tepla nastává v lednu.

Obrázek 6: Vývoj spotřeby tepla koncových odběratelů v letech 2018-2020 v měsíčním členění



V roční energetické bilanci dále vystupují tepelné ztráty. Vzhledem k poměrně komplikované metodice určení jejich hodnoty je této problematice věnována samostatná podkapitola, která následuje.

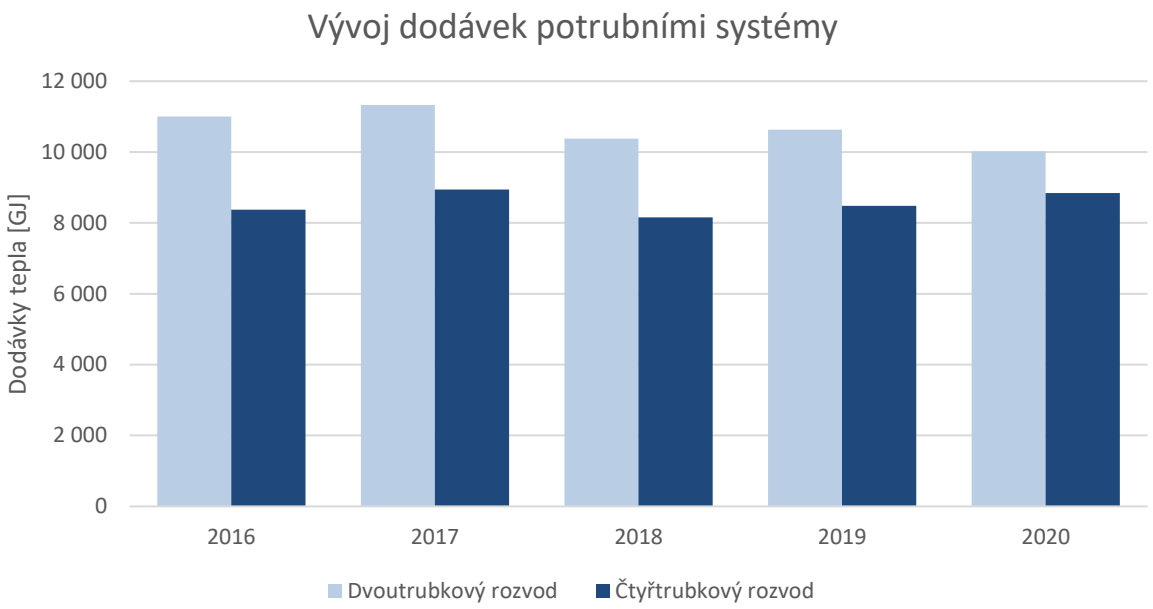
Součástí roční energetické bilance je také spotřeba elektrické energie, která souvisí s provozem čerpadel a dalších pomocných systémů zajišťujících cirkulaci vody v rozvodech tepla, měření a regulaci otopné soustavy. Její výše vychází z fakturovaného množství.

S ohledem na výši dodávek tepla za posledních 5 let lze roční množství tepla dodaného odběratelům považovat za stabilní. V příštích cca 10 letech provozovatel CZT v NS nepředpokládá výrazné změny v odběratelském kmenu, tudíž ani výrazné změny v objemu dodávek tepla. Z výše prezentované energetické bilance budou vycházet veškeré následující výpočty strategických variant směřování THMNS.

3.4.2 Tepelné ztráty v rozvodech CZT

V této části je blíže popsána metodika určení ztrát v rozvodech systému CZT. Kvůli odlišnému stáří a stavu technologie rozvodů jsou ztráty rozděleny zvlášť pro čtyřtrubkový rozvod a dvoutrubkový rozvod. Graf na obrázku níže zobrazuje výši dodávek tepla koncovým odběratelům připojených k čtyřtrubkovému rozvodu (větev 1) a k dvoutrubkovému rozvodu (větev 2 a 3). Skrze dvoutrubkový systém, tj. větve 2 a 3, se dodává zhruba 1,3krát více tepla.

Obrázek 7: Vývoj objemu dodaného tepla jednotlivými potrubními systémy v letech 2016-2020



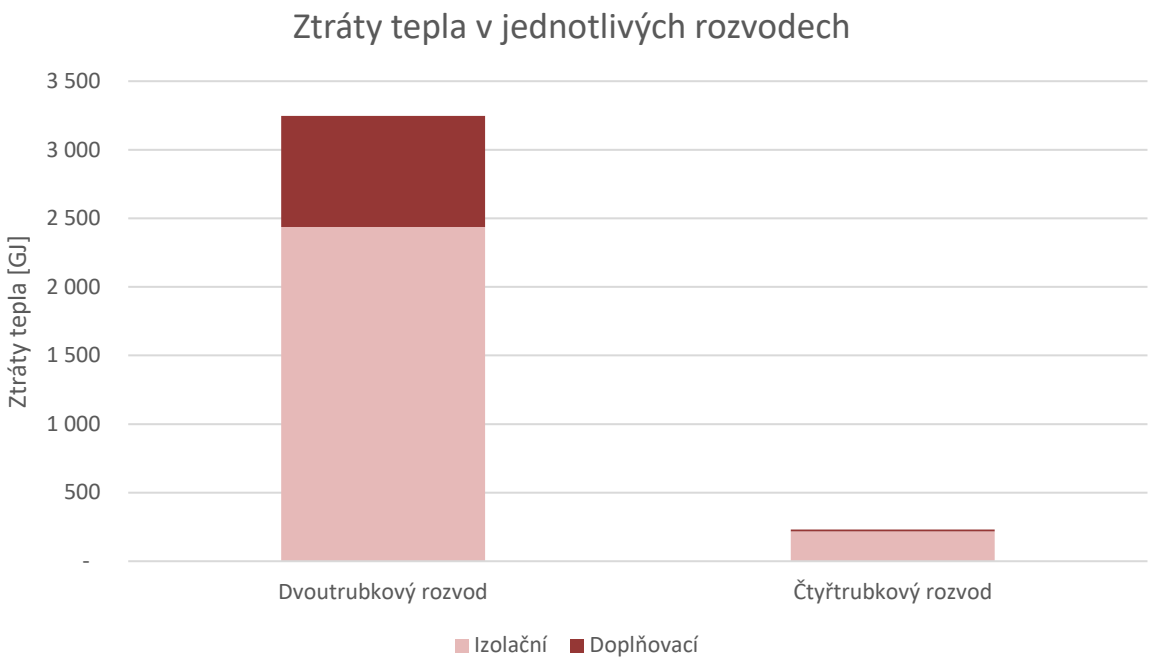
Následující graf zobrazuje výši tepelných ztrát v jednotlivých rozvodných systémech. Jedná se o průměr za roky 2018-2020. Ztráty v tomto případě dělíme na 2 druhy: izolační a doplňovací. Izolační ztráty představují únik tepla skrze izolaci potrubí. Doplňovací ztráty souvisejí s únikem vody z potrubí. Kvůli úniku vodu musí být do rozvodů dodávána dodatečná voda, kterou je třeba ohřát na teplotu vody v rozvodech. Pro ohřev této vody se spotřebuje dodatečné teplo, což představuje ztrátu v rozvodech.

V CVS dochází pouze k měření tepla přivedeného do systému CZT, přičemž teplo spojené s doplňováním vody do rozvodů není do této sumy zahrnuto. Doplňování je v současnosti zajišťováno z přivaděče od SUTE (vratné potrubí primáru). Odbočka pro doplňování se nachází ještě před měřákem tepla. Množství tepla pro doplňování vody do potrubních rozvodů není evidováno. Evidován je pouze objem doplňované vody. Ztráty v jednotlivých větvích byly dopočítány následujícím postupem.

Výše izolačních ztrát, vzhledem k současné konfiguraci, odpovídá rozdílu mezi množstvím tepla na vstupu do rozvodů CZT (odběr z přivaděče od SUTE) a množstvím tepla dodaného koncovým odběratelům. Měření přivedeného tepla je provedeno dohromady pro celé CZT. Přesná výše tepla dodaného do jednotlivých větví, a tedy i výše ztrát v jednotlivých větvích, není známa a je dopočítána. Pro nově zrekonstruované potrubí (větev 1) byla výše izolačních ztrát určena na základě tabelované hodnoty pro danou třídu izolace a dimenze potrubí. Zbytek tepelných ztrát byl přiřazen dvoutrubkovému rozvodu (větev 2 a 3), který se nachází ve velmi špatném stavu, a vykazuje mnohonásobně vyšší ztráty.

Výše doplňovacích ztrát není v současné době evidována. Voda je doplňována z napaječe SUTE, přičemž dochází pouze k měření objemu vody, nikoliv tepla. Na základě úmluvy mezi Teplárenskou NS a SUTE za doplňovanou vodu a teplo s tím související Teplárenská NS v současné době neplatí. Zrušení této úmluvy by znamenalo náklady pro Teplárenskou NS na nákup, úpravu a ohřev doplňované vody. Vzhledem k možnosti zrušení zmíněné úmluvy jsme v této studii vyčíslili teplo potřebné pro doplňování vody do rozvodů. Toto dodatečné teplo představuje tepelnou ztrátu. Jeho výše byla stanovena na základě známého objemu vody pro doplňování a známých teplot vody v potrubí.

Obrázek 8: Tepelné ztráty v jednotlivých rozvodech



Výsledné hodnoty tepelných ztrát jsou souhrnně prezentovány v energetické bilanci a graficky zobrazeny na obrázku výše. Nově zrekonstruovaná větev 1 (čtyřtrubkový rozvod) vykazuje zhruba 3% ztráty tepla. Naproti tomu ve větvích 2 a 3 (dvoutrubkový rozvod) činí ztráty až 25 %.

Ve strategických variantách budoucího směřování THMNS je stav dvoutrubkového rozvodu zohledněn. Dále je uvažována buď rekonstrukce tohoto potrubí nebo ukončení provozu (celku či části). V případě rekonstrukce budou tepelné ztráty vypočítány znovu, čímž dojde také ke změně tepla potřebného na vstupu do CZT (odběr od SUTE, popř. vlastní výroba). Teplo na výstupech rozvodů (spotřebované odběrateli) se nezmění.

<u>Dílčí závěr:</u>

Pro účely technickoekonomických výpočtů různých variant směřování THMNS je klíčový současný stav a energetická bilance systému CZT.

Technologickou infrastrukturu CZT tvoří centrální výměníková stanice (CVS) a teplovodní rozvody rozdělené do 3 větví. Rozvody ve větvi č. 1 jsou realizovány čtyřtrubkovým systémem a pocházejí z roku 2018. Rozvody ve větvi č. 2 a č. 3 jsou realizovány dvoutrubkovým systémem. Jejich rekonstrukce byla provedena v roce 2007. V současné době vykazují značné ztráty tepla. Ve variantách, které z počítají se zachováním těchto větví rozvodů, je uvažována jejich rekonstrukce. Zdrojem tepla pro THMNS je v současné době teplárna Vřesová, spalující převážně hnědé uhlí.

Současný odběratelský kmen čítá celkem 40 odběrných míst. Tento počet byl v posledních 3 letech stabilní a do budoucna nejsou očekávány žádné zásadní změny. Odběratelský kmen tvoří typické objekty městské zástavby, jako např. bytové domy, základní a mateřská škola, městský úřad, zdravotní středisko aj.

Klíčovým ukazatelem pro vyhodnocení současného stavu je energetická bilance, která popisuje spotřebu energií souvisejících s provozem systému CZT v NS. Roční energetická bilance byla sestavena jakožto průměr za roky 2018-2020. Roční dodávka tepla odběratelům

činí 18 835 GJ/rok, odběr tepla od SUTE činí 21 488 GJ/rok. Pro provoz systému CZT se ročně spotřebuje průměrně 38 MWh elektrické energie. Izolační, resp. doplňovací, tepelné ztráty v rozvodech tepla dosahuje hodnoty 2 653 GJ/rok, resp. 824 GJ/rok. Ke značné části těchto ztrát dochází na dvoutrubkovém rozvodu tepla (větev 2 a 3).

4 PŘEDPOKLADY STRATEGICKÝCH VARIANT

Níže jsou představeny různé varianty zajištění dodávek tepla pro systém CZT v NS. V této kapitole je kladen důraz především na základní předpoklady jednotlivých variant a jejich začlenění do místní infrastruktury. Detailní technickoekonomické vyhodnocení různých variant budoucího směřování THMNS je předmětem následující kapitoly.

4.1 Přehled strategických variant

Cílem předkládané studie je nalézt optimální řešení pro tepelné hospodářství města Nové Sedlo. Za tímto účelem bylo vytvořeno několik různých variant budoucího směřování THMNS (viz níže). Jedná se v principu o následující možnosti: zachování současného stavu, uzavření THMNS či vybudování vlastního zdroje, popř. zdrojů, tepla pro CZT v NS, přičemž tato možnost je rozdělena do několika dílčích variant dle použitého paliva, technologie a koncepce CZT (centrální/decentrální). Veškeré varianty provozu vycházejí vždy z výchozí energetické bilance, tj. uvažují vždy dodávky tepla koncovým odběratelům o stejném množství a stejných parametrech.

- Varianta 1: Výchozí varianta – současný provoz THMNS
    a) současný provoz THMNS
    b) současný provoz THMNS s doplňováním vody na vlastní náklady
    c) současný provoz po THMNS po rekonstrukci rozvodů
- Varianta 2: Nulová varianta – uzavření THMNS
- Varianta 3: Výstavba centrálního zdroje tepla
    a) Průmyslová zóna, biomasová výtopna
    b) Centrum, biomasová výtopna
    c) Centrum, plynová výtopna
    d) Centrum, plynová kogenerace
    e) Centrum, kombinace (kotle na biomasu + plynová KGJ)
- Varianta 4: Výstavba decentrálního zdroje tepla

4.2 Technická infrastruktura a omezení variant

Při vytváření možných variant zásobování teplem odběratele v NS je nutné zohlednit specifické místní podmínky. S ohledem na proveditelnost vybudování nového zdroje tepla pro THMNS je třeba respektovat místní infrastrukturu, tj. napojení na inženýrské sítě, technický stav současné infrastruktury, dostupnost paliv v daném kraji a dále také umístění zdroje v rámci městské zástavby. Tyto specifické místní podmínky vytvářejí omezení pro realizaci zdroje z technického hlediska a zároveň se promítají do ekonomické efektivity dané varianty.

4.2.1 Stav infrastruktury CZT

V sekci 3.1 byly popsány hlavní prvky infrastruktury systému CZT v NS. Jedná se zejména o centrální výměníkovou stanici (CVS) a rozvody tepla, které jsou rozděleny do 3 větví. CVS prošla v roce 2018 částečnou rekonstrukcí a nachází se v technicky vyhovujícím stavu. Stejně tak větev č. 1 (čtyřtrubkový rozvod) prošla v roce 2018 rekonstrukcí a nachází se ve velmi dobrém stavu. Větve 2 a 3 (dvoutrubkový rozvod) prošly rekonstrukcí v roce 2007 a v současné době se nachází v technicky nevyhovujícím stavu. Tepelné ztráty ve dvoutrubkovém rozvodu

představují až 25 %. Ve variantách uvažujících pokračování provozu těchto částí rozvodů tepla (celku či části) je vždy zahrnuta investice do rekonstrukce (celku či části).

4.2.2 Umístění zdroje tepla

Při výběru vhodné lokality pro zdroj tepla je nutné zohlednit několik faktorů. Jedná se zejména o následující:

- **Územní plán**

  Preferovány jsou volné, nezastavěné pozemky pro výstavbu zdroje. Dále je třeba zohlednit polohu v rámci městské zástavby v souladu s územním plánem.

- **Vzdálenost** od současné infrastruktury systému CZT

  Od centrálního zdroje je nutno vybudovat nové potrubí přivádějící teplo do CVS.

- **Napojení na inženýrské sítě**

  Viz následující podkapitola. Zejména se jedná o možnosti připojení na rozvody zemního plynu a elektřiny.

- **Manipulace s palivem a jeho doprava**

  Týká se variant se zdroji spalujícími biomasu.

- **Hluk**

  Týká se především variant s kogenerační jednotkou.

- **Emise**

  Nutno posoudit vhodnost výstavby dostatečně vysokého komína v dané lokalitě, aby došlo ke snížení lokálních imisí.

- **Velikost pozemku/ objektu**

  V případě centrálního zdroje tepla pro NS je zapotřebí uvažovat s plochou cca 150 m^2 v případě plynových variant a v případě biomasy či kombinované biomasy o velikosti cca 250 m^2 (závisí na velikosti skladu a četnosti zavážení paliva). Pokud se bude jednat o decentrální plynové zdroje s kogenerační jednotkou (KGJ) jsou nutné prostory do cca 80 m^2 a bez KGJ do cca 50 m^2.

S ohledem na výše zmíněná kritéria byla vybrána 2 místa pro umístění centrálního zdroje tepla a dále jedna dvojice míst pro decentrální koncepci CZT v NS.

<u>Centrální zdroj</u>

Pro centrální zdroj připadají v úvahu 2 lokality. Na obrázku níže se jedná o lokality znázorněné modrým kolečkem. V obou případech se jedná o nezastavěné pozemky, pro zdroj tepla by musela být postavena nová budova.

- **Lokalita A (centrum)**

Zdroj tepla by byl v tomto případě umístěn na pozemku v mapě označeném jako A (obrázek na dalších stranách). Pozemek se nachází v průmyslovém areálu skláren společnosti O-I Czech Republic, a.s. či její těsné blízkosti. Do investic jsou tudíž zahrnuty náklady na odkoupení pozemku. Dále by v tomto případě bylo třeba vybudovat přivaděč tepla z nového zdroje ke stávající CVS. V dané lokalitě lze s ohledem na místní specifické podmínky uvažovat o vybudování zdroje spalujícího plyn či biomasu. Konkrétně budou uvažovány následující varianty: plynová výtopna (plynové kotle), plynová kogenerace (plynové kotle a plynová kogenerační jednotka), biomasová výtopna (kotle na štěpku) a kombinovaná varianta (kotle

na štěpku a plynová kogenerační jednotka). Hlavním výhodou této lokality je možnost připojení na vysokotlaký rozvod (VTL) plynu, což umožní výrazně snížit náklady na vyrobené teplo až o cca 20 Kč/GJ.

Pozemek označený A´ patří městu NS a představuje alternativu k lokalitě A. Technické podmínky pro vybudování zdroje v této lokalitě jsou téměř shodné s lokalitou A (délka plynovodu, možnost připojení k VTL plynovodu, délka nového potrubí ze zdroje do CVS, elektrická přípojka aj.). Ekonomicky se od variant umístěných v lokalitě A liší zejména tím, že by nebylo nutné odkoupit pozemek. Na druhou stranu by kvůli zásobování biomasou bylo nutné vybudovat příjezdovou cestu k nové kotelně, jelikož v současné době vede k lokalitě A´ pouze chodník. Zároveň pro biomasu je toto umístění spíše nevhodné bez odkupu alespoň části pozemku skláren společnosti O-I Czech Republic, a.s., jelikož prostor pro kotelnu s biomasou je potřebný alespoň ve výši cca 270 m^2 při uvažování pozemku obdélníkového tvaru. Vzhledem k podobnosti variant v lokalitě A a A´po technické i ekonomické stránce nebude mezi lokalitami A a A´ rozlišováno. Až výsledné vyhodnocení variant bude definovat požadavky na umístění zdroje.

- **Lokalita B (průmyslová zóna)**

Zdroj tepla by byl v tomto případě umístěn na pozemku Města NS v „průmyslové zóně“. Pro dodávky tepla ze zdroje do CVS by bylo třeba postavit cca 90 m nového potrubí směrem k přivaděči do SUTE a dále by byl využit tento stávající horkovodní přivaděč. Do investic jsou tudíž zahrnuty náklady na odkoupení přivaděče včetně výměníkové stanice na trase. Varianty se zdroji tepla spalující zemní plyn jsou v této lokalitě znevýhodněny, jelikož se zde v blízkosti nenachází vysokotlaký plynovod. Středotlaký plynovod je vzdálen více než 300 m. V této lokalitě tudíž uvažujeme pouze biomasovou variantu. Cílem této varianty je ukázat rozdíl v měrné ceně tepla oproti lokalitě A.

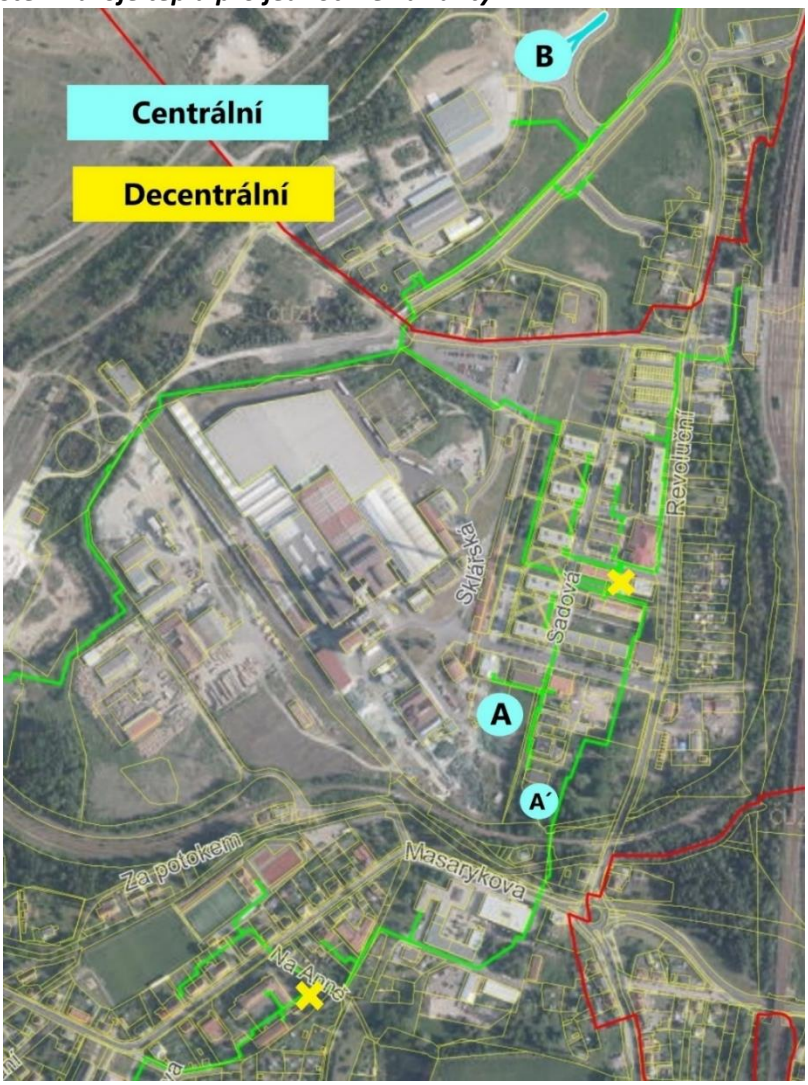
<u>Decentrální zdroje</u>

Decentrální varianta byla s ohledem na místní podmínky vytvořena pouze jedna. Zahrnuje 2 zdroje umístěné v místech označených žlutým křížkem (CVS a škola). Díky decentralizaci se zmenší délka potrubí, kterou je třeba zrekonstruovat, jelikož se systém CZT rozdělí na 2 dílčí celky.

První zdroj tepla by byl umístěn do stávající CVS a sloužil by k výrobě tepla pro odběratele připojené k větvím V1 a V3. CVS disponuje dostatečnou plochou pro umístění kotlů. Vzhledem k poloze CVS byla vyloučena možnost spalování biomasy, a to zejména kvůli pravidelnému zásobování nákladními automobily a omezeným možnostem výstavby komína. Dále byla kvůli blízkosti bytových domů vyloučena možnost instalace plynové kogenerační jednotky z důvodu hluku a přenášených vybrací do blízské zástavby. V CVS tudíž uvažujeme pouze instalaci plynových kotlů.

Druhý zdroj tepla by byl umístěn v blízkosti základní školy, popř. by byla využita kotelna přímo v prostorách školy, která není v současné době využívána. Tento zdroj by dodával teplo odběratelům připojeným k větvi V2. I v této lokalitě byla vyloučena možnost spalování biomasy. Zdroj v tomto místě tudíž uvažujeme pouze plynový, a to pracující v režimu KVET. Jedná se o kombinaci plynových kotlů a kogenerační jednotky.

Obrázek 9: Umístění zdroje tepla pro jednotlivé varianty



4.2.3 Napojení na inženýrské sítě

Při vybírání vhodných lokalit pro výstavbu nového zdroje tepla pro Nové Sedlo byly zohledněny trasy inženýrských sítí.

<u>Připojení k distribuční soustavě zemního plynu</u>

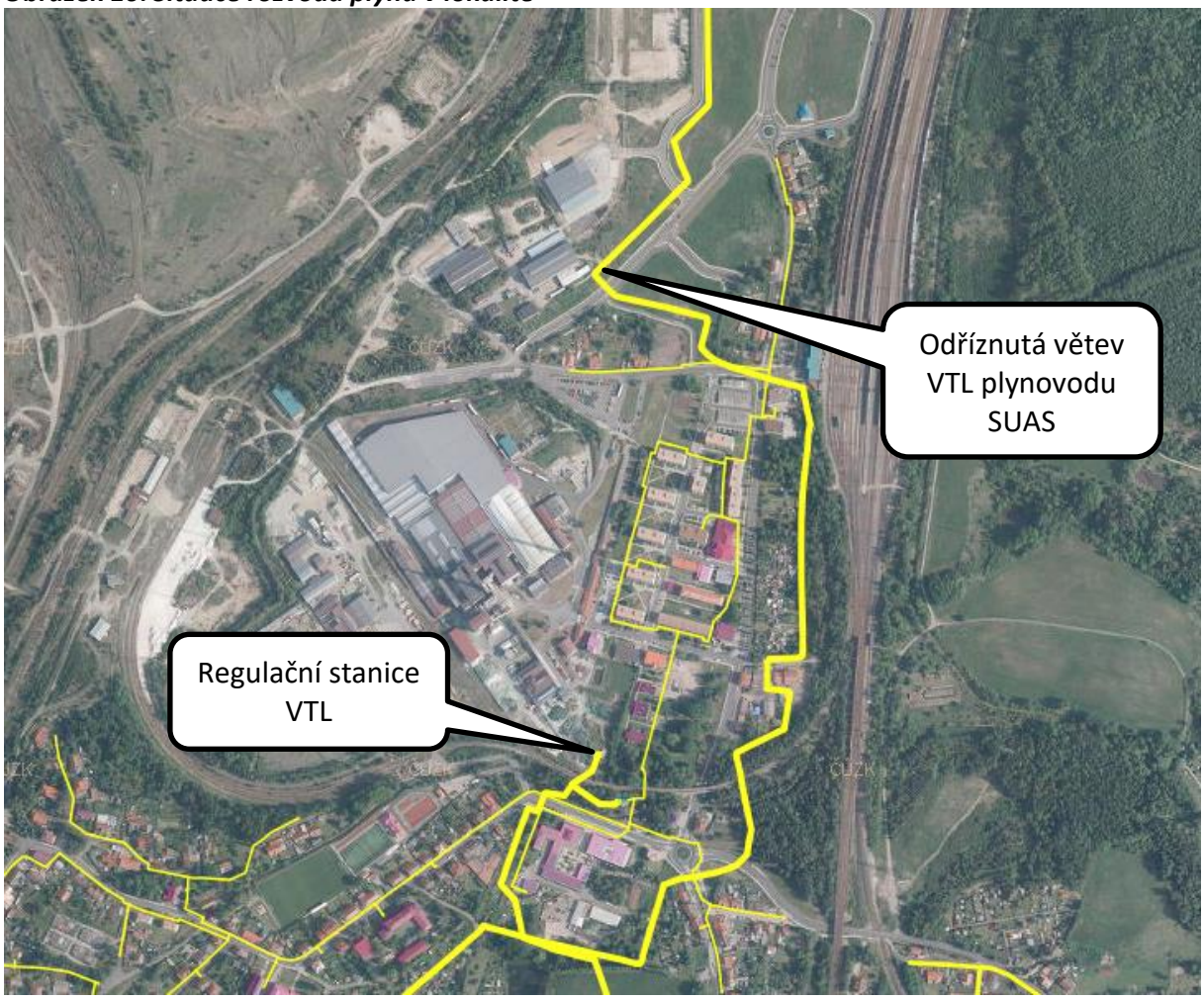
V případě centrálního zdroje tepla v lokalitě A (centrum), popř. A´, je možné připojení na vysokotlaký plynovod. V blízkosti (do 100 m) se nacházejí 2 regulační plynové stanice, do nichž by byl přívod plynu připojen.

V lokalitě B centrální plynový zdroj neuvažujeme z důvodu nedostatečné infrastruktury DS plynu v blízkosti tohoto místa. Vybudovat centrální zdroj spalující (zcela či částečně) plyn je možné, avšak oproti lokalitě A by se to projevilo zvýšením investičních nákladů na vybudování přípojky plynu a zvýšením nákladů na nákup ZP. Na základě níže uvedeného obrázku se v lokalitě B nachází VTL plynovod, který je dle dostupných informací společnosti SUAS a je již nevyužívaný (tzv. odříznutý). Výhledově pokud by bylo patrné, že dojde k rozšiřování VTL soustavy plynu v blízkosti lokality B či k zprovoznění „odříznuté“ větvě plynovodu SUAS je možné realizovat i centrální varianty s plynovým řešením v rámci této lokality za obdobných podmínek jako v případě lokality A. Doporučujeme případně ověřit možnosti využití této větvě

plynovodu, která by umožnila realizovat veškeré centrální varianty nového zdroje mimo obecní zástavbu, resp. přenést veškeré emise ze zdroje do průmyslové části.

Decentrální plynové zdroje lze připojit do místní sítě NTL plynovodu, která se nachází v bezprostřední blízkosti obou lokalit pro decentrální zdroje (škola a CVS).

Obrázek 10: Situace rozvodů plynu v lokalitě



<u>Připojení k distribuční soustavě elektrické energie</u>

Trasy vedení elektrické energie je třeba při výstavbě nového zdroje tepla pro NS zohlednit nejen kvůli napájení vlastní spotřeby kotelny, ale i pro vyvedení výkonu v případě instalace kogenerační jednotky. Připojení k DS EE se projeví v investičních nákladech (poplatek za připojení, kabeláž a případně vlastní trafostanice).

V těsné blízkosti lokality A se nachází vedení VN 22 kV a také distribuční trafostanice. Pro tento centrální zdroj uvažujeme připojení na nízké napětí (NN), v případě instalace KGJ na vysoké napětí (VN).

V lokalitě B uvažujeme napájení vlastní spotřeby z distribuční trafostanice vzdálené cca 170 m.

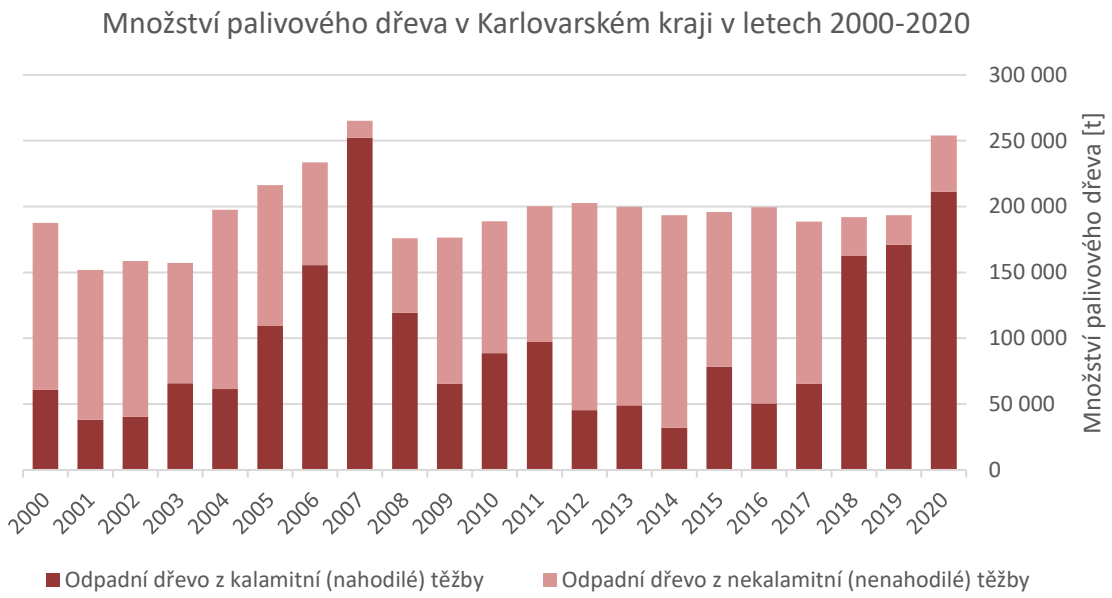
Vlastní spotřebu plynových kotelen v decentrální variantě lze připojit k rozvodům NN. V blízkosti pozemku u základní školy (cca 20 m), na němž uvažujeme instalaci plynových kotlů s plynovou kogenerační jednotkou, se nachází vedení VN 22 kV vhodné pro vyvedení výkonu kogenerační jednotky. V této lokalitě lze s ohledem na elektrický výkon kogenerační jednotky uvažovat i o vyvedení výkonu do sítě NN.

4.2.4 Zásobování biomasou

Při posuzování variant s kotli na biomasu je nutné provést analýzu její dostupnosti. Jako palivo uvažujeme dřevní štěpku. Dokument *„Územní energetická koncepce Karlovarského kraje 2017-2042“* uvádí, že se v daném kraji nachází pouze velmi malé množství neobhospodařované zemědělské půdy, kterou by bylo možné využít pro pěstování rychle rostoucích energetických rostlin, a zaměřuje se taktéž zejména na potenciál lesní dřevní štěpky, jakožto druhotného produktu těžby dřeva.

Metodika zpracovatele této studie pro posuzování dostupnosti zdrojů odpadního dřeva vychází z dat ČSÚ o těžbě dřeva v jednotlivých krajích. Množství palivového (odpadního) dřeva z těžby v letech 2000-2020 je zobrazeno v grafu níže. Zde je odpadní dřevo dále rozděleno dle druhu těžby, tj. na kalamitní či nekalamitní těžbu.

Obrázek 11: Umístění zdroje tepla pro jednotlivé varianty



Pokud by veškeré teplo pro odběratele systému CZT NS bylo vyráběno v kotlích spalujících dřevní štěpku, činila by roční spotřeba štěpky 1 885 t (s uvažováním výhřevnosti 12,5 MJ/kg). Oproti celkovému množství dostupného odpadního dřeva v kraji se jedná o velmi malou spotřebu. I přes to lze v případě volby zdroje spalujícího biomasu doporučit provést důkladnější analýzu dostupnosti štěpky v Novém Sedle, a to zejména s ohledem na možnou výstavbu nových zdrojů na biomasu v okolních městech. Vzhledem k množství tepla, které v tomto regionu pochází ze spalování uhlí, a k plánovanému útlumu uhelných zdrojů lze očekávat, že další města zvolí podobný postup jako město NS a vytvoří si vlastní zdroj na biomasu. Např. teplárna v Ostrově již začala s útlumem uhlí a několik uhelných kotlů nahradila kotli na štěpku. V současné době teplárna v Ostrově spotřebovává zhruba 45 000 tun štěpky za rok. V současné době je tedy možné považovat výrazný potenciál dostupnosti štěpky v lokalitě, ale není jasné, jaká dostupnost této suroviny bude v dalších letech v případě odklonu od uhlí stávajících zdrojů v kraji.

4.3 Vstupní předpoklady strategických variant

Aby bylo možné jednotlivé varianty z různých hledisek porovnávat mezi sebou, je nutné nejdříve definovat společné předpoklady, které budou pro jednotlivé scénáře stejné. Níže je uveden podrobnější rozpis předpokladů pro strategické varianty.

- Roční spotřeba tepla všech odběratelů je ve všech variantách stejná, určená na základě výchozí energetické bilance, jakožto průměr za roky 2018–2020.
- Instalovaný tepelný výkon nového zdroje tepla je 2,8 MW (centrální zdroj). Dle technické obsluhy současného CZT se jedná o dostačující špičkový tepelný výkon pro danou soustavu i s uvažováním rezervy.
- Ekvivalentní měrná cena tepla je počítána pro rok 2023 (eliminace současných výkyvů cena na trhu).
- Investiční náklady jsou stanoveny odborným odhadem z obdobných projektů, stanovených cen z nabídek dodavatelů či stanovených cen z dostupných studií.
- Cena všech komodit je stanovena dle současného vývoje trhu futures na rok 2023. Více viz následující podkapitola.
- V cenách komodit je zohledněno, zda se jedná o velkoobchodní či maloobchodní ceny, a zároveň je zohledněn profil dodávek nebo odběru jednotlivých komodit, především u elektřiny a zemního plynu.
- Veškerá provozní podpora je stanovena na základě platných Cenových rozhodnutí ERÚ a související platné legislativy.
- Regulované poplatky vztahující se na odběr komodit jsou stanoveny na základě platných Cenových rozhodnutí ERÚ a související platné legislativy.
- Veškeré technické výpočty a parametry jsou použity z technických norem, předpisů, vyhlášek a na základě běžné praxe.
- Uvažován je stálý kurz ve výši 25,5 Kč/EUR.

4.3.1 Ceny komodit

V posledních několika měsících došlo na komoditních trzích (elektrická energie, zemní plyn) k prudkému nárůstu ceny. Současné ceny dosahují maxima za posledních 5 let. V letech 2019-2020 se cena elektrické energie na trhu pohybovala stabilně v pásmu mezi 40-60 EUR/MWh. V posledním půlroce došlo k prudkému nárůstu, kdy cena elektrické energie přesáhla i 150 EUR/MWh. Stejně tak cena zemního plynu byla v posledních 2 letech poměrně stabilní a pohybovala se v pásmu 12-25 EUR/MWh. V posledních měsících komoditní cena ZP přesahuje i 50 EUR/MWh.

Do budoucna lze očekávat, že se trhy s těmito komoditami opět stabilizují. Použití aktuální ceny EE či ZP by silně zkreslilo vytvořený finanční model. Vzhledem k současné těžko predikovatelné situaci na komoditních trzích vycházejí námi používané hodnoty komoditních cen z budoucích kontraktů (Futures) na burze pro rok 2023 (v souladu se současným pohledem energetických společností a financujících institucí). Do té doby lze očekávat ustálení výkyvů, které zaznamenáváme dnes, a obecný pokles cen. Na základě kontraktů uzavřených pro rok 2023 uvažujeme následující ceny:

- Komoditní cena EE (pro vlastní spotřebu): 88 EUR/MWh
- Cena za výkup EE (za vyrobenou elektřinu a dodanou do DS): 80 EUR/MWh
- Komoditní cena ZP: 31 EUR/MWh

Výše uvedené ceny komodit korespondují s velkoobchodními cenami na trhu a v případě menších odběrů je nutné uvažovat s vyššími cenami, což je ve studii zohledněno.

Vzhledem k již zmíněné obtížné predikovatelnosti těchto finančních vstupů do našeho ekonomického modelu provedeme v 6. kapitole citlivostní analýzy na výši komoditní ceny ZP a EE.

4.4 Metodika porovnávání variant

Pro všechny výše představené varianty bude vypracována podrobná technickoekonomická analýza. Následně budou tyto varianty mezi sebou porovnány kvantitativně i kvalitativně. Kvantitativními kritérii budou investiční náklady, roční provozní náklady a zejména ekvivalentní měrná cena tepla v Kč/GJ. Metodika pro výpočet měrné ceny tepla je představena níže. Při posuzování jednotlivých variant je však nutné vzít v úvahu i nefinanční vstupy, jako např. environmentální dopad. Na tomto základě budu provedeno kvalitativní porovnání variant. Souhrnné porovnání všech variant je předmětem 6. kapitoly.

4.4.1 Metodika pro stanovení ekvivalentní ceny tepla

V rámci analýzy jednotlivých variant budoucího směřování THMNS je nutné stanovit mj. ekonomické dopady příslušné varianty. V rámci prvotního ekonomického srovnání je vhodné stanovit cenu tepla příslušné varianty.

Skutečná cena tepla, kterou koncoví odběratelé platí, se stanovuje na základě platného Cenového rozhodnutí vydávaného ERÚ, kde jsou uvedeny podmínky cenotvorby na základě oprávněných nákladů. V případě výtopenských režimů (bez výroby elektřiny) je tato metodika zpravidla jednoduchá, avšak pokud se jedná o teplárnu, kde se současně vyrábí elektřina a teplo, je tato problematika výrazně komplikovanější. V tomto případě je pak nutné rozdělit náklady na teplo a elektřinu dle příslušné metodiky v Cenovém rozhodnutí. Cenotvorba tepla dle platného Cenového rozhodnutí navíc stanovuje pouze cenu tepla a nezohledňuje náklady na elektřinu a výnosy z jejího prodeje. Reálně v teplárenských provozech výnosy z výroby elektřiny snižují konečnou cenu tepla. Tedy v našem případě, kdy některé sledované varianty jsou pouze zdroji tepla a některé produkují teplo i elektřinu, bylo by srovnání různých variant z hlediska ceny tepla dle Cenového rozhodnutí velmi komplikované a v případě velikého množství variant až matoucí, kdy bychom museli prezentovat zvlášť výnosy z tepla a elektřiny. Z tohoto pohledu je vhodné stanovit sjednocenou metodiku pro stanovení ceny tepla, a tím získat jeden ekonomický parametr, který lze porovnat s jinou variantou, i když se jedná o rozdílné dodávky elektřiny či tepla. Tento parametr budeme nazývat ekvivalentní cenou tepla.

Jedna z osvědčených metod je založena na tom, že se od veškerých provozních nákladů včetně odpisů pro příslušný rok odečtou všechny výnosy z elektřiny a tato výsledná suma se podělí celkovým množstvím prodaného tepla. Takto vznikne cena tepla, která plně nekoresponduje s cenotvorbou dle Cenového rozhodnutí, ale dokáže zohlednit ekonomičnost příslušné varianty. Výhodou této metodiky je zohlednění i výroby elektřiny do jedné (ekvivalentní) ceny tepla. V reálném provozu zdroje bude mít přidružená výroba elektřiny vliv na cenu tepla, jelikož díky ní dojde ke snížení provozních nákladů i odpisů na vyrobené teplo. Navíc dle platného Cenového rozhodnutí je možné do ceny tepla zahrnout přiměřený zisk a za předpokladu, že provozovatel zdroje si zajistí z vyrobené elektřiny dostatečné výnosy pro pokrytí vlastních investic, může tento zisk v ceně tepla snižovat. Tuto metodiku tedy považujeme za vhodnou při srovnávání stanovených variant v této studii. Uvedenou metodiku popisuje níže uvedený postup.

V první řadě je analyzována výchozí varianta, která odpovídá současnému provozu systému CZT. Nejprve je nutné identifikovat současnou výši stávajících odpisů, finančních nákladů a přiměřený zisk v ceně tepla, reprezentované společně jednou veličinou C_{OZ} udávané v Kč/rok. Na základě výkazů pro ERÚ za roky 2018-2020, které společnost Teplárenská NS zpracovateli posudku poskytla, byla stanovena průměrná ročná hodnota $C_{OZ\,(V)}$. V letech 2018-2020 byla tato hodnota stabilní. Vzhledem k tomu, že primárním cílem společnosti Teplárenská NS,

s.r.o., není generovat vysoký zisk, lze obdobnou hodnotu $C_{OZ\ (V)}$ předpokládat i do budoucích let.

Pro jednotlivé varianty se pak stanoví výsledná (ekvivalentní) cena tepla dle následujícího vzorce.

$$C_{eq} = \frac{(N_{EE+TEP(VAR)} + N_{O(VAR)} - V_{(VAR)} + C_{OZ})}{Q_{TEP}}$$

C_{eq} ..... ekvivalentní (měrná) cena tepla dané varianty (Kč/GJ)
$N_{EE+TEP(VAR)}$ ..... celkové provozní náklady varianty na elektřinu a teplo (Kč/rok)
$N_{O(VAR)}$ ..... výše ročních účetních odpisů varianty dle odhadované životnosti projektu a výše investičních nákladů na realizaci varianty (Kč/rok)
$V_{VAR)}$ ..... celkové výnosy varianty – provozní podpora (EE z KVET, teplo z biomasy), prodej elektřiny (Kč/rok)
C_{OZ} ..... stávající odpisy, zisk a finanční náklady v ceně tepla (Kč/rok)

Nákladová položka $N_{EE+TEP(VAR)}$ představuje celkové provozní náklady dané varianty, tj. náklady na výrobu a distribuci tepla a popř. i výrobu elektrické energie. Její výše je vypočítána jako roční hodnota provozních nákladů v běžném roce provozu (zde rok 2023).

Nákladová položka $N_{O(VAR)}$ představuje rovnoměrně rozpuštěné celkové investice. Životnost hlavních technologických celků uvažujeme 15 let. Po tuto dobu neočekáváme potřebu větších reinvestic. Celkové investiční náklady pro realizaci dané varianty jsou tedy rozloženy do 15 let, což odpovídá rovnoměrnému odepisování. Dělení dílčích investic do jednotlivých odpisových skupin není uvažováno. Délka odepisování 15 let je zvolena i proto, že lze očekávat návratnost vynaložených investic v rámci těchto 15 let.

Varianty, které zahrnují instalaci kogenerační jednotky, generují výnosy z výroby elektrické energie $V_{(VAR)}$. Jedná se o provozní podporu pro KVET a dále výnosy z prodeje elektřiny. Varianty se zdrojem spalujícím biomasu mají nárok na provozní podporu tepla z biomasy.

Na základě výše uvedených vztahů bude stanovena (ekvivalentní) cena tepla, dle které je možné jednotlivé varianty mezi sebou porovnat. V případě varianty domovních kotelen (varianta uzavření THMNS) se neuvažují stávající odpisy, přiměřený zisk a finanční náklady v ceně tepla. **Je nutné podotknout, že uvedená metodika nestanovuje skutečnou cenu tepla dle CR ERÚ, jedná se pouze o ekvivalentní cenu tepla určenou pro porovnání jednotlivých variant směřování THMNS mezi sebou.**

5 ANALÝZA STRATEGICKÝCH VARIANT

Detailní popis jednotlivých variant včetně ekonomického vyhodnocení obsahují podkapitoly níže. Veškeré varianty provozu vycházejí z výchozí energetické bilance, tj. uvažují vždy dodávky tepla koncovým odběratelům o stejném množství a stejných parametrech. Varianty se liší pouze ve zdroji tepla (externí teplárna či vlastní zdroj). Detailní energetické bilance jednotlivých variant a parametry použité technologie jsou součástí příloh.

Ekvivalentní cena tepla v jednotlivých variantách je stanovena pro rok 2023. Důvodem je aktuální nestandardní situace na komoditních trzích, kdy ceny EE i ZP několikanásobně převyšují jejich průměrnou hodnotu za poslední roky. Použití aktuální ceny EE či ZP by silně zkreslilo vytvořený finanční model. Do roku 2023 lze očekávat, že dojde opět ke stabilizaci komoditních trhů a poklesu cen, což naznačují i dlouhodobé kontrakty uzavřené na toto období. Cena nakupovaného tepla od SUTE v roce 2023 je stanovena s uvažováním stejného meziročního procentuálního nárustu jako v letech 2021-2022.

Ve výpočtech níže nejsou zohledněny případné dotace. Možnosti získání dotací a jejich vliv na ekvivalentní cenu tepla dané varianty jsou předmětem 7. kapitoly.

5.1 Varianta 1: Výchozí varianta – současný provoz THMNS

Tato varianta odpovídá současnému systému zajišťování tepla pro THMNS. Odběratelé tepla jsou připojeni k systému CZT, jehož provozovatelem je společnost Teplárenská NS, s.r.o. Teplo je přiváděno dálkovým horkovodem z uhelné teplárny Vřesová. Dodavatelem tepla je společnost SUAS-Teplárenská s.r.o. (SUTE). Detailní popis této varianty, tj. současného stavu THMNS, byl předmětem 3. kapitoly. Vzhledem k možnosti zrušení některých úmluv a potřebě rekonstrukce části rozvodů byly vytvořeny další dvě podvarianty (1b a 1c).

Varianta 1a

Varianta 1a přesně kopíruje současný stav THMNS. Jedná se o výchozí (bazickou) variantu, která tvoří referenci pro porovnávání ostatních variant.

Varianta 1b

Varianta 1b představuje situaci, kdy by došlo ke zrušení úmluvy mezi Teplárenskou NS, s.r.o. a SUTE ohledně doplňování vody do rozvodů CZT. Ve všem ostatním odpovídá variantě 1a.

Výše doplňovacích ztrát není v současné době evidována. Voda je doplňována z napaječe SUTE, přičemž dochází pouze k měření objemu vody, nikoliv tepla. Odbočka pro doplňování se nachází ještě před měřákem tepla. Na základě úmluvy mezi Teplárenskou NS a SUTE za doplňovanou vodu a teplo s tím související Teplárenská NS v současné době neplatí. Zrušení této úmluvy by znamenalo náklady pro Teplárenskou NS na nákup, úpravu a ohřev doplňované vody.

V této studii jsme stanovili ekvivalentní měrnou cenu tepla pro případ, že by došlo ke zrušení zmíněné úmluvy, např. vlivem změny vedení či strategie SUTE, a doplňování vody do rozvodů tepla by musela zajišťovat Teplárenská NS na vlastní náklady. Cílem sestavení této varianty je ukázat vliv zrušení zmíněné úmluvy na provozní ekonomiku.

Varianta 1c

Varianta 1c navazuje na variantu 1b a přidává rekonstrukci teplovodních větví 2 a 3. Cílem je ukázat, jak by se rekonstrukce projevila v ekonomickém modelu provozu.

5.1.1 Investiční náklady

Investiční náklady pro různé varianty jsou shrnuty do následující tabulky. Ve scénáři 1a nejsou uvažovány žádné investice, jelikož se jedná o zachování současného chodu systému CZT. Ve variantě 1b je třeba vynaložit investice na zařízení upravující vodu na parametry žádané v teplovodném potrubí. Scénář 1c přidává oproti scénáři 1b navíc náklady na rekonstrukci části rozvodů (větev 2 a 3).

Tabulka 2: Investiční náklady variant 1a, 1b a 1c

Investiční náklady		Varianty		
Položka	**Jednotka**	**1a**	**1b**	**1c**
Rekonstrukce rozvodů větve V2 a V3	Kč	-	-	21 000 000
Zařízení na úpravu vody	Kč	-	200 000	200 000
Projekt a další	Kč	-	-	50 000
Celkem	**Kč**	**0**	**200 000**	**21 250 000**

5.1.2 Provozní náklady a výnosy

Přehled provozních nákladů v běžném roce provozu nabízí tabulka níže. Bíle označená políčka se napříč variantami nemění. Jedná se o mzdy zaměstnanců Teplárenské NS, nájemné a výrobní a správní režii. Výše těchto nákladů byla převzata z výkazů pro ERÚ a odpovídá průměru za roky 2018-2020. Dále se jedná o nákup elektrické energie pro chod CZT. Množství nakoupené EE odpovídá průměru za roky 2018-2020.

Tabulka 3: Roční provozní náklady variant 1a, 1b a 1c

Provozní náklady		Varianty		
Položka	**Jednotka**	**1a**	**1b**	**1c**
Nákup tepla	Kč/rok	6 338 960	6 582 074	5 903 364
Nákup EE	Kč/rok	201 241	201 241	201 241
Nákup vody (vodné, stočné)	Kč/rok	-	307 542	38 153
Úprava vody	Kč/rok	-	35 680	2 389
Mzdy a zákonné pojištění	Kč/rok	1 229 075	1 229 075	1 229 075
Oprava a údržba CZT	Kč/rok	230 796	230 796	150 000
Nájemné	Kč/rok	941 747	941 747	941 747
Výrobní režie CZT	Kč/rok	106 133	106 133	106 133
Správní režie CZT	Kč/rok	133 032	133 032	133 032
Celkem	**Kč/rok**	**9 180 984**	**9 767 320**	**8 705 134**

Při změně variant dojde i ke změně tepla potřebného na vstupu do CZT. Varianta 1b uvažuje navíc teplo pro ohřev doplňované vody, a tudíž má i vyšší náklady na nákup tepla. Ve variantě 1c dojde k rekonstrukci rozvodů. Tím se sníží ztráty v rozvodech tepla, a tedy i množství potřebného tepla odebraného od SUTE. Dále jsou pro tuto variantu vlivem rekonstrukce sníženy roční náklady na opravu a údržbu. Varianty 1b a 1c uvažují navíc doplňování vody na vlastní náklady, což se ve variantě 1b (velké ztráty doplňováním v rozvodech tepla) na provozní ekonomice výrazně projeví. Pro nákup tepla je výše uvažována cena 295 Kč/GJ. Varianta je 1c díky rekonstrukci rozvodů provozně nejméně náročná. Provozní výnosy žádná z podvariant 1a-1c negeneruje.

5.1.3 Ekvivalentní cena tepla

Dle metodiky popsaného v sekci 4.4.1 byla dále určena měrná ekvivalentní cena tepla pro jednotlivé podvarianty. Skutečná cena tepla (bez DPH) pro odběratele v roce 2020 činila 510 Kč/GJ. Vzhledem k nárůstu cen elektrické energie a předpokládanému zvyšování cen tepla vychází v našich výpočtech pro variantu 1a cena tepla v roce 2023 ve výši 545 Kč/GJ. Z tabulky níže plyne, že pokud by provozovatel CZT v NS musel hradit doplňovací ztráty v rozvodech na své náklady, došlo by ke zvýšení ceny tepla o 32 Kč/GJ. Nejvyšší měrná cena tepla odpovídá variantě 1c, která zahrnuje nákladnou rekonstrukci rozvodných větví 2 a 3.

Tabulka 4: Ekvivalentní cena tepla variant 1a, 1b a 1c

Stanovení ekvivalentní ceny tepla		Varianty		
Náklady/výnosy	**Jednotka**	**1a**	**1b**	**1c**
Provozní náklady	Kč/rok	9 180 984	9 767 320	8 705 134
Provozní výnosy	Kč/rok	-	-	-
Rozpuštěné investiční náklady	Kč/rok	-	13 333	1 416 667
Zisk a finanční náklady	Kč/rok	1 086 065	1 086 065	1 086 065
Ekvivalentní cena tepla	**Kč/GJ**	**545**	**577**	**595**

Pokud by na rekonstrukci rozvodů byla využita dotace ve výši 50 %, došlo by ke snížení ceny tepla na 558 Kč/GJ. Tím by se měrná cena tepla dostala zhruba na úroveň současných hodnot (1a setrvání v současném stavu). Bližší informace o možnostech získání dotace a jejím vlivu na výslednou měrnou cenu tepla nabízí sekce 7.2.

5.2 Varianta 2: Nulová – uzavření THMNS

Tato varianta představuje stav, ve kterém by byl celý provoz THMNS bez náhrady ukončen, tj. všichni stávající odběratelé tepla by byli nuceni k vybudování vlastních zdrojů tepla pro vytápění a ohřev TUV. To by znamenalo značné investiční náklady na vybudování domovních kotelen a celkový růst měrné ceny tepla. Dopad této varianty je sledován na vybraném reprezentativním vzorku odběratelů v rámci současného odběratelského kmene.

Pro zásobování teplem připadá pro tyto objekty v úvahu instalace plynových kotlů nebo kotlů na biomasu, konkrétně na pelety. Pro oba zástupce odběratelského kmene je vytvořeno ekonomické vyhodnocení instalace a provozu vlastních (domovních) kotelen s plynovým i biomasovým zdrojem.

Spalování biomasy je pro pokrytí větších odběrů tepla komplikované z důvodu zajištění pravidelného zásobování a nutností skladování paliva v blízkosti kotelny. Z tohoto hlediska se jeví výhodnější plynová varianta, jelikož město NS je poměrně hustě zasíťováno nízkotlakým plynovodem. V případě přechodu většího množství objektů na plynové kotle je nicméně nutné zvážit kapacitu stávajících rozvodů plynu. Případné investice do posílení plynofikace města NS nejsou ve výpočtech uvažovány.

Značnou nevýhodou většího počtu menších domovních kotelen oproti jedné velké kotelně jsou lokální imise. V současném stavu, popř. při vybudování jednoho centrálního zdroje tepla pro THMNS, dochází k vypouštění emisí ve větší výšce komína mimo sídliště. V případě silně decentralizovaného systému vytápění by docházelo k emisím v nižších výškách, a to přímo na sídlištích. Rozpad systému CZT na mnoho decentrálních zdrojů by vedl ke zhoršení imisní

situace, v případě biomasových zdrojů ve vyšší míře. Dopady na imisní situaci by bylo třeba stanovit pomocí Rozptylové studie se znalostí přesného umístění zdrojů.

Další nevýhody této varianty, tj. uzavření THMNS bez náhrady, se projeví v následujícím ekonomickém vyhodnocení. Jedná se např. o: nutnost předimenzování vlastního zdroje pro pokrytí špiček, vyšší platby za zemní plyn (připojení do NTL plynovodu), snížení odběru tepla (fixní náklady se rozpustí mezi menší počet odběratelů) a vyšší komoditní cena ZP pro menší odběry atd. Výsledná cena tepla je v tomto případě počítána s DPH, jelikož předpokládáme vybudování domovních kotelen SVJ na vlastní náklady. Při výpočtu ekvivalentní ceny tepla dle představené metodiky neuvažujeme v tomto případě stávající odpisy, přiměřený zisk a finanční náklady v ceně tepla. Dále určujeme měrnou cena tepla také v případě, že by pro domovní kotelny byla zavedena uhlíková daň.

5.2.1 Domovní kotelny

Přehled OM v rámci CZT NS byl prezentován v podkapitole 3.3. Jako reprezentativní vzorek byla vybrána 2 typická odběrná místa. Jedná se o malý a velký bytový dům.

1) **Bytový (řadový) dům v ul. Masarykova, č. p. 473-474**
   - Podobný charakter odběru jako: MŠ, BD čtyřlístek, sportovní areál a další menší bytové domy
2) **Bytový dům v ul. Revoluční, č. p. 506-507**
   - Podobný charakter odběru jako budovy ZŠ, MÚ a další větší bytové domy

Bližší technickou specifikaci těchto OM nabízí následující tabulka. Je zde uvedena průměrná hodnota odběru tepla za roky 2018-2020 a potřebný instalovaný tepelný výkon zdroje pro daný objekt. Na základě těchto hodnot jsou navrženy domovní kotelny pro oba zástupce odběratelského kmene. Kotelny jsou počítány pro dva typy paliv, a to zemní plyn a dřevní pelety (biomasa).

Tabulka 5: Technická specifikace reprezentativních OM a jejich energetická bilance

Vybraní zástupci		BD 473-474		BD 506-507	
Parametr	**Jednotka**	**Plynový zdroj**	**Biomasový zdroj**	**Plynový zdroj**	**Biomasový zdroj**
Spotřeba tepla	GJ/rok	**250**		**834**	
	MWh/rok	69,5		231,7	
Tepelný výkon*	kW	**90**		**180**	
Účinnost kotlů (sezónní, k výhřevnosti)	-	0,95	0,87	0,95	0,87
Spotřeba paliva (výhřevnost)	MWh/rok	73,1	79,8	243,9	266,3

**udává potřebný instalovaný výkon zdroje tepla pro daný objekt*

5.2.2 Investiční náklady

Tabulky níže nabízejí přehled investičních nákladů spojených s vybudováním domovních kotelen pro obě uvažovaná paliva. Životnost v případě domovních kotelen uvažujeme 20 let. Dále počítáme s reinvesticí po cca 10 letech provozu, a to ve výši 30 % z původních investičních nákladů. V obou případech uvažujeme pořízení automatických kotlů (plynové kondenzační kotle či kotle na pelety). Do investičních nákladů nejsou započítány stavební úpravy, které se mohou dle objektu a jeho specifického řešení pohybovat až v řádech statisíců s ohledem na možnosti umístění zdrojů.

Tabulka 6: Investiční náklady domovních plynových kotelen

Investiční náklady plynový zdroj			
Položka	**Jednotka**	**BD 473-474**	**BD 506-507**
Plynové kotle	Kč	150 000	300 000
Komín – odkouření	Kč	100 000	145 000
UT strojovny	Kč	180 000	230 000
UT rozvodné potrubí	Kč	37 000	47 000
UT armatury	Kč	32 000	42 000
Konstrukce zámečnické	Kč	5 000	7 500
Kanalizace a vodovod	Kč	135 000	190 000
Rozvody plynu	Kč	43 000	61 000
Regulace	Kč	15 000	21 000
Elektroinstalace	Kč	110 000	150 000
Ostatní (proškolení, doprava, uvedení do provozu, projekt, inženýring)	Kč	90 000	125 000
Investiční náklady bez DPH	Kč	897 000	1 318 500
Investiční náklady s DPH	**Kč**	**1 085 370**	**1 595 385**
Reinvestice po 10 letech s DPH	**Kč**	**325 611**	**478 616**

Tabulka 7: Investiční náklady domovních kotelen na biomasu

Investiční náklady pelety			
Položka	**Jednotka**	**BD 473-474**	**BD 506-507**
Kotle	Kč	180 000	320 000
Hořáky	Kč	60 000	122 000
Odvod popela	Kč	25 000	30 000
Pneumatická doprava	Kč	70 000	90 000
Komín, spalinové cesty	Kč	80 000	100 000
Kanalizace a vodovod	Kč	135 000	190 000
Elektroinstalace + MaR	Kč	120 000	175 000
UT strojovny	Kč	180 000	230 000
UT rozvodné potrubí	Kč	37 000	47 000
UT armatury	Kč	32 000	42 000
Ostatní (proškolení, doprava, uvedení do provozu, projekt, inženýring)	Kč	140 000	200 000
Investiční náklady bez DPH	Kč	1 059 000	1 546 000
Investiční náklady s DPH	**Kč**	**1 281 390**	**1 870 660**
Reinvestice po 10 letech s DPH	**Kč**	**422 859**	**617 318**

Kotelny se zdroji spalujícími pelety jsou investičně náročnější. Vybudování domovní kotelny se zdroji spalujícími plyn, resp. pelety, by pro menší bytový dům znamenalo investici ve výši 1,09 mil. Kč, resp. 1,28 mil. Kč. Analogicky pro větší bytový dům by tyto částky činily 1,60 mil. Kč pro plynovou kotelnu a 1,87 mil. Kč pro biomasovou kotelnu. Tyto částky budou reálně navýšeny o náklady na potřebné stavební úpravy bytových domů.

5.2.3 Provozní náklady

Tabulky níže prezentují roční provozní náklady domovních kotelen pro různá paliva. Největší část představují palivové náklady, které jsou pro vytápění peletami vyšší. Ve skutečnosti však může dojít k navýšení plateb za ZP z důvodu uzavření smlouvy na vyšší cenu komodity ZP. Toto se týká zejména menších odběrů ZP, u nichž obchodníci většinou uplatňují vyšší komoditní cenu za odebraný plyn. Pro tento scénář jsme navýšili komoditní velkoobchodní cenu ZP z 800 Kč/MWh (uvažováno ve všech ostatních variantách) na 950 Kč/MWh pro maloodběr.

Tabulka 8: Provozní náklady domovních kotelen

Provozní náklady					
Položka	**Jednotka**	**BD 473-474**		**BD 506-507**	
		Plyn	**Pelety**	**Plyn**	**Pelety**
Elektrická energie	Kč/rok	2 500	4 001	8 341	13 346
Technologická voda	Kč/rok	58	315	192	1 051
Palivové náklady	Kč/rok	101 211	114 963	305 855	383 508
Opravy údržba	Kč/rok	3 773	5 058	12 587	16 874
Revize kotelny	Kč/rok	4 500	4 500	6 500	6 500
Správa a pojištění*	Kč/rok	9 423	16 674	31 434	55 624
Provozní náklady bez DPH	Kč/rok	121 465	145 512	364 909	476 903
Provozní náklady s DPH	**Kč/rok**	**146 973**	**176 069**	**441 540**	**577 053**

**Zahrnuje náklady na provoz kotelny externí firmou*

5.2.4 Ekvivalentní cena tepla

V tabulce níže je uvedena měrná cena tepla pro jednotlivé varianty. Výsledná cena tepla je v tomto případě počítána s DPH, jelikož předpokládáme vybudování domovních kotelen SVJ na vlastní náklady. Výsledky ukazují, že plynová varianta je z ekonomického hlediska pro domovní kotelny lepším řešením. Spalování biomasy je komplikovanější také kvůli pravidelné dopravě paliva a jeho skladování.

Tabulka 9: Ekvivalentní měrná cena tepla pro domovní kotelny

Stanovení ekvivalentní ceny tepla		BD 473-474		BD 506-507	
Náklady s DPH	**Jednotka**	**Plyn**	**Pelety**	**Plyn**	**Pelety**
Provozní náklady	Kč/rok	146 973	176 069	441 540	577 053
Rozpuštěné investiční náklady	Kč/rok	54 269	64 070	79 769	93 533
Reinvestice	Kč/rok	16 281	21 143	23 931	30 866
Měrná cena tepla s DPH	**Kč/GJ**	**870**	**1 045**	**654**	**841**

V porovnání s cenou tepla z CZT v současném stavu (výchozí varianta 1a: 600 Kč/GJ s DPH) je teplo z domovních kotelen obecně dražší. Nevýhodou jsou také poměrně velké investiční náklady, které musí být na začátku provozu vynaloženy. V případě snížení výroby tepla se paradoxně cena tepla navyšuje, jelikož fixní nákladové položky a investice se rozpouštějí do menšího množství tepla. Výstavba vlastního zdroje tepla je ekonomicky výhodnější pro větší odběry, tj. větší bytové domy. K poklesu měrné ceny tepla by mohlo případně dojít v případě vybudování jednoho zdroje pro více bytových domů.

5.2.5 Dopad zavedení ekologických daní na cenu tepla

Na základě snahy o snižování emisí a přenesení odpovědnosti za emise i na domácnosti vznikají návrhy na zavedení uhlíkové daně i pro domácnosti. Touto daní by byly postiženy subjekty, na něž se nevztahuje povinnost nákupu emisních povolenek v rámci EU ETS (viz 2. kapitola). O zavedení uhlíkové daně bylo jednáno již v roce 2012, kdy Ministerstvo financí ČR navrhlo tuto daň ve výši 15 EUR za tunu CO_2. V ČR dosud tato daň zavedena nebyla, ale v různých formách je aplikována např. ve Finsku, Švédsku či Francii. V současné době se předpokládá centrální řešení pro celou EU. Uhlíková daň by nejvíce ovlivnila domácnosti a domovní kotelny spalující zemní plyn a uhlí, jelikož spalování biomasy je považováno za CO_2 neutrální a nebylo by touto daní postiženo.

Jelikož snahy o dekarbonizaci sektoru energetiky, a tedy i teplárenství, jsou značné, lze v budoucích letech očekávat zavedení zmiňované uhlíkové daně. Pro vytvoření alespoň rámcové představy o dopadu zavedení této daně na výslednou cena tepla uvádíme v následující tabulce cenu tepla z domovních kotelen i s uvažováním této daně.

Tabulka 10: Ukázkový dopad zavedení uhlíkové daně na cenu tepla

Stanovení ceny tepla s ekologickými daněmi		BD 473-474		BD 506-507	
Parametr	**Jednotka**	**Plyn**	**Pelety**	**Plyn**	**Pelety**
Spotřeba paliva (výhřevnost)	MWh/rok	73,1	79,8	243,9	266,3
Emisní faktor (k výhřevnosti)	t/MWh	0,2	-	0,2	-
Emise	tCO_2/rok	14,6	-	48,8	-
Kurz Eura	Kč/Eur	25,5	-	25,5	-
Sazba uhlíkové daně	Eur/tCO_2	15,0	-	15,0	-
Uhlíková daň	**Kč/rok**	**5 593,1**	**-**	**18 658,2**	-
	Kč/GJ	**22,4**	**-**	**22,4**	-
Cena tepla s uhlíkovou daní a DPH	**Kč/GJ**	**892**	**1 045**	**676**	**841**

Při zavedení uhlíkové daně ve výši 15 EUR/ tCO_2 by v plynových variantách došlo k navýšení měrné ceny tepla o 22,4 Kč/GJ. I po tomto navýšení jsou z ekonomického hlediska plynové kotelny stále výhodnější.

Dílčí závěr:

Vzhledem k tomu, že v tomto scénáři dojde k úplnému rozpadu systému CZT, je závěrečné vyhodnocení provedeno pro tuto variantu samostatně.

Technické a systémové vyhodnocení

Z technického pohledu je technologie obou variant zdrojů pro domovní kotelny (plynové kotle, kotle na pelety) dobře zvládnutá a běžně používaná. Spalování biomasy je však pro pokrytí větších odběrů tepla komplikované z důvodu zajištění pravidelného zásobování biomasou a nutností jejího skladování v blízkosti kotelny. Z tohoto hlediska se jeví výhodnější plynová varianta, jelikož město NS je poměrně hustě zasíťováno nízkotlakým plynovodem. V případě přechodu většího množství objektů na plynové kotle je nicméně nutné zvážit kapacitu stávajících rozvodů plynu. Případné investice do posílení plynofikace města NS nejsou ve výpočtech uvažovány. Je nutné předpokládat, že posílení a rozšíření infrastruktury DS zemního plynu v NS může trvat řádově několik let a vyžadovat vysoké investice. Pokud by se na těchto investicích podíleli i vlastníci bytových domů, tak by se jim cena tepla z vlastních kotelen výrazně navýšila.

Ekonomické vyhodnocení

V porovnání s vypočtenými cenami tepla u domovních kotelen jsou aktuální ceny tepla z CZT obecně nižší. Nevýhodou vlastních domovních kotelen jsou značné investiční náklady, které se v důsledku projeví na vzrůstu měrné ceny tepla oproti odběru z CZT. Plynové kotelny jsou investičně i provozně levnější. Pro kotelny spalující biomasu dojde pro menší bytový dům, resp. větší BD, k navýšení ceny tepla o 74 %, resp. o 40 %. U menšího BD je cena tepla z plynové kotelny o 45 % vyšší než z CZT. Lépe vycházejí z ekonomického hlediska varianty s větším ročním odběrem tepla, u nichž se v případě plynové kotelny přibližuje vypočítaná měrná cena tepla (654 Kč/GJ s DPH) na úroveň ceny tepla z CZT (600 Kč/GJ s DPH).

Environmentální vyhodnocení

Značnou nevýhodou většího počtu menších domovních kotelen oproti jednomu velkému zdroji tepla jsou lokální imise. V případě silně decentralizovaného systému vytápění by docházelo k emisím v nižších výškách komínů, a to přímo na sídlištích. Rozpad systému CZT na mnoho decentrálních zdrojů by vedl ke zhoršení imisní situace, v případě biomasových zdrojů ve vyšší míře. Dopady na imisní situaci by bylo třeba stanovit pomocí Rozptylové studie se znalostí přesného umístění zdrojů.

5.3 Varianta 3: Centrální zdroj tepla

Tato varianta představuje scénář, v němž je pro potřeby tepla v městě NS vybudován vlastní centrální zdroj. Vhodné lokality pro umístění centrálního zdroje tepla byly popsány v předchozí kapitole. Jedná se o centrum (místo označené A, popř. A´) a průmyslovou zónu (místo B).

Níže jsou popsány podvarianty, které se liší dle paliva, který by vlastní zdroj tepla spaloval. Jedná se o různé kombinace spalování zemního plynu či dřevní štěpky, a to v čistě výtopenském režimu nebo režimu KVET. Požadovaný tepelný výkon zdroje je 2,8 MW. Vlastní zdroj tepla lze realizovat pomocí 1-3 kotlů (na ZP či štěpku) případně doplněných akumulací. V některých variantách uvažujeme navíc instalaci kogenerační jednotky. Detailní řešení a návrh kotelny je nad rámec této studie.

V rámci centrálních variant je uvažováno s rekonstrukcí rozvodů tepla, kterou jsou v nevyhovujícím stavu (větev V2 a V3) s ohledem na udržitelnost nového tepelného hospodářství a snížení nákladů na doplňování vody a ztrát v rozvodech tepla.

- **Varianta 3a: Výtopna na biomasu, průmyslová zóna (zkr. BIO_pz)**

Jedná se biomasovou výtopnu umístěnou v alternativní lokalitě k centru, tj. v průmyslové zóně. Tato varianta byla vytvořena za účelem ukázání rozdílu v konečné měrné ceně tepla oproti umístění v centru. Vzhledem k tomu, že plynové varianty by vzhledem k místní infrastruktuře byly v této lokalitě znevýhodněny, uvažujeme v průmyslové zóně pouze biomasovou variantu.

Ve variantě 3a dojde k instalaci kotlů spalujících dřevní štěpku. Tato výrobna tepla má dle platné legislativy nárok na provozní podporu ve formě zelených bonusů.

- **Varianta 3b: Výtopna na biomasu, centrum (zkr. BIO_c)**

V tomto scénáři je biomasová výtopna umístěna v centru. V této podvariantě jsou jakožto zdroj tepla využívány kotle na dřevní štěpku. Tato výrobna tepla má dle platné legislativy nárok na provozní podporu ve formě zelených bonusů.

- **Varianta 3c: Plynová výtopna, centrum (zkr. PLYN_c)**

V této variantě jsou v centrálním zdroji tepla instalovány výhradně plynové kondenzační kotle.

- **Varianta 3d: Plynová kogenerace, centrum (zkr. PLYN KVET_c)**

Podobně jako ve variantě 3c se jedná taktéž o čistě plynovou variantu, avšak kromě plynových kotlů je instalována také kogenerační jednotka (KGJ) o elektrickém výkonu 800 kW_e. V tomto případě tedy pracuje zdroj v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET). Jak ukáže další ekonomická analýza, instalace KGJ zvyšuje ekonomickou efektivitu této varianty (v porovnání s plynovou výtopnou 3c).

Instalovaná KGJ je v provozu 3 000 hod/rok a vyrobí zhruba 50 % potřebného tepla a 2 400 MWh/rok elektrické energie. Malá část vyrobené elektřiny je použita na pokrytí vlastní spotřeby teplárenského zdroje a zbytek (2 332 MWh/rok) je prodán do distribuční soustavy za komoditní cenu. Kromě výnosů z prodeje EE má provozovatel KGJ také nárok na provozní podporu ve formě zeleného bonusu vztaženého na množství vyrobené elektrické energie.

- **Varianta 3e: Kombinovaná teplárna, centrum (zkr. BIO KVET_c)**

Varianta 3e představuje dvoupalivovou variantu. V tomto případě jsou instalovány kotle na dřevní štěpku a plynová kogenerační jednotka (KGJ) o elektrickém výkonu 800 kW_e. Uvažuje

se opět provoz KGJ po 3 000 hod/rok. Vybraná KGJ vyrobí 50 % potřebného tepla a 2 400 MWh/rok elektrické energie.

V případě kombinovaného zdroje (kotle na štěpku a plynová KGJ) se nabízí dva druhy provozních podpor: zelený bonus na vyrobenou EE a zelený bonus na teplo vyrobené spalováním biomasy. Jedna provozovna však nemůže využívat oba tyto bonusy. Pokud by došlo k formálnímu oddělení kogenerace a výroby tepla v kotlích na dřevní štěpku, bylo by možné čerpat oba druhy podpor. V takovém případě by musela mít společnost Teplárenská NS, s.r.o., licenci pouze na výrobu (a rozvod) tepla a další externí společnost, která by provozovala KGJ, by měla na výrobu EE vlastní licenci. Případně je nutné oba zdroje umístit na oddělené pozemky a formálně mít dva zdroje v licenci uvedené jako 2 provozovny.

5.3.1 Investiční náklady

V obou lokalitách zahrnují investiční náklady stavbu budovy kotelny, pořízení zdrojů tepla (kotle a příp. KGJ) a veškeré pomocné technologie. Dále je třeba postavit nové přiváděcí potrubí ze zdroje do CVS a zajistit připojení k inženýrským sítím (elektrické vedení, popř. i plynovod). Řešení tohoto je specifické pro každou lokalitu, stejně jako pořizovací náklady zdrojů v různých podvariantách.

<u>3a: Průmyslová zóna</u>

Pro přívod tepla ze zdroje do stávající CVS by byl využit horkovodní přivaděč, který v současné době využívá SUTE. K tomuto přivaděči by bylo vybudováno cca 90 m nového potrubí směrem od zdroje. Dále by bylo využito zhruba 750 m stávají trasy přivaděče. Do investic je tudíž započítána částka na odkoupení dané části přivaděče a výměníkové stanice, nacházející se na této trase, od SUTE. Další investice souvisejí s přípojkou elektřiny.

<u>3b-3e: Centrum</u>

Jak bylo uvedeno v sekci 4.2.2, pozemek v lokalitě centrum by musel být odkoupen. Přibližná částka za odkoupení pozemku je do investic započítána. Pro přívod tepla ze zdroje do stávající CVS musí být vybudováno nové potrubí o délce zhruba 180 m. Dále jsou započítány investice spojené s přípojkou elektřiny, a v případě variant s plynovými zdroji také náklady na vybudování přípojky plynu. V této lokalitě je možné připojení k VTL plynovodu. Do nákladů na přípojku plynu započítáváme vybudování zhruba 100 m plynovodu do regulační stanice a její dovybavení související s touto novou odbočkou. Pro varianty zahrnující instalaci KGJ jsou náklady na připojení k DS elektrické energie navýšeny kvůli zajištění vyvedení výkonu KGJ. Dále musí být v těchto variantách s KGJ vybudována trafostanice.

Tabulka 11: Investiční náklady podvariant centrálního zdroje tepla

Investiční náklady [tis. Kč]	Centrální varianty				
	PRŮM. ZÓNA	CENTRUM			
	BIO	BIO	PLYN	PLYN KVET	BIO KVET
Rekonstrukce V2 a V3	21 000	21 000	21 000	21 000	21 000
Nový teplovodní přivaděč	900	2 160	2 160	2 160	2 160
Odkoupení č. přivaděče	1 050	-	-	-	-
Stavba budovy kotelny	40 000*	40 000*	1 500	1 500	57 500*
Kotle, popř. KGJ			4 200	14 200	
Ostatní technologie kotelny			7 450	14 950	
Projekt, inženýring a další			138	330	
Přípojka EE, příp. i ZP	70	70	615	1 127	1 127
Odkoupení pozemku kotelny	-	450	270	270	450
Trafostanice s vybavením	-	-	-	1 200	1 200
Celkem [tis. Kč]	**63 020**	**63 680**	**37 333**	**56 737**	**83 437**

**Vychází z cenové nabídky od dodavatele. Konkrétní položkový rozpočet pro jednotlivé komponenty nebyl znám. Uvedená suma zahrnuje výstavbu celé kotelny včetně veškeré technologie a inženýringu.*

Kotelny spalující biomasu jsou investičně náročnější, důvodem je dražší samotná technologie kotlů, ale zejména pak dražší pomocná technologie (automatický přísun paliva, odpopelnění, odvod spalin atd.). Nejvyšší investice je třeba vynaložit v případě kombinované varianty BIO KVET.

5.3.2 Provozní náklady a výnosy

Provozní náklady na rozvod tepla, tj. provoz systému CZT, jsou ve všech variantách stejné. Ostatní náklady na provoz CZT zahrnují nájemné a režijní náklady. Náklady na provoz zdroje tepla se v různých variantách liší. Při porovnání palivových nákladů na biomasový zdroj v průmyslové zóně a v centru si je možné povšimnout mírného rozdílu. Důvodem je delší přiváděcí potrubí z průmyslové zóny do CVS a s tím související vyšší tepelné ztráty, a tudíž i větší spotřeba paliva. Dále je z tabulky patrný nárůst nákladů na nákup ZP pro variantu PLYN KVET oproti variantě PLYN. Tento nárůst je způsobený vyšší spotřebou KGJ a je vykompenzován výnosy z prodeje elektrické energie vyrobené KGJ a provozní podporou KVET.

Pokud nebudeme uvažovat palivové náklady, pak se ukazuje, že plynové varianty jsou provozně levnější. To je zapříčiněno mj. vyšší vlastní spotřebou biomasové kotelny, která souvisí se složitější technologií, např. automatizovanou dopravou paliva. Zároveň v případě zdroje spalující dřevní štěpku počítáme s navýšením technického personálu společnosti Teplárenské NS, s.r.o., o 2 zaměstnance a v čistě plynových variantách uvažujeme navýšení pouze o 1 zaměstnance (v současné době má Teplárenská NS 2 stálé zaměstnance). Ostatní náklady na provoz zdroje zahrnují režijní náklady, výkaznictví aj.

Tabulka 12: Provozní náklady podvariant centrálního zdroje tepla

Provozní náklady [tis. Kč/rok]	Centrální varianty				
	PRŮM. ZÓNA	CENTRUM			
	BIO	BIO	PLYN	PLYN KVET	BIO KVET
Provozní náklady zdroje tepla	**6 084**	**5 997**	**7 502**	**10 618**	**10 230**
Nákup paliva	3 535	3 461	6 314	8 991	7 438
Nákup EE pro VS	515	506	220	149	302
Mzdy a zákonné pojištění*	1 395	1 398	727	824	1 497
Servis, oprava a údržba	320	320	110	483	752
Technologická voda	31	30	10	10	20
Ostatní náklady	246	241	120	161	201
Likvidace popílku	41	40	-	-	20
Provozní náklady CZT	**2 762**	**2 762**	**2 762**	**2 762**	**2 762**
Nákup EE pro VS	201	201	201	201	201
Mzdy a zákonné pojištění	1 229	1 229	1 229	1 229	1 229
Servis, oprava a údržba	150	150	150	150	150
Ostatní náklady	1 181	1 181	1 181	1 181	1 181
Celkem [tis. Kč/rok]	**8 845**	**8 758**	**10 264**	**13 380**	**12 991**

**Jedná se o zákonné pojištění a pojištění veškeré technologie.*

Přehled provozních výnosů nabízí tabulka níže. Jedná se o zelený bonus na teplo vyrobené ve zdroji spalujícím biomasu, zelený bonus na elektrickou energii vyrobenou v režimu KVET a dále výnosy z prodeje nespotřebované vyrobené elektrické energie. Tyto výnosy se ve vzorci pro výpočet ceny tepla objevují se záporným znamínkem, jelikož snižují provozní náklady. V kombinované variantě (BIO KVET) je možná získat oba zelené bonusy pouze při formálním rozdělení provozovny, jak bylo zmíněno výše.

Tabulka 13: Provozní výnosy podvariant centrálního zdroje tepla

Provozní výnosy [tis. Kč/rok]	Centrální varianty				
	PRŮM. ZÓNA	CENTRUM			
	BIO	BIO	PLYN	PLYN KVET	BIO KVET
Zelený bonus na teplo	1 148	1 124	-	-	570
Zelený bonus za EE z KVET	-	-	-	1 939	1 939
Prodej EE	-	-	-	4 756	4 733
Celkem [tis. Kč/rok]	**1 148**	**1 124**	**-**	**6 695**	**7 241**

5.3.3 Ekvivalentní cena tepla

Tabulka níže shrnuje výslednou ekvivalentní cenu tepla jednotlivých podvariant pro centrální koncepci zásobování teplem.

Výsledná měrná cena tepla vychází pro vybudování biomasového zdroje v průmyslové zóně a v centru téměř totožná. Z hlediska zásobování a vypouštění emisí je výhodnější lokalita průmyslová zóna. Plynové varianty by byly v průmyslové zóně oproti centru znevýhodněny, jelikož se blízkosti nenachází VTL plynovod. Připojení k místní síti plynovodu (STL nebo NTL) způsobí v případě čistě plynové varianty (zkr. PLYN) nárůst ceny tepla o 20 Kč/GJ, v případě varianty PLYN KVET až o 28 Kč/GJ.

Tabulka 14: Ekvivalentní cena tepla podvariant centrálního zdroje

Ekvivalentní cena tepla	Jednotka	Centrální varianty				
		PRŮM. ZÓNA	CENTRUM			
		BIO	BIO	PLYN	PLYN KVET	BIO KVET
Provozní náklady	tis. Kč/rok	8 845	8 758	10 264	13 380	12 991
Provozní výnosy	tis. Kč/rok	-1 148	-1 124	0	-6 695	-7 241
Rozpuštěné investiční náklady	tis. Kč/rok	4 201	4 245	2 489	3 782	5 562
Zisk a finanční náklady	tis. Kč/rok	1 086	1 086	1 086	1 086	1 086
Ekvivalentní cena tepla	**Kč/GJ**	**689**	**688**	**735**	**613**	**658**

Nejnižší měrná cena tepla vychází u zdrojů pracujících v režimu KVET. Zvýšené investice a zvýšené provozní náklady vykompenzují provozní podpory a výnosy z prodeje vyrobené elektrické energie. Z ekonomického hlediska je nejlepší variantou z výše prezentovaných vybudování čistě plynového zdroje pracujícího v režimu KVET.

5.4 Varianta 4: Decentrální zdroje tepla

Decentrální varianta zahrnuje vybudování 2 zdrojů tepla v různých lokalitách. Tím by došlo k „rozpadu“ systému CZT na 2 části napájené vlastním zdrojem. Výhodou decentralizace je snížení délky potrubí, která potřebuje zrekonstruovat. Mezi nevýhody lze zařadit nutnost předimenzování decentrálních zdrojů. Vzhledem k poloze vhodných ploch pro decentrální zdroje v rámci městské zástavby připadají pro tuto variantu v úvahu pouze zdroje spalující plyn. Možnost spalování biomasy byla vyloučena zejména kvůli pravidelnému zásobování nákladními automobily, potřebnému skladu paliva a omezeným možnostem výstavby dostatečně vysokého komína.

První zdroj tepla by byl umístěn ve stávající centrální výměníkové stanici (CVS) a sloužil by k výrobě tepla pro odběratele připojené k větvím V1 a V3. Průměrná roční dodávka tepla pro tyto odběratele za období 2018-2020 činila 13 001 GJ/rok. CVS disponuje dostatečnou plochou pro umístění technologie zdroje. Vzhledem k blízkosti bytových domů není v této lokalitě vhodné instalovat kogenerační jednotku, a to kvůli hluku, který při provozu způsobuje. Jako zdroj tepla pro odběratele připojené k větvím V1 a V3 uvažujeme instalaci plynových kondenzačních kotlů o tepelném výkonu minimálně 2 MW.

Druhý zdroj tepla by byl umístěn na pozemku Města NS u základní školy, popř. by byla využita kotelna přímo v prostorách školy, která není v současné době využívána. Tento zdroj by dodával teplo odběratelům připojeným k větvi V2. Průměrná roční dodávka tepla pro tyto odběratele za roky 2018-2020 činila 5 834 GJ/rok. Zdroj v tomto místě uvažujeme opět plynový, a to pracující v režimu KVET. Jedná se o kombinaci kondenzačních plynových kotlů o tepelném výkonu minimálně 1 MW a kogenerační jednotky o elektrickém výkonu 199 kW, která by byla v provozu 3 000 hod/rok.

Provozovatelem obou zdrojů včetně rozvodného systému tepla by byla jedna společnost (Teplárenská NS, s.r.o.). Předpokládáme, že tato společnost by všem svým odběratelům prodávala teplo za stejnou cenu. V následujících výpočtech tudíž slučujeme veškeré provozní i investiční náklady, příp. provozní výnosy, dohromady a určujeme cenu tepla dle zavedené metodiky. Ekonomičnost decentrální varianty bude tudíž opět vyjádřena jednou hodnotou, tj. měrnou ekvivalentní cenou tepla, podle níž ji budeme porovnávat s ostatními scénáři.

5.4.1 Investiční náklady

V této variantě uvažujeme opět nutnou rekonstrukci rozvodů, a to celé větve V3, ale pouze části V2. Část rozvodů V2 (trasa k CVS bez odběrů) nebude v decentrálním scénáři využívána.

Zdroj v CVS

Vzhledem ke změně v rozvodném systému uvažujeme investice spojené s úpravou CVS, dále investice spojené s pořízením plynových kondenzačních kotlů a další potřebné technologie kotelny. Pro napájení vlastní spotřeby kotelny je možné v CVS využít stávající přípojku k DS elektrické energie. Nově je v této lokalitě třeba vybudovat plynovou přípojku. Nejbližší vedení NTL plynovodu je vzdáleno cca 40 m, přčemž by bylo nutné ověřit jeho kapacitu.

Zdroj u školy

V tomto případě je třeba vybudovat zcela novou kotelnu, což zahrnuje: stavbu budovy, pořízení zdrojů tepla (plynové kotle a KGJ) a dalších pomocných technologií, zřízení plynovodní a elektrické přípojky. Potrubí NTL plynovodu se nachází ve vzdálenosti cca 80 m. Pro napájení vlastní spotřeby kotelny i vyvedení výkonu KGJ o elektrickém výkonu 199 kW lze využít místní vedení NN (po ověření dostupné kapacity). Dále vzhledem k blízkosti budovy školy započítáváme náklady na odhlučnění KGJ.

Tabulka 15: Souhrnné investiční náklady decentrálních zdrojů tepla

Investiční náklady decentrální varianty (2 zdroje tepla)		
Položka	**Jednotka**	**Částka**
Rekonstrukce části V2 a V3	Kč	16 260 000
Stavba budovy kotelny	Kč	1 000 000
Úprava CVS	Kč	300 000
Plynové kotle + KGJ	Kč	8 200 000
Ostatní technologie kotelen	Kč	9 800 000
Přípojka EE	Kč	160 000
Přípojka ZP	Kč	450 000
Projekt, inženýring a další	Kč	189 100
Odhlučnění KGJ	Kč	250 000
Celkem	**Kč**	**36 609 100**

5.4.2 Provozní náklady a výnosy

Provozní náklady byly určeny analogicky jako v ostatních variantách. Náklady na nákup EE pro chod CZT jsou tentokrát zahrnuty již v částce u zdrojů tepla, a to kvůli rozpadu CZT systému na dvě části.

Vzhledem k tomu, že zdroj tepla umístěný u školy pracuje v režimu KVET, má tato výroba nárok na provozní podporu ve formě zeleného bonusu a dále generuje výnosy z prodeje vyrobené elektrické energie.

Tabulka 16: Souhrnné provozní náklady decentrálních zdrojů tepla

Roční provozní náklady decentrální varianty		
Položka	**Jednotka**	**Částka**
Provozní náklady zdrojů tepla	**Kč/rok**	**8 353 562**
Nákup ZP	Kč/rok	7 357 207
Nákup EE pro VS	Kč/rok	370 867
Mzdy a zákonné pojištění*	Kč/rok	183 046
Servis, oprava a údržba	Kč/rok	274 550
Technologická voda	Kč/rok	9 876
Ostatní náklady	Kč/rok	158 016
Provozní náklady CZT	**Kč/rok**	**2 560 495**
Mzdy a zákonné pojištění	Kč/rok	1 229 075
Servis, oprava a údržba	Kč/rok	150 000
Ostatní náklady	Kč/rok	1 181 419
Celkem	**Kč/rok**	**10 914 056**

**Jedná se o zákonné pojištění a pojištění veškeré technologie.*

Tabulka 17: Souhrnné provozní výnosy decentrálních zdrojů tepla

Roční provozní výnosy decentrální varianty		
Položka	**Jednotka**	**Částka**
Zelený bonus pro KVET	Kč/rok	702 669
Prodej EE	Kč/rok	1 166 019
Celkem	**Kč/rok**	**1 868 688**

5.4.3 Ekvivalentní cena tepla

Na základě výše uvedených hodnot byla stanovena měrná cena tepla, která pro decentrální variantu činí 667 Kč/GJ.

Tabulka 18: Ekvivalentní cena tepla pro decentrální variantu

Stanovení ekvivalentní ceny tepla		
Náklady/výnosy	**Jednotka**	**Částka**
Provozní náklady	Kč/rok	10 914 056
Provozní výnosy	Kč/rok	-1 868 688
Rozpuštěné investiční náklady	Kč/rok	2 440 607
Zisk a finanční náklady	Kč/rok	1 086 065
Ekvivalentní cena tepla	**Kč/GJ**	**667**

5.4.4 Alternativní decentrální varianta

V decentrálním scénáři byla sledována dále i varianta, v níž by v každé ze 2 kotelen byla instalována KGJ. Ve variantě detailně popsané výše je ve zdroji tepla pro větev V2 instalována KGJ o elektrickém výkonu 199 kW spolu s plynovými kotli a zdroj tepla pro větve V1 a V3 se sestává výhradně z plynových kotlů. Alternativní varianta přidává navíc KGJ do zdroje tepla pro větve V1 a V3 umístěného v CVS, a to o elektrickém výkonu 400 kW. Zbylé teplo je vyráběno plynovými kondenzačními kotli.

Měrná cena tepla této alternativní varianty se pohybuje v intervalu mezi měrnou cenou centrální plynové varianty (centrální PLYN KVET: 613 Kč/GJ) a decentrální plynové varianty sledované výše (667 Kč/GJ). Nižší měrná cena v porovnání se základní decentrální variantou je daná instalací další KGJ, která ekonomiku zlepšuje. Nižší měrné ceny než v případě centrální varianty PLYN KVET však decentrální varianty (plynové v režimu KVET) nedosáhnou. Důvodem je mj. rostoucí měrná pořizovací cena a klesající účinnost kogeneračních jednotek s poklesem elektrickém výkonu. V centrální variantě je instalována jedna KGJ o vyšším elektrickém výkonu a zároveň odběr plynu v centrální variantě je uvažován z rozvodů VTL, kde jsou výrazně nižší měrné náklady na regulované poplatky v ceně zemního plynu.

Problém v tomto případě je s proveditelností alternativní varianty, konkrétně s instalací kogenerační jednotky v rámci zdroje tepla v CVS. Vzhledem k těsné blízkosti bytových domů nedoporučujeme v této lokalitě provozovat KGJ kvůli hluku a vibrací, které by byly nežádoucí pro blízký bytový objekt. Odhlučnění KGJ je technicky možné, ale je spojeno s dalšími investicemi. V případě volby této varianty by bylo třeba zpracovat minimálně podrobnou hlukovou studii a případnou analýzu nad odstranění nepříznivého hluku a vibrací.

Vzhledem k tomu, že alternativní varianta nepřináší oproti centrální variantě PLYN KVET ekonomické zlepšení a její technická proveditelnost s ohledem na hluk je nejistá, dále tuto variantu nesledujeme. V případě zájmu o tuto variantu je nutné ověřit možnou instalaci KGJ v CSV dle doporučení výše.

6 MULTIKRITERIÁLNÍ HODNOCENÍ VARIANT

Předmětem této kapitoly je vzájemné porovnání jednotlivých variant z technického, ekonomického, environmentálního a systémového hlediska.

V následujícím zhodnocení není zmíněna tzv. Nulová varianta, při níž dojde k výstavbě domovních kotelen a celkovému rozpadu CZT. Vzhledem ke zcela odlišné koncepci tepelného hospodářství v této Nulové variantě oproti ostatním nezahrnujeme tuto variantu do souhrnného porovnávání. Vyhodnocení této varianty je provedeno v příslušné kapitole. Jedná se pouze o indikativní výsledky provedené analýzy pro reprezentativní vzorek odběratelského kmene. Různá OM by reálně zvolila různé zdroje tepla a výsledkem by byla i různá měrná cena tepla.

6.1 Technické a systémové shrnutí variant

Na tomto místě budou shrnuty klíčové body technického a systémového řešení jednotlivých variant.

6.1.1 Varianta 1: Výchozí – Současný provoz THMNS

Varianta 1a

Varianta 1a představuje setrvání v současném chodu systému CZT v NS. Z technického pohledu není vhodné setrvávat v současném stavu, kdy se část rozvodů tepla, konkrétně větev V2 a V3, nachází v dezolátním stavu a vykazuje vysoké tepelné ztráty. Do budoucna se stav tohoto potrubí bude ještě zhoršovat a bude přibývat i množství nutných oprav.

Varianta 1b

Pro tuto variantu platí stejné závěry jako pro variantu 1a. V této variantě dojde navíc k instalaci zařízení pro úpravu vody pro doplňování. Jedná se pouze o malý zásah do současné infrastruktury CVS. Množství upravované vody je značné, jelikož se v této variantě neuvažuje rekonstrukce potrubí.

Varianta 1c

V této variantě dojde k rekonstrukci potřebných rozvodů tepla. Jedná se o dočasný zásah do městské infrastruktury, nicméně životnost kvalitně provedených rozvodů lze uvažovat delší než 15 let. Z technického a systémového pohledu se jedná o nejvýhodnější scénář fungování THMNS (oproti 1a a 1b).

6.1.2 Varianta 3: Centrální zdroj tepla

V centrálních variantách dojde k výstavbě zcela nového zdroje tepla a přivaděče do CVS. V obou případech (plynové zdroje, zdroje na biomasu) se jedná o běžně používané a dobře zvládnuté technologie. Zbytek stávající infrastruktury CZT, tj. CVS a rozvody tepla, budou dále využity. Ve všech variantách je počítáno s rekonstrukcí potřebných větví rozvodů tepla.

Pro plynové centrální varianty je klíčové zajistit připojení k VTL plynovodu. V případě, kdy by došlo k připojení pouze na místní síť plynovodu, došlo by k nárůstu měrné ceny tepla o více než 20 Kč/GJ.

3a: Biomasový zdroj, průmyslová zóna

Biomasové kotelny jsou z technického hlediska složitější než plynové. Důvodem jsou zejména pomocné technologie kotlů na dřevní štěpku zajišťující automatickou dopravu paliva, likvidaci popílku aj. Biomasová kotelna musí mít také dostatečný prostor pro skladování paliva a

manipulaci s ním. Z hlediska zásobování je průmyslová zóna vhodnější než centrum, jelikož nákladní automobily nemusí zajíždět přímo do města. V případě volby této varianty doporučujeme provést detailnější analýzu dostupnosti štěpky v lokalitě NS. Pro centrální biomasový zdroj je ročně potřeba zhruba 1 846 tun dřevní štěpky.

Pro přívod tepla ze zdroje do stávající CVS by byl využit horkovodní přivaděč, který v současné době využívá SUTE. K tomuto přivaděči by bylo vybudováno cca 90 m nového potrubí směrem od zdroje. Toto potrubí by se nacházelo ve volném terénu a jeho realizace by měla být dobře proveditelná. Dále by bylo využito zhruba 750 m stávají trasy přivaděče. Technický stav přivaděče není znám.

3b: Biomasový zdroj, centrum

Specifické technické a systémové vyhodnocení biomasové kotelny bylo provedeno výše (varianta 3a). Umístění zdroje v centru je horší z hlediska zásobování biomasou. V případě volby této varianty doporučujeme provést detailnější analýzu dostupnosti štěpky v lokalitě NS. Pro centrální biomasový zdroj je ročně potřeba zhruba 1 846 tun dřevní štěpky.

Pro přívod tepla ze zdroje do stávající CVS by muselo být vybudováno zcela nové potrubí o délce cca 180 m, jehož trasa by vedla skrze chodníky a pozemní komunikace. Toto stejné platí i pro následující varianty (3c-3e) umístěné v centru.

3c: Plynová výtopna, centrum

Plynové kotelny jsou z technického hlediska jednodušší a provozně méně náročné. Klíčové je vybudování plynovodní přípojky. V tomto případě je uvažováno napojení na cca 100 m vzdálenou regulační stanici na trase VTL plynovodu. Dále by bylo třeba vypracovat detailní studii připojitelnosti, jelikož denní rezervovaná kapacita pro plynovou výtopnu by činila zhruba 5 250 m^3/den.

3d: Plynová kogenerace, centrum

Kvůli instalaci kogenerační jednotky se kotelna stává mírně technologicky složitější a provozně náročnější. V tomto scénáři dále dojde k navýšení potřebné denní kapacity na hodnotu až 6 850 m^3/den. Kvůli vyvedení výkonu KGJ je třeba provést studii připojitelnosti do DS elektrické energie.

3e: Kombinace, centrum

Tato varianta kombinuje kotle na dřevní štěpku s plynovou kogenerační jednotkou. Z provozního hlediska se jedná o technicky nejnáročnější celek. Vedle dostupnosti biomasy je třeba provést analýzu kapacity DS zemního plynu. Potřebná denní rezervovaná kapacita tohoto zdroje činí zhruba 3 200 m^3/den. Potřebné roční množství dřevní štěpky činí 935 t/rok.

Pro přívod tepla ze zdroje do stávající CVS by muselo být vybudováno zcela nové potrubí o délce cca 180 m, jehož trasa by vedla skrze chodníky a pozemní komunikace.

6.1.3 Varianta 4: Decentrální zdroj tepla

Decentrální varianta uvažuje vybudování 2 zdrojů tepla v různých lokalitách, tj. „rozpad“ systému CZT na 2 části napájené vlastním zdrojem. Výhodou decentralizace je snížení délky potrubí, která potřebuje zrekonstruovat. Mezi technické nevýhody lze zařadit nutnost předimenzování vlastních zdrojů.

Zdroj tepla pro větve V1 a V3 lze umístit do CVS. Pro rozvod tepla může být s malými úpravami využito současné zařízení CVS. Dále by bylo třeba vypracovat detailní studii připojitelnosti

k místnímu NTL plynovodu, jelikož denní rezervovaná kapacita pro tuto plynovou kotelnu by činila zhruba 3 500 m^3/den. Pro připojení k DS EE lze využít stávající způsob připojení.

Pro odběratele připojené k větvi č. 2 by byla vybudována nová kotelna s plynovými kotli a plynovou kogenerační jednotkou. V této lokalitě lze rovněž realizovat připojení k místní síti NTL plynovodu. Opět by bylo třeba posoudit kapacitu DS ZP s ohledem na potřebnou denní rezervovanou kapacitu tohoto odběrného místa ve výši cca 2 000 m^3/den. Kvůli vyvedení výkonu KGJ je nutné provést studii připojitelnosti do DS EE. Dále doporučujeme pro tuto lokalitu vypracovat hlukovou studii a případně zajistit potřebné konstrukční úpravy pro odhlučnění KGJ.

6.2 Ekonomické vyhodnocení variant

Z ekonomického hlediska porovnáváme varianty na základě provozní a investiční náročnosti a zejména pak dle ekvivalentní měrné ceny tepla. Následující porovnání jsou souhrnem detailních tabulek prezentovaných v předchozí kapitole.

6.2.1 Investiční a provozní náročnost

Přehled celkové sumy všech investic potřebných pro realizaci dané varianty nabízí tabulka níže. Nejnižší investiční náklady náleží scénářům, které zachovávají současný stav. V případě výstavby vlastního zdroje tepla je investičně nejméně náročná decentrální varianta. Hlavním důvodem jsou nižší investice do rekonstrukce teplovodného potrubí (menší potřebná délka). Biomasová výtopna je oproti plynové investičně výrazně dražší. Důvodem je zejména složitější technologie zajišťující přísun paliva. Nejvyšší investice je třeba vynaložit v centrální variantě dvoupalivového zdroje kombinujícího spalování biomasy v kotlích a plynu v KGJ. Tyto vyšší investice jsou částečně vykompenzovány provozními podporami a výnosy z prodeje elektrické energie. Poměrně velkou část investic u všech variant tvoří investice na rekonstrukci rozvodů tepla. V případě rekonstrukce celé větve V2 i V3 (centrální koncepce CZT) činí tyto náklady 21 mil. Kč. Vliv získání dotace na rekonstrukci na měrnou cenu tepla je diskutován v následující sekci.

Tabulka 19: Přehled investičních nákladů a provozních nákladů a výnosů strategických variant

Varianta		Celkové investice	Provozní náklady	Provozní výnosy
		Kč	Kč/rok	Kč/rok
Výchozí	**Současný stav**	-	9 180 984	-
	Současný stav + dopln.*	200 000	9 767 320	-
	Dtto po rekonstrukci	21 250 000	8 705 134	-
Centrální zdroj	**BIO_pz**	63 020 000	8 845 424	1 148 265
	BIO_c	63 680 000	8 758 425	1 124 127
	PLYN_c	37 332 650	10 264 103	-
	PLYN KVET_c	56 736 770	13 379 732	6 695 481
	BIO KVET_c	83 437 000	12 991 375	7 241 322
Decentrální zdroj	**PLYN KVET**	36 609 100	10 914 056	1 868 688

** Varianta odpovídající současnému stavu při doplňování vody do rozvodů na vlastní náklady.*

Provozně nejlevnější je varianta, která zachovává současný stav, ale uvažuje rekonstrukci rozvodů tepla. Důsledkem rekonstrukce se sníží množství potřebného tepla na vstupu do CZT a náklady na opravu rozvodů. Co se pouze provozu týče, jsou biomasové kotelny provozně náročnější a nákladnější. Palivové náklady jsou však nižší, a tudíž ve výsledku i celkové provozní náklady. Z tabulky výše plyne, že provozní náklady KVET jsou vyšší v porovnání s čistě

výtopenským režimem. Nárůst provozních nákladů je však zhruba poloviční v porovnání s nárůstem provozních výnosů. Celkovou provozní ekonomiku tedy instalace KGJ zlepšuje.

6.2.2 Ekvivalentní cena tepla

Ekvivalentní měrná cena tepla zohledňuje provozní a investiční náročnost diskutovanou výše. Tato hodnota neudává skutečnou cenu tepla dle CR ERÚ, ale dobře reprezentuje ekonomičnost dané varianty, a tudíž je vhodná pro porovnávání variant mezi sebou. Jak již bylo zmíněno v předchozích kapitolách, měrná cena tepla je stanovena pro rok 2023.

Tabulka 20: Ceny tepla sledovaných strategických variant

Varianta		Měrná cena tepla	Rozdíl vůči výchozí variantě	Rozdíl vůči výchozí variantě
		Kč/GJ	Kč/GJ	%
Výchozí	**Současný stav**	545,1	0	0
	Současný stav + dopln.*	576,9	+32	+6
	Dtto po rekonstrukci	595,0	+50	+9
Centrální zdroj	**BIO_pz**	689,4	+144	+26
	BIO_c	688,4	+143	+26
	PLYN_c	734,8	+190	+35
	PLYN KVET_c	613,4	+68	+13
	BIO KVET_c	658,3	+113	+21
Decentrální zdroj	**PLYN KVET**	667,5	+122	+22

** Varianta odpovídající současnému stavu při doplňování vody do rozvodů na vlastní náklady.*

Tabulka výše uvádí srovnání vybraných variant vůči měrné ceně tepla v případě setrvání v současném chodu THMNS. Z tabulky vyplývá, že v současném stavu je dosažena nejnižší měrná cena tepla. Vzhledem k možnosti ukončení dodávek tepla z teplárny Vřesová je vhodné zvážit i možnosti vybudování vlastního zdroje tepla. **Nejnižší měrné ceny tepla je dosaženo v případě vybudování centrálního zdroje tepla, který pracuje v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla a spaluje zemní plyn (PLYN KVET_C) a dále je to varianta kombinace spalování biomasy s plynovou kogenerační jednotkou (BIO KVET_C). Z tohoto důvodu doporučujeme především sledovat tyto varianty jako případnou náhradu současných dodávek tepla. Zároveň tyto varianty jsou blíže sledovány i v další analýze.**

Vyšší měrná cena tepla všech variant vůči stávající je způsobena mj. uvažovanou rekonstrukcí rozvodů větve V2 a V3. Investice na rekonstrukci celé větve V2 a V3 činí 21 mil. Kč a měrnou cenu tepla navyšuje o 74 Kč/GJ. V sekci 7.2 je analyzován vliv dotace na výslednou cenu tepla.

6.2.3 Citlivostní analýzy

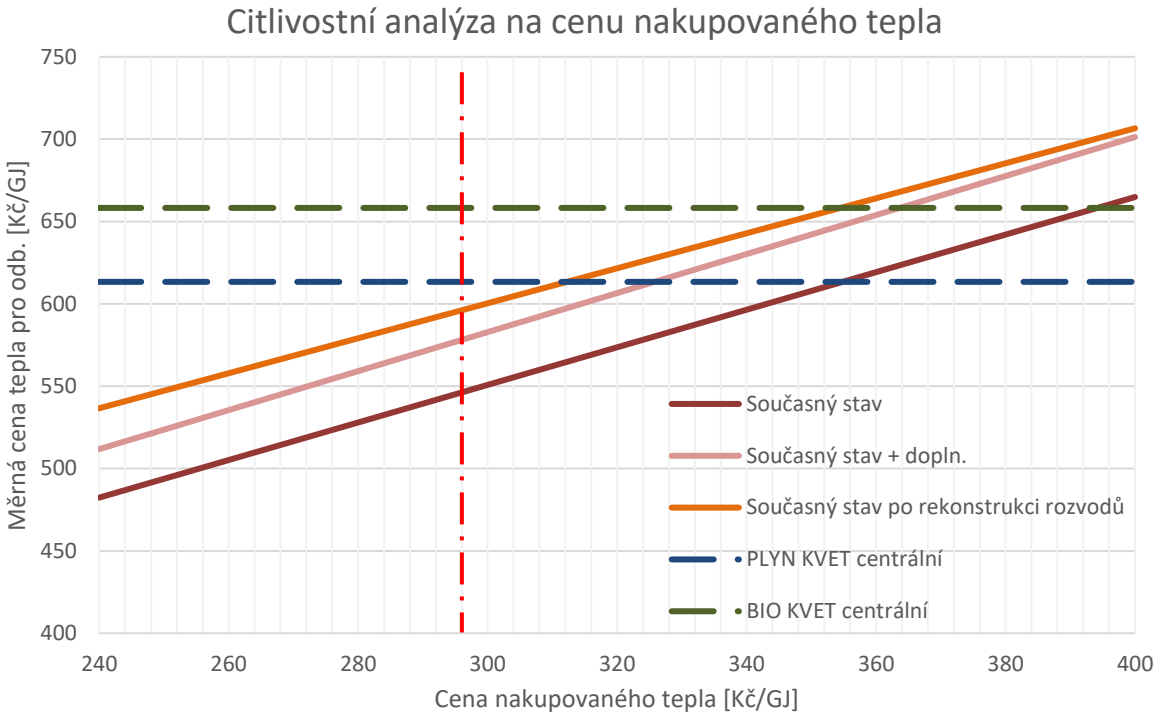
Ceny komodit představují klíčové vstupy do našeho ekonomického modelu. Vzhledem k měnícím se cenám komodit na trhu a obtížné predikovatelnosti těchto změn jsou dále vytvořeny citlivostní analýzy. Tyto analýzy ukazují, jak moc jsou jednotlivé varianty citlivé na změnu některých vstupních hodnot (typicky změna ceny paliva). Dalším dílčím závěrem z citlivostních analýz jsou mezní hodnoty, při nichž dojde ke změně pořadí variant. Citlivostní analýzy níže mění vždy jen jeden vstup do ekonomického modelu, ostatní jsou zachovány konstantní.

<u>Citlivostní analýza na cenu tepla z externího zdroje</u>

Teplo je pro CZT v NS nakupováno pouze ve variantě č. 1 (Současný stav). Dodavatelem tepla je společnost SUTE (SUAS – Teplárenská, s.r.o.), přičemž teplo pochází z uhelné teplárny Vřesová. Teplárna Vřesová spadá do systému emisního obchodování (EU ETS). Vzhledem

k principu fungování EU ETS (viz sekce 2.1), kdy každoročně klesá počet obchodovatelných emisních povolenek, bude jejich cena do budoucna sj. narůstat. Růst plateb za emisní povolenky se projeví do cenotvorby tepla pro odběratele, tj. i CZT v NS. Graf na obrázku níže zobrazuje, jak se změna ceny nakupovaného tepla pro CZT v NS projeví na měrné ekvivalentní ceně dané varianty.

Obrázek 12: CA na výši ceny nakoupeného tepla



Červeně zvýrazněná čára odpovídá ceně tepla pro rok 2023 uvažované v našem ekonomickém modelu, tj. 295 Kč/GJ. Z grafu vyplývá, že závislost na ceně nakoupeného tepla je poměrně výrazná. Vzrůst ceny tepla má na ekonomiku CZT v NS menší dopad po rekonstrukci rozvodů, jelikož se sníží ztráty, a tedy i objem odebraného tepla od SUTE.

Pro referenci a lepší orientaci jsou v grafu dále uvedeny i varianty, v nichž teplo vyrábí vlastní zdroj (čárkovaně). **Z tohoto porovnání vyplývá, že setrvávat v současném stavu se vyplatí do ceny nakupovaného tepla zhruba do 356 Kč/GJ.** Poté již začíná být ekonomicky efektivnější výstavba vlastního centrálního plynového zdroje pracujícího v režimu KVET.

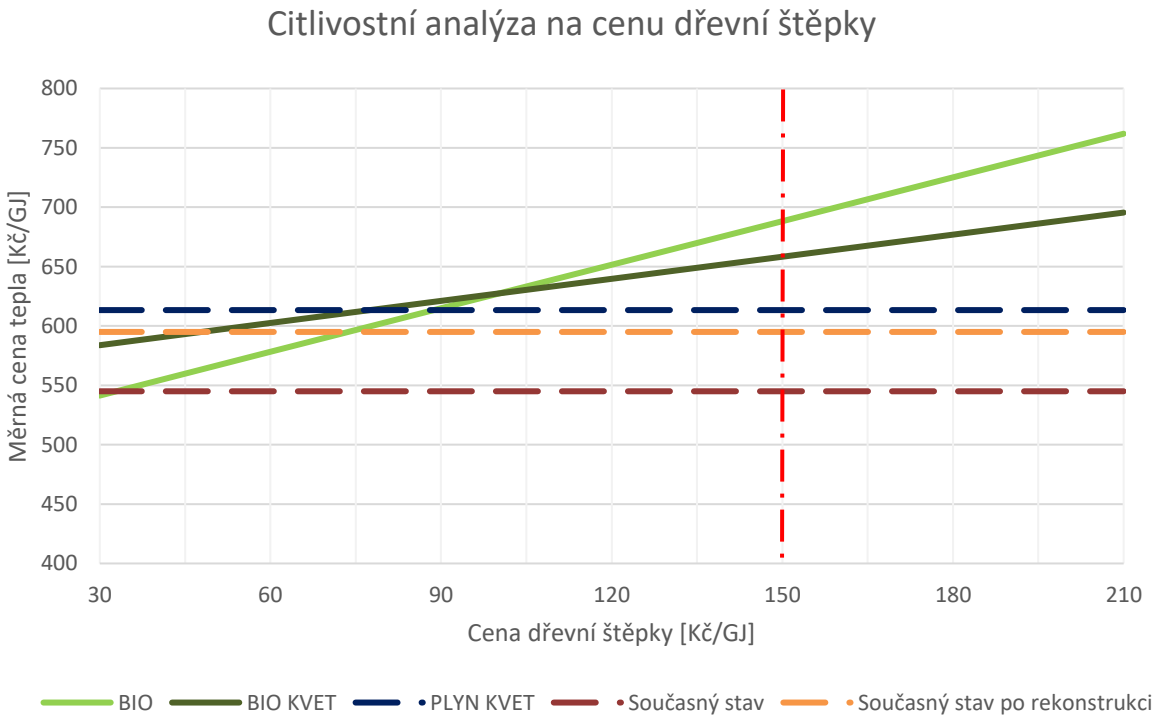
Výše uvedená cena tepla je platná pouze do té doby, kdy ze strany SUTE nebude účtována cena doplňované vody a tepla do stávající rozvodů tepla. Pokud by tomu tak nebylo, tak je vhodné až technicky nutné provést rekonstrukci části stávajících rozvodů tepla, které jsou v nevyhovujícím stavu. **Provedeme-li tudíž porovnání varianty, která zachovává současný chod CZT a zahrnuje i rekonstrukci rozvodů (oranžově), s centrální plynovou teplárnou, která zahrnuje také rekonstrukci rozvodů tepla, vyplatí se setrvávat u dodávek tepla z externí teplárny do ceny tepla ve výši 312 Kč/GJ.**

<u>Citlivostní analýza na cenu biomasy</u>

Palivové náklady představují značnou část ročních provozních nákladů. V této citlivostní analýze se zaměřujeme na cenu dřevní štěpky. V grafu níže je zobrazena citlivost biomasových variant na změnu ceny dřevní štěpky (udávané v Kč/GJ). Červená čára opět znázorňuje současnou cenu nákupu biomasy (včetně dopravy) uvažovanou v našem ekonomickém modelu.

Ve variantách využívajících pouze biomasu roste výsledná měrná cena tepla se změnou ceny dřevní štěpky poměrně prudce. Jedná se o zcela biomasové kotelny BIO_pz a BIO_c, které se liší pouze umístěním (průmyslová zóna, centrum), a jsou reprezentovány pouze jednou křivkou (BIO). U dvoupalivové centrální varianty BIO KVET, která kombinuje spalování dřevní štěpky v kotlích a dále plynovou kogenerační jednotku, se změna ceny dřevní štěpky na ekvivalentní měrné ceně tepla projeví méně. Při ceně dřevní štěpky menší než 100 Kč/GJ začíná být výhodnější čistě biomasová varianta. V našem ekonomickém modelu uvažujeme cenu dřevní štěpky 150 Kč/GJ (červeně zvýrazněno).

Obrázek 13: CA na výši ceny dřevní štěpky



Čárkovaně jsou opět zvýrazněny referenční varianty. Pouze u cen dřevní štěpky nižší než 90 Kč/GJ začínají být biomasové varianty ekonomicky výhodnější než varianta PLYN KVET, popř. současná varianta s rekonstrukcí. Cena dřevní štěpky pod úrovní 110 Kč/GJ je však velmi málo pravděpodobná. V předešlých 2 letech se cena dřevní štěpky sice pohybovala zhruba na této úrovni, ale jednalo se o historicky nejnižší ceny. Naopak se do budoucna předpokládá nárůst ceny dřevní štěpky na trhu z důvodů její omezené dostupnosti a zvyšující se poptávky.

V případě biomasových zdrojů tepla či jejich kombinaci by docházelo k nižší ceně tepla oproti současnému stavu jen za předpokladu nákupu biomasy pod na úrovní cca 50 Kč/GJ.

Pokud by část potřebné dřevní štěpko zajistilo Město NS z vlastních zdrojů, došlo by ke snížené průměrné (vážené) ceny dřevní štěpky. Výsledná cena štěpky při využití různého množství štěpky z vlastních zdrojů je k vidění v tabulce níže. Podle této výsledné ceny se lze orientovat v grafu výše. Pro jednoduchost zanedbáváme práce spojené se získáním a zpracováním dřevní štěpky a uvažujeme, že dřevní štěpka z vlastních zdrojů je zcela zdarma. Roční spotřeba dřevní štěpky pro centrální biomasovou výtopnu (BIO) činí 1846 t/rok, pro centrální biomasovou teplárnu (BIO KVET) pouze 935 t/rok.

Tabulka 21: Průměrná vážený cena dřevní štěpky při využití vlastních zdrojů

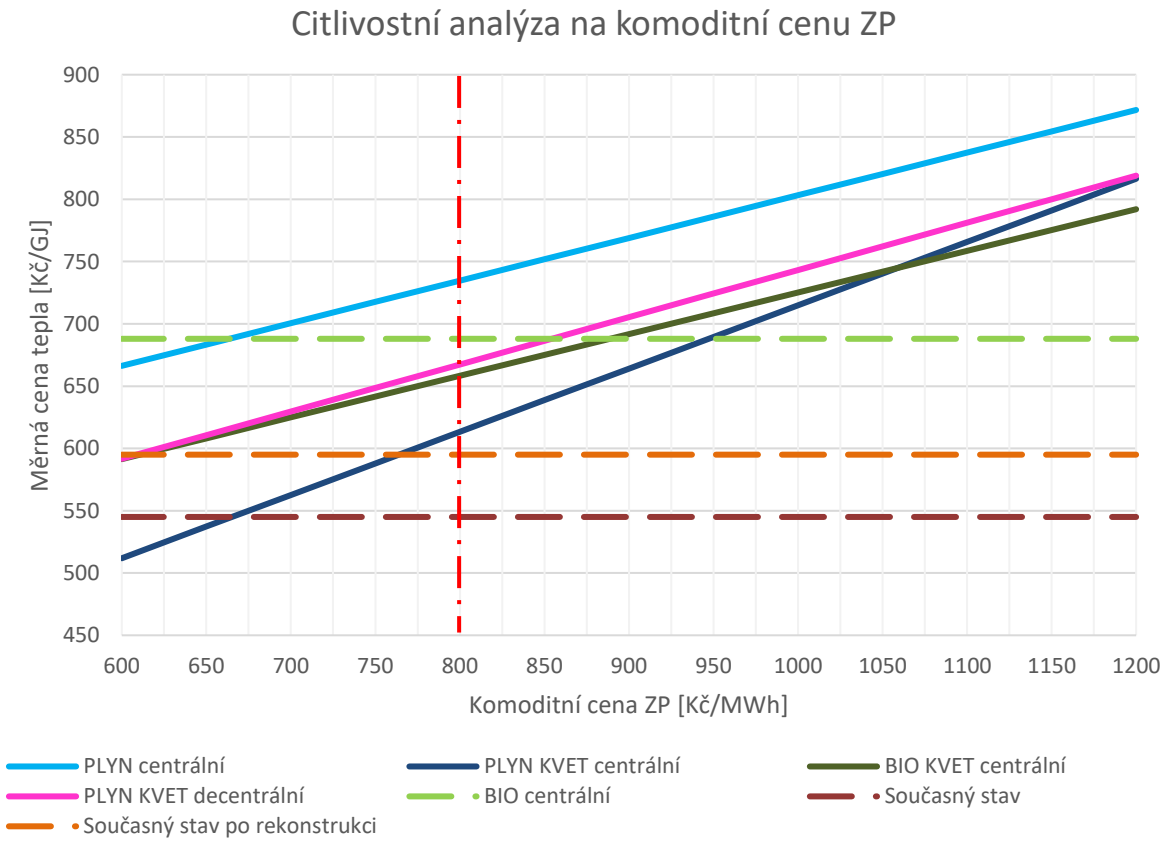
Množství vlastní dřevní štěpky [t/rok]	Vážená cena dřevní štěpky [Kč/GJ]	
	Varianta BIO	Varianta BIO KVET
0	150	150
100	142	134
200	134	118
300	126	102
400	117	86
500	109	70
600	101	54
700	93	38
800	85	22
900	77	6

Výhodnost spalování biomasy by bylo možné dosáhnout až při zajištění cca 600 - 700 t/rok vlastní biomasy. Z tohoto důvodu doporučujeme případně ověřit dostupnost vlastní biomasy.

Citlivostní analýza na komoditní cenu ZP

Dalším uvažovaným palivem je zemní plyn. Níže je vypracována citlivostní analýza na výši komoditní ceny ZP. Další složky plateb za zemní plyn jsou regulované a jejich hodnota je stabilní. Červená čerchovaná svislice znázorňuje cenu komoditního plynu, kterou dle futures kontraktů na burze pro rok 2023 uvažujeme v našem ekonomickém modelu, tj. 800 Kč/MWh.

Obrázek 14: CA na výši komoditní ceny zemního plynu



Graf zobrazuje, jak se změní měrná cena tepla dané varianty v případě změny komoditní ceny ZP. Nejnižší měrné ceny tepla (z plynových variant) dosahují varianty pracující v režimu KVET. Při komoditní ceně ZP menší než 1 075 Kč/MWh vychází ekonomicky nejlépe centrální plynová varianta PLYN KVET. Pro vyšší komoditní cenu ZP dosahuje (z plynových variant) nejnižší ekvivalentní cenu tepla varianta kombinující kotle na dřevní štěpku a plynovou kogenerační jednotku (BIO KVET). Jedná se o dvoupalivovou variantu, a tudíž je závislost na ceně jednoho paliva nižší. Výše provedená citlivostní analýza dále ukazuje, že i při vysoké komoditní ceně ZP se vyplatí pořízení plynové kogenerační jednotky, tj. měrná cena centrální varianty využívající výhradně plynové kotle je vždy vyšší než pro centrální plynovou variantu kombinující plynové kotle s KGJ.

Pro referenci a porovnání jsou čárkovaně vyneseny měrné ceny tepla variant na plynu nezávislých. **Pro komoditní cenu ZP nižší než 660 Kč/MWh je nejvýhodnější variantou ze všech možností směřování THMNS centrální varianta PLYN KVET. Reálně před rokem 2020 bylo dosaženo této ceny ZP i dokonce nižší. V současné době se pohybuje cena zemního plynu výrazně výše, ale je možné, že cena zemního plynu na tuto hranici opět klesne. Jelikož cena plynu je dneska dána především politickým děním ve světě nedá se zaručeně stanovit budoucí cenu zemního plynu na trhu, což je největší riziko v rámci plynových variant. Naopak se jedná o největší příležitost ze všech sledovaných vlastních zdrojů tepla.**

Pro komoditní cenu nižší než 770 Kč/MWh se rovněž vyplatí výstavba plynového centrální zdroje PLYN KVET oproti variantě „Současný stav po rekonstrukci rozvodů tepla“. Při ceně ZP vyšší než 950 Kč/MWh začne být ekonomicky výhodnější výroba tepla v centrální biomasové výtopně.

Citlivostní analýza na komoditní cenu elektrické energie

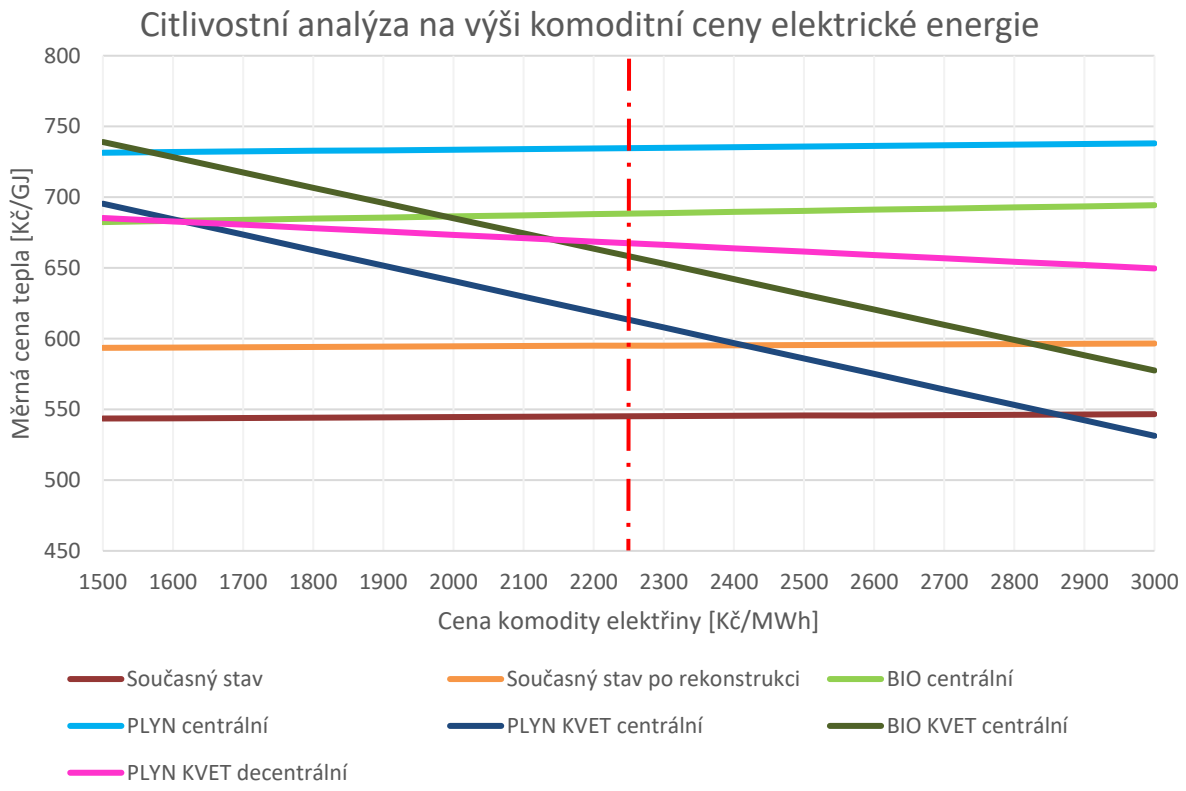
Do ekonomického modelu vstupuje komoditní cena elektřiny ve dvou podobách. Jednak do provozních nákladů, jakožto komoditní část plateb za EE pro pokrytí vlastní spotřeby zdroje tepla, jednak ve formě výnosů z prodeje elektřiny ve variantách zdrojů pracujících v režimu KVET. Na základě konzervativního přístupu uvažujeme, že výkupní cena EE odpovídá zhruba 90 % z komoditní ceny pro nákup elektřiny pro vlastní spotřebu, tj. mírně podhodnocujeme výnosy. Komoditní cenu dle futures kontraktů na rok 2023 uvažujeme v našem ekonomickém modelu ve výši 2250 Kč/MWh (znázorněno červenou čerchovanou čarou).

Ve variantách, v nichž nedochází k prodeji vyrobené elektrické energie, tj. současný stav, plynová centrální výtopna a biomasová centrální výtopna, se růst cen elektřiny nijak výrazně neprojevuje. Nejvýraznější vzrůst měrné ceny tepla je u biomasové výtopny, jelikož biomasové kotelny mají vyšší vlastní spotřebu EE než plynové.

Ve variantách vlastních zdrojů tepla pracujících v režimu KVET se měrná cena tepla s rostoucí komoditní cenou elektřiny snižuje. Platby za EE pro VS kotelny rostou, nicméně plynová kogenerační jednotka značnou část VS pokrývá. Mnohem více se tudíž projeví nárůst výnosů za prodej elektrické energie.

Pro nižší komoditní cenu EE než 1 600 Kč/MWh je z vlastních zdrojů tepla ekonomicky nejvýhodnější centrální biomasová výtopna, ale výrazné snížení ceny elektřiny na trhu se nepředpokládá. Při vyšší komoditní ceně EE začnou být podvarianty v režimu KVET ekonomicky efektivnější. Při ceně EE vyšší než 2 400 Kč/MWh začne být provoz zdroje ve variantě PLYN KVET ekonomicky efektivnější než nakupování tepla z externí teplárny (varianta Současný stav po rekonstrukci).

Obrázek 15: CA na výši komoditní ceny elektřiny



<u>Vícedimenzionální citlivostní analýzy</u>

Výše provedené CA byly pro jednoduchost a přehlednost pouze jednodimenzionální, tj. měnil se pouze jeden vstup do ekonomického modelu. V reálném případě se však mění všechny vstupu a některé z nich jsou navíc provázány. Jedná se zejména o cenu ZP a EE na trhu. S rostoucí komoditní cenou ZP roste měrná cena tepla všech plynových variant (viz CA výše). Při rostoucích cenách ZP rostou na burze i ceny EE, a tudíž v případě variant zahrnujících kogenerační jednotku dochází ke snižování měrné ceny tepla. Instalace KGJ má na měrnou cenu tepla výrazný stabilizační účinek.

6.3 Environmentální vyhodnocení

V environmentálním hodnocení jsou nejprve sledovány celkové vypuštěné emise jednotlivých variant provozu THMNS. Sledovány jsou pouze varianty zahrnující provozování vlastního zdroje tepla. Pro výchozí variantu (současný stav) nelze vzhledem k nedostatku informací o provozu a technologii teplárny Vřesová určit výši emisí. Dále do environmentálního zhodnocení na tomto místě není zařazena varianta uzavření THMNS, tj. výstavba domovních kotelen, jelikož není jisté, jaká paliva by odběrná místa zvolila. Zhodnocení dopadu této varianty na životní prostředí bylo provedeno zvlášť, v příslušné kapitole výše.

Tabulka 22: Lokální vyhodnocení vypuštěných emisí vlastními zdroji tepla pro THMNS

Varianta		Znečišťující látka			
		CO_2*	TZL	NO_x	SO_2
		t/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Centrální zdroj	BIO_pz	-	18,33	788,30	137,36
	BIO_c	-	17,95	771,73	134,47
	PLYN_c	1 153,88	4,16	358,85	0,02
	PLYN KVET_c	1 711,58	6,17	532,30	0,03
	BIO KVET_c	1 126,99	13,16	741,47	68,15
Decentrální zdroj	PLYN KVET	1 281,06	4,62	398,40	0,02

** V současné legislativě je biomasa označena jako CO_2 neutrální.*

Z lokálního hlediska dosahuje nejnižších emisí čistě plynový zdroj. Emise uvedené v tabulce výše však zohledňují pouze emise vypuštěné zdrojem tepla. Pokud budeme chtít porovnat jednotlivé varianty také z globálního hlediska, je nutné zahrnout spotřebu a výroby elektřiny. V případě, kdy daná varianta dodává elektřinu do distribuční soustavy, tak v podstatě „šetří“ vyprodukované emise z globálního hlediska, jelikož elektřina nemusí být vyráběna v jiném zdroji. Naopak je uvažováno v případě spotřeby elektřiny příslušné varianty z distribuční soustavy. Na základě energetického mixu jsou pak stanoveny emisní faktory pro elektřinu. V následující tabulce je pak provedeno globální vyhodnocení variant zdrojů tepla pro NS.

Tabulka 23: Globální vyhodnocení vypuštěných emisí vlastními zdroji tepla pro THMNS

Varianta		Znečišťující látka			
		CO_2*	TZL	NO_x	SO_2
		t/rok	kg/rok	kg/rok	kg/rok
Centrální zdroj	BIO_pz	130,96	23,94	874,74	265,47
	BIO_c	128,90	23,47	856,81	260,57
	PLYN_c	1 225,24	7,22	405,95	69,82
	PLYN KVET_c	-247,74	-77,67	-760,95	-1 916,55
	BIO KVET_c	-803,18	-69,43	-532,53	-1 819,91
Decentrální zdroj	PLYN KVET	850,06	-13,82	113,93	-421,57

** V současné legislativě je biomasa označena jako CO_2 neutrální.*

V případě záporných dílčích emisí jednotlivých variant provozu dochází z globálního hlediska k úspoře emisí. Z tohoto pohledu vycházejí plynové či kombinované (biomasa + plyn) varianty s přidruženou výrobou elektřiny globálně nejpříznivěji.

Pro stanovení skutečného dopadu daného zdroje na imisní situace v lokalitě by byla třeba provést podrobná Rozptylová studie. Důležitým faktorem je v tomto případě výška komína, v níž jsou emise vypouštěny. Z tohoto hlediska mají na imisní situaci v lokalitě největší vliv dvě varianty, a to především scénář uzavření THMNS (podrobně zhodnoceno v sekci 5.2) a scénář decentrální koncepce CZT. V případě centrálního zdroje tepla dojde k výstavbě jednoho komína o větší výšce v porovnání s okolními budovami a vypouštěné emise se budou podílet na lokální imisní situaci menší měrou.

6.4 Stanovení doporučeného scénáře

Na základě výše provedeného multikriteriálního hodnocení z technického, systémového, ekonomického a environmentálního hlediska doporučuje zpracovatel této studie zachovat

současný systém zásobování teplem, tj. provozování systému CZT při odebírání tepla z externího zdroje, teplárny Vřesová. Toto je podmíněno tím, že cena nákupu tepla nepřekročí hranici 356 Kč/GJ (při neúčtování nákladů na doplňovanou vodu do rozvodů tepla ze strany SUAS) či nebude plánováno uzavření teplárenského zdroje Vřesová.

Z ekonomického hlediska se v případě současného provozu jedná o nejvýhodnější variantu. Tato varianta je investičně a provozně nejméně náročná, a tudíž dosahuje i nejnižší ekvivalentní ceny tepla, konkrétně 545 Kč/GJ (uvažováno pro rok 2023). Z environmentálního hlediska je vyhodnocení této varianty komplikovanější. Přesné vyčíslení emisí není vzhledem k nedostatku informací o teplárně Vřesová (technologie kotlů, stupeň odsíření spalin a podob.) možné. Teplárna Vřesová spaluje především hnědé uhlí, jehož emisní faktory jsou oproti biomase a zemnímu plynu vyšší. Na druhou stranu jsou tyto emise vypouštěny zhruba 5,5 km daleko od města NS. Navíc z globálního hlediska zlepšuje celkovou emisní bilanci přidružená výroba elektřiny.

Z technického a systémového hlediska doporučujeme provést rekonstrukci rozvodných větví V2 a V3, které se nacházejí v dezolátním stavu a vykazují velmi vysoké tepelné ztráty. Ideální je využití dotace na rekonstrukci rozvodů, jelikož by se měrná ekvivalentní cena tepla dostala zhruba na úroveň současných hodnot (více o možnosti získání dotace v sekci 7.2). Zároveň rekonstrukci je možné realizovat v co nejkratším časovém horizontu. Následně až bude identifikováno, že je výhodnější vlastní zdroj, tak je možné realizovat nejvýhodnější centrální varianty zdroje, které budou tyto rozvody tepla využívat. Tímto způsobem se i zkrátí doba realizace vlastního zdroje tepla, kdy budou dodávky tepla ze SUAS nevýhodné či budou ukončeny. Doporučovanou variantou je tudíž varianta 1 (Současný stav) v podvariantě c, která přidává rekonstrukci teplovodního potrubí s dotací.

6.4.1 Alternativa

Z dlouhodobějšího hlediska je vhodné sledovat i alternativní varianty. Důvodem může být ukončení dodávek tepla ze strany SUAS nebo zvyšování cen tepla ze strany SUAS. I v případě, že by SUAS ukončil provoz uhelné teplárny Vřesová, může teplo dodávat paroplynová elektrárna, která se nachází ve stejném areálu. Dodávky tepla z externí teplárny se vyplatí do výše ceny nakupovaného tepla 356 Kč/GJ (při neúčtování nákladů na doplňovanou vodu do rozvodů tepla ze strany SUAS). Při vyšší ceně nakupovaného tepla dosahuje scénář zahrnující výstavbu vlastního centrálního plynového zdroje pracujícího v režimu KVET (PLYN KVET) nižší měrné ceny tepla.

V případě rozhodnutí opustit stávající variantu dodávek tepla od SUAS, doporučujeme jednoznačně sledovat varianty s centrálním zdrojem tepla, který pracuje v režimu KVET. Jedná se o již zmíněné varianty – čistě plynová varianta v režimu KVET 3d nebo varianta 3e, která kombinuje kotle na dřevní štěpku a plynovou kogenerační jednotku.

Z ekonomického a environmentálního hlediska představují centrální zdroje tepla s přidruženou výrobou elektřiny nejvýhodnější varianty. Obě tyto varianty jsou oproti kotelnám pracujícím v čistě výtopenském režimu provozně i investičně náročnější, nicméně tyto náklady jsou vykompenzovány výnosy z provozní podpory pro KVET či teplo z biomasy a také výnosy z prodeje elektrické energie. Technické řešení je vůči výtopenským variantám kvůli instalaci KGJ mírně složitější. Nicméně jedná se o zvládnutou a běžně používanou technologii.

7 KOMPLEXNÍ ZHODNOCENÍ DOPORUČENÝCH SCÉNÁŘŮ

V předchozí kapitole bylo provedeno vzájemné porovnání všech variant směřování THMNS. Na základě zvolených kritérií byl stanoven doporučený scénář. Jedná se o variantu zachovávající současný chod systému CZT v NS a přidávající rekonstrukci potřebných rozvodných větví tepla. V případě rozhodnutí vybudovat vlastní zdroj tepla doporučujeme sledovat zejména centrální varianty, které k výrobě tepla přidávají i přidruženou výrobu elektřiny.

7.1 SWOT analýza

Na následujících stranách je vypracována SWOT analýza. Jedná se o stručné vyhodnocení hlavních rysů sledovaných variant pomocí 4 kategorií: silné stránky, slabé stránky, příležitosti a hrozby (rizika). Do SWOT analýzy jsou zahrnuty jak kvantitativní, tak kvalitativní parametry.

Pro lepší vzájemné porovnání a zasazení do kontextu stavíme proti sobě ve SWOT analýze vždy 2 varianty. Jedná se o výchozí varianty: Současný stav (1a) vs. Současný stav + rekonstrukce (1c). Dále se jedná o varianty uvažující výstavbu centrálního zdroje tepla: PLYN KVET vs BIO KVET.

Silné a slabé stránky jednotlivých variant jsou veskrze shrnutím předchozího multikriteriálního vyhodnocení. Příležitosti pro zlepšení variant představuje zejména možnost získání dotace. Dotacím je věnována sekce 7.3. Zmíněné hrozby (rizika) jsou dále analyzovány ve vlastní podkapitole.

Varianty	Výchozí varianta		Vlastní centrální zdroj tepla	
	Současný stav	Současný stav + rekonstrukce	PLYN KVET	BIO KVET
Silné stránky	• Bez investic • Nejnižší ekvivalentní měrná cena tepla	• Nejnižší provozní náklady • Nízké tepelné ztráty v rozvodech • Nižší náklady na opravu a údržbu CZT	• Vysokoúčinná výroba tepla v režimu KVET • Nižší ekvivalentní měrná cena tepla • Stabilizace ceny tepla díky výrobě elektřiny • Nízké tepelné ztráty v rozvodech • Nižší mzdové náklady • Provozně levnější	• Vysokoúčinná výroba tepla v režimu KVET • Dvoupalivová varianta – menší závislost na změnách cen paliv • Stabilizace ceny tepla díky výrobě elektřiny • Nízké tepelné ztráty v rozvodech
Slabé stránky	• Vysoké tepelné ztráty v rozvodech • Časté poruchy na rozvodech tepla	• Vyšší investice	• Nejvyšší palivové náklady • Nutnost zajištění pozemku	• Vyšší investice • Nutnost zajištění skladování a dopravy biomasy • Vyšší lokální emise TZL, NO_x a SO_2 • Navýšení personálu (mezd) • Provozně náročnější • Nutnost zajištění pozemku
Příležitosti		• Možnost získání dotace na rekonstrukci rozvodů tepla	• Možnost získání dotace na rekonstrukci rozvodů tepla • Možnost získání dotace na výstavbu zdroje	• Možnost získání dotace na rekonstrukci rozvodů tepla • Možnost získání dotace na výstavbu zdroje • Možnost "levné" biomasy z vlastních zdrojů

Varianty	Současný stav	Současný stav + rekonstrukce	PLYN KVET	BIO KVET
Hrozby	• Zpřísňování podmínek spalování uhlí či zákaz spalování uhlí • Ukončení činnosti teplárny Vřesová • Růst ceny nakupovaného tepla • Výpadky dodávek tepla na poškozených větvích • Zrušení úmluvy o doplňování vody zásadně ovlivní provozní ekonomiku	• Zpřísňování podmínek spalování uhlí či zákaz spalování uhlí • Ukončení činnosti teplárny Vřesová • Růst ceny nakupovaného tepla	• 100 % závislost na zemním plynu • Omezená kapacita DS zemního plynu (třeba přezkoumat) • Nemožnost zajištění zvoleného pozemku • Výběr pozemku, v jehož blízkosti se nenachází VTL plynovod • Ukončení provozní podpory KVET • Zavedení uhlíkové daně	• Nedostatek biomasy (třeba přezkoumat dostupnost) • Nezískání dvojí provozní podpory (na EE z KVET a teplo z OZE) • Nemožnost zajištění zvoleného pozemku • Výběr pozemku, v jehož blízkosti se nenachází VTL plynovod • Ukončení provozní podpory KVET • Zavedení uhlíkové daně

7.2 Analýza rizik

V předchozích kapitolách byla zmíněna některá rizika, která mohou negativním způsobem ovlivnit ekonomičnost či proveditelnost dané varianty. Bližší rozbor těchto rizik nabízejí následující podkapitoly.

7.2.1 Výchozí varianta: Současný stav

Při volbě setrvání v současném chodu systému CZT představují největší rizika následující body.

- **Nevyhovující technický stav dvoutrubkového rozvodu**

Část rozvodného systému, konkrétně větve 2 a 3, se nacházejí v dezolátním stavu, který se projevuje jednak vysokými tepelnými ztrátami, jednak častými poruchami. Vzhledem k nekvalitnímu provedení tohoto dvoutrubkového rozvodu a přibývajícímu počtu poruch lze očekávat, že počet poruch bude do budoucna stále narůstat. Časté opravy se projeví negativně na provozní ekonomice systému CZT a v důsledku bude růst i cena tepla pro odběratele. Časté výpadky dodávek tepla mohou vést i k odpojování některých odběrných míst, což by mělo opět negativní dopad na cenu tepla.

Dvoutrubkový rozvod vykazuje velké doplňovací ztráty. V současné době společnost Teplárenská NS nehradí náklady spojené s doplňováním vody do rozvodů a jejím ohřevem na základě dohody s dodavatelem tepla (SUTE). Pokud by došlo ke zrušení této úmluvy, dojde ke zvýšení ceny tepla o 32 Kč/GJ. V případě provedení rekonstrukce rozvodů se objem doplňované vody do rozvodů zásadně sníží a následné zrušení úmluvy se takřka neprojeví na navýšení provozních nákladů, naopak snížením izolačních ztrát rekonstruované části se sníží objem nakupovaného tepla.

- **Růst cen tepla**

V současném stavu je tepelné hospodářství města NS plně závislé na dodávkách tepla z teplárny Vřesová. V porovnání s jinými lokalitami nakupuje Teplárenská NS teplo od SUTE za podprůměrné ceny. Důvodem je přidružená výroba elektřiny, která zlepšuje provozní ekonomiku teplárny Vřesová. Tabulka níže nabízí přehled cen tepla od SUTE bez DPH.

Roky	2018	2019	2020	2021	2022*
Cena tepla [Kč/GJ]	243,14	251,65	261,75	235,58	264,20

**Předběžná cena tepla pro rok 2022*

Teplárna Vřesová spaluje především hnědé uhlí a vztahuje se na ni povinnost nákupu emisních povolenek. Předpokládaný růst cen emisních povolenek do budoucna se projeví v cenotvorbě tepla pro NS. Z citlivostních analýz vyplývá, že setrvávat v současném stavu se vyplatí do ceny nakupovaného tepla zhruba ve výši 356 Kč/GJ. Poté již začíná být ekonomicky efektivnější výstavba vlastního centrálního plynového zdroje pracujícího v režimu KVET (var. PLYN KVET). Tato hodnota ceny tepla platí pouze tehdy, kdy by nebyly ze strany SUTE účtovány náklady na doplňovanou vodu včetně potřebného tepla, jelikož varianta „Současný stav“ nezahrnuje rekonstrukci rozvodů, zatímco centrální varianta PLYN KVET ano. Provedeme-li porovnání se současnou variantou zahrnující rekonstrukci rozvodů tepla, vyplatí se setrvávat u dodávek tepla z externí teplárny do ceny ve výši 312 Kč/GJ za dodané teplo.

- **Ukončení dodávek tepla ze strany SUAS**

Reálně nemůže nastat situace, že by současný provozovatel teplárny skončil tzv. „ze dne na den“, jelikož na tyto případy pamatuje energetický zákon, kde má každý držitel licence povinnosti nad rámec licence. Ve veřejném zájmu je pak zajištění takovýchto dodávek tepla, a

tudíž povinností současného provozovatele je provozování tohoto zdroje, dokud nebudou dodávky tepla zajištěny jiným způsobem. V extrémních případech může určit ERÚ jiného provozovatele. Otázkou je pak, jaký dopad by to mělo do ceny tepla a zároveň jaká by byla spolehlivost dodávek tepla. Energetický zákon pojednává o přechodném období 12 měsíců s možností prodloužení, avšak jedná se o krátký horizont, kdy by muselo dojít k vybudování vlastního zdroje (v případě uzavření THMNS všech vlastních zdrojů) s veškerou infrastrukturou. Z pohledu zpracovatele studie se jedná o velmi nepříznivý stav, kdy by uzavření teplárny mohlo znamenat výrazné zhoršení kvality života všech občanů v lokalitě vlivem nárůstu ceny tepla či špatné spolehlivosti dodávek tepla.

Budoucí provoz a životnost teplárny Vřesová

Dle dlouhodobé prognózy trhu s hnědým uhlím (dokument MPO) se očekává ukončení činnosti (popř. odchod od HU) pro teplárnu Vřesová v období 2036-2040. Uhelná komise v roce 2020 doporučila ukončit těžbu a spalování uhlí v ČR do roku 2038. Tento návrh vláda doposud neschválila a zadala uhelné komisi připravit scénáře pro dřívější ukončení těžby a spalování uhlí, konkrétně byl zmiňován rok 2033. Přesné a závazné datum tedy není v současné době známo.

Kromě politických rozhodnutí může dojít k ukončení provozu uhelných tepláren také vlivem ekonomických faktorů. Rostoucí cena emisních povolenek může způsobit situaci, kdy provoz uhelných zdrojů přestane být ekonomicky efektivní. Pokud nedojde k nějakému regulatornímu zásahu lze očekávat odstavování uhelných zdrojů dříve něž v roce 2038.

V energetickém komplexu Vřesová se nachází také paroplynová elektrárna (PPC Vřesová). Dle zprávy na webu SUAS došlo v letech 2018 a 2019 k rozsáhle modernizaci. Oba bloky paroplynové elektrárny jsou připraveny k provozu minimálně do roku 2035. Zpráva dále uvádí, že technologické rozvody ve Vřesové jsou plně připraveny na to, aby v případě potřeby bylo možné ze stávající uhelné teplárny přejít na nový zdroj, který by dodával teplo ve stejném množství a o stejných parametrech.[1]

V blízkosti areálu ve Vřesové bylo také vybudováno zařízení na mechanicko-biologickou úpravu odpadu. Toto zařízení bude připravovat alternativní palivo pro nový (plánovaný) energetický blok ve Vřesové, který konsorcium Sokolovské uhelné a SUEZ CZ připravuje. Do systému má být rovněž zapojena bioplynová stanice, která umožní využít biologické složky odpadů k výrobě elektrické energie a tepla.[2]

Z těchto informací plynou následující závěry:

- **Růst cen emisních povolenek pro uhelnou teplárnu Vřesová se promítne do cen tepla pro odběratele připojené k systému CZT v Novém Sedle. Při značném nárustu cen emisních povolenek lze očekávat ukončení činnosti uhelného zdroje dříve než v roce stanoveném vládou (rok 2033 nebo 2038).**
- **Pokud na trhu porostou emisní povolenky a zároveň poroste i cena silové elektřiny na trhu může se naopak navýšit ekonomický provoz současných uhelných zdrojů. Toto již nastává i v současné době, kdy naopak bývají starší uhelné zdroje znovu zprovozněny či u stávajících je navýšena jejich výroba.**
- **Při ukončení provozu uhelné teplárny Vřesová pravděpodobně nedojde k přerušení dodávek tepla do systémů CZT k ní připojených. Dodávky tepla, dle SUAS, může**

[1] https://www.suas.cz/10-suas/aktuality/925-sokolovska-uhelna-investuje-do-vyroby-tepla
[2] https://www.suas.cz/10-suas/aktuality/938-smlouva-o-konsorciu-sokolovske-uhelne-a-suez-cz

nahradit paroplynová elektrárna ve Vřesové či nové zdroje využívající upravený komunální odpad.

- **Změnou zdroje tepla pro systém CZT dojde i ke změně ceny tepla pro koncové odběratele. Výši „nové“ ceny tepla lze jen velmi těžko predikovat.**

7.2.2 Vlastní centrální zdroj tepla

V případě rozhodnutí vybudovat vlastního zdroj tepla sledujeme dvě centrální varianty: PLYN KVET a BIO KVET. Potenciální rizika představují zejména následující body.

- **Zajištění pozemku**

Riziko v případě výstavby centrálního zdroje tepla, který zahrnuje plynovou kogenerační jednotku, je nemožnost zajištění pozemku, který se nachází v blízkosti VTL plynovodu. Připojení k místní síti NTL či STL plynovodu způsobí navýšení plateb za ZP a tím dojde k navýšení koncové ceny tepla až o 20 Kč/GJ, ale technicky i legislativně je možné tento zdroj takto vybudovat. Zároveň připojení zdroje ke vzdálenému VTL plynovodu je spojeno s vyššími investičními náklady.

- **Dostupnost paliva**

V případě varianty PLYN KVET doporučujeme nejprve vždy ověřit dostupnou kapacitu distribuční soustavy ZP v konkrétním místě připojení či možnosti připojení do stávajících regulačních stanic VTL. V případě varianty BIO KVET se jedná jak o kapacitu DS ZP, tak o dostupnost dřevní štěpky.

- **Růst cen paliva**

Nevýhodou čistě plynové varianty PLYN KVET je 100% závislost na zemním plynu, která se projevuje silnou závislostí měrné ceny tepla této varianty na komoditní ceně ZP. Při komoditní ceně ZP menší než 660 Kč/MWh se centrální varianta PLYN KVET stává ekonomicky nejvýhodnější, resp. výhodnější než současný stav. Při ceně ZP menší než 770 Kč/MWh dosahuje měrná cena varianty PLYN KVET nižší hodnoty než varianty „Současný stav + rekonstrukce“. Naopak při ceně ZP vyšší než 950 Kč/MWh je ekonomicky výhodnější varianta s centrální biomasovou výtopnou bez využití zemního plynu.

Varianta BIO KVET je dvoupalivová, a tudíž vykazuje menší závislost na změně ceny jednoho z paliv. Zároveň při omezení dodávek jednoho paliva může být vyráběno teplo ve druhém zdroji tepla, které využívá jiné palivo. Cena dřevní štěpky může do budoucna růst, a to např. vlivem útlumu těžby po kůrovcové kalamitě nebo vlivem zvýšení poptávky. Vzhledem k plánovanému útlumu spalování uhlí lze očekávat, že mnoho zdrojů v Karlovarském kraji začne spalovat na biomasu. To by mohlo vést ke zvýšení ceny palivového dřeva a zhoršení jeho dostupnosti.

- **Ukončení provozní podpory**

Zelený bonus ve formě provozní podpory na elektrickou energii vyrobenou v režimu KVET se výrazně podílí na ekonomické efektivitě sledovaných variant. V plánované novele Zákona o podporovaných zdrojích se nepředpokládá, že dojde k výrazné změně financování podporovaných zdrojů, do nichž KVET patří. Naopak nová legislativa plánuje dodržet nárok na provozní podporu po celou životnost zdroje tepla či elektřiny, což dneska není v legislativě pevně ukotveno. Toto riziko lze tedy označit za nízké.

- **Zánik nároku na dvě provozní podpory**

Tento bod se týká pouze kombinované varianty BIO KVET. Podle zákona 165/2012 Sb. mají nárok na podporu výroby tepla z biomasy pouze provozovny vyrábějící teplo, nikoli elektřinu. Kombinovaný provoz využívající kotle na biomasu a plynovou kogenerační jednotku tudíž nemá nárok na provozní podporu výroby tepla z biomasy. Pro tuto variantu se jedná o poměrně značné výnosy, jejichž zrušení by vedlo ke vzrůstu měrné ceny tepla o 30 Kč/GJ.

V praxi se tato situace řeší administrativním oddělením výroby tepla z biomasy a z KGJ. V takovém případě provozují každý zdroj zvlášť odlišné právní entity, ideálně na různých pozemcích. Případně je možné zdroj provozovat jednou společností, ale je nutné mít vhodně rozděleny pozemky, tak aby bylo možné licencovat oba zdroje jako oddělené provozovny. Toto lze při vhodném nastavení projektu dodržet, jen je nutné v případě realizace této varianty na toto vždy pamatovat. Vícenáklady na toto formální oddělení se na celkové ekonomičnosti projektu zásadně neprojeví.

- **Zavedení uhlíkové daně**

Na případný vlastní zdroj tepla pro NS se systém emisního obchodování vztahovat nebude, jelikož potřebný tepelný příkon zdroje je menší než 20 MW. I malé zdroje by však mohla do budoucna postihnout uhlíková daň. Původní návrh Ministerstva financí České republiky předpokládal zdanění jedné tuny emisí CO_2 ve výši 15 EUR, ale nebyl schválen. Jelikož snahy o dekarbonizaci sektoru energetiky, a tedy i teplárenství, jsou značné, lze v budoucích letech očekávat zavedení zmiňované uhlíkové daně. V současné době se předpokládá centrální řešení pro celou EU.

Uhlíková daň by ovlivnila zdroje spalující zemní plyn, jelikož spalování biomasy je považováno za CO_2 neutrální a nebylo by touto daní postiženo. V současné době také není jisté, zda by se uhlíková daň vztahovala i na plynové kogenerační jednotky, jelikož se jedná o podporovaný zdroj energie. V celkovém důsledku lze říct, že zavedení uhlíkové daně by mělo vliv na veškeré vlastní zdroje tepla i pro domovní kotelny, pokud by se nejednalo o biomasové zdroje. Naopak cena dodávky tepla z teplárny Vřesové by na toto neměla mít vliv, jelikož tento zdroj již s emisními povolenkami obchoduje.

7.3 Možnosti získání dotací

V předchozí SWOT analýze byla u příležitostí plynoucích z jednotlivých variant zmíněna možnost získání dotací na rekonstrukci rozvodů tepla, popř. i na vybudování nového zdroje tepla pro NS. V následujících podkapitolách je zpracován přehled dotačních programů souvisejících s výstavbou či rekonstrukcí soustav zásobování tepelnou energií. Dále je posouzen vliv získání dotace na výslednou ekvivalentní cenu tepla. Nárok na získání dotací zmíněných níže je třeba ověřit s právníky či dotačními poradci.

7.3.1 Modernizace soustav zásobování tepelnou energií (HEAT)

Jedná se o program pro poskytování podpory z prostředků Modernizačního fondu spravovaný Státním fondem životního prostředí ČR. Pro Karlovarský kraj je stanovena přednostní alokace prostředků. Typy podporovaných projektů, které souvisejí se směřováním THMNS, jsou následující:

a) Rekonstrukce nebo náhrada zdroje tepla v SZTE se změnou palivové základny nebo typu energie na zemní plyn, včetně vysokoúčinné KVET ze ZP (neprioritní projekt).

b) Rekonstrukce nebo výstavba nových tepelných rozvodů v rámci soustavy zásobování tepelnou energií, včetně výměníkových stanic a systému měření a regulace, kdy rozvody nebudou v cílovém stavu na uhelném zdroji tepla.

Výše dotace v obou případech činí pro malé podniky až 70 % ze způsobilých výdajů. Při stanovování způsobilých výdajů pro bod a) je třeba zohlednit tzv. alternativní scénář, tj. scénář bez veřejné podpory, který je méně šetrný k životnímu prostředí. Způsobilé náklady potom tvoří rozdíl mezi náklady na realizaci projektu a náklady na realizaci alternativního scénáře.

Bod a) se týká variant zahrnujících výstavbu vlastního zdroje tepla. Projekty zaměřené na výstavbu nových zdrojů tepla, kdy realizací nedochází k modernizaci či náhradě stávajícího zdroje, nejsou v programu HEAT podporovány. Dle tohoto bodu by nový tepelný zdroj pro NS mohl být pravděpodobně podporován až po ukončení činnosti teplárny Vřesová. Nárok na dotaci dle tohoto bodu je nejistý a musel by být ověřen. Dále je třeba ověřit v jaké míře investiční dotace způsobí snížení provozních podpor.

Bod b) souvisí s potřebnou rekonstrukcí rozvodů tepla, konkrétně větví V2 a V3. Podmínky programu HEAT uvádí následující:

- Pokud jsou součástí SZTE zdroje spalující černé nebo hnědé uhlí je opatření na rozvodech způsobilé pouze v případě závazku žadatele, že zajistí zahájení realizace opatření (uzavření smlouvy o dílo) spojených se změnou palivové základny v souladu s technickými pravidly programu nejpozději do roku 2030 a zajistí dokončení realizace projektu změny palivové základny do konce roku 2035.

V tomto případě by bylo možné splnit podmínky podpory, pokud by dodávky tepla z teplárny Vřesová byly již z paroplynového zdroje nebo při výstavbě vlastního zdroje tepla pracujícího v režimu KVET nebo při spalování biomasy, dotace však v tomto případě budou přiznána pouze vždy pro rekonstrukci rozvodů tepla. Formální splnění všech podmínek tohoto dotačního programu doporučujeme řádně ověřit. Možnost získání dotace na opravu rozvodů tepla je také nejistá vzhledem k tomu, že rekonstrukce těchto rozvodů proběhla v roce 2007 a doba odepisování rozvodů tepla je 25 let. V tomto případě je nutné tyto možnosti konzultovat s dotačními poradci a právníky.

7.3.2 NPO – Modernizace SZT

V listopadu roku 2021 představilo Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR dotační možnosti z Národního plánu obnovy (NPO). Podporovanou aktivitou v rámci NPO je mj. modernizace SZT. Podpora je primárně zaměřena na rekonstrukce stávajících soustav zásobování tepelnou energií, včetně výstavby nových přípojných větví ke stávajícím soustavám. Obdobně také plánuje investiční dotace tohoto typu nový program OPTAK.

Přesné informace o této dotační výzvě budou vyhlášeny 1.2.2022. Žádosti do této výzvy budou přijímány v termínu od 15.2.2022 do 15.12.2022. Hlavním indikátorem bude prokázání úspory primární energie. Míra podpory bude pravděpodobně činit 50 %. Žadatel bude muset zajistit do 3 let od zahájení realizace rozvodů tepla, aby projekt splňoval požadavky na energeticky účinné dálkové vytápění a chlazení, tj. alespoň 50 % tepla pochází z OZE, 50 % z druhotných zdrojů, 75 % tepla z KVET nebo alespoň 50 % z kombinace uvedených možností. Tyto požadavky soustava CZT v NS v současné době splňuje (uhelná teplárna Vřesová pracuje v režimu KVET). V tomto případě je nutné také zjistit podmínky s výše zmíněnými odpisy na proběhlou rekonstrukci rozvodů tepla v roce 2007 a zároveň je nutné splnit další podmínky podpory na úspory energií, které budou známy až po vyhlášení dotačního programu. Lze ale

říci, že podmínky tohoto programu by patrně bylo možné splnit na rozdíl od podmínek Modernizačního fondu.

7.3.3 Vliv dotací na měrnou cenu tepla

Tabulka níže uvádí měrné ceny tepla jednotlivých variant v základním scénáři, tj. bez dotace, a dále po zisku investiční dotace. Dotaci na rozvody uvažujeme dle chystané výzvy NPO ve výši 50 %. V posledním sloupci je uvedena měrná cena v případě využití dotace na rekonstrukci rozvodů, popř. i výstavbu nového zdroje tepla, z programu HEAT, která činí 70 % ze způsobilých výdajů. Způsobilé výdaje se v případě výstavby zdroje určí jako rozdíl mezi náklady na danou variantu a náklady na alternativní scénář, kterým dle podmínek programu HEAT může být výstavba plynového zdroje tepla. Náklady na výstavbu čistě plynového zdroje ve výtopenském režimu byly vyčísleny v rámci analýzy jednotlivých variant směřování THMNS.

Tabulka 24: Měrné ceny tepla v případě získání dotace

Varianta		Měrná cena tepla [Kč/GJ]		
		Nulová dotace	**S dotací na rozvody (NPO/OPTAK)**	**S dotací na rozvody i zdroj tepla (HEAT)**
Výchozí	**Současný stav**	545,11	NA	NA
	Dtto po rekonstrukci	595,06	557,89	543,03
Centrální zdroj	**PLYN KVET**	613,37	576,20	513,26
	BIO KVET	658,27	621,11	492,01

Z výše uvedeného je patrné, že dotace výrazným způsobem přispívá ke snížení měrné ceny tepla. V případě získání dotace na výstavbu nového zdroje a rekonstrukci rozvodů v programu HEAT dojde u všech sledovaných variant ke snížení měrné ceny tepla pod hodnotu v současném stavu. Před volbou některé z variant směřování THMNS doporučujeme zvážit dotační možnosti a řádně ověřit nárok na jejich získání.

7.4 Doporučený harmonogram

Na základě komplexního vyhodnocení sledovaných scénářů směřování THMNS je níže navržen rámcový harmonogram jednotlivých kroků.

1. Zjištění dotačních možností s primárním zaměřením na rekonstrukci rozvodů tepla.
2. Oprava dvoutrubkového rozvodu tepla (větve V2 a V3).

V případě rozhodnutí provést výstavbu vlastního zdroje tepla následují další kroky:

3. Zajištění pozemků pro nový zdroj.
4. Zjištění dotačních možností a aktuálních provozních podpor pro zdroje tepla.
5. Analýza dostupnosti paliv: ověření kapacity distribuční soustavy ZP v dané lokalitě, analýza dostupnosti dřevní štěpky (z cizích i vlastních zdrojů).
6. Analýza trhu: aktualizace cen paliv a dalších vstupů do ekonomického modelu dle aktuální situace.
7. Volba palivové základny zdroje na základě zjištění z předchozích kroků.
8. Detailní návrh zdroje tepla.
9. Studie proveditelnosti, připojitelnosti do DS elektrické energie, hluková studie a rozptylová studie.

8 ZÁVĚRY A DOPORUČENÍ

Na základě provedené komplexní technickoekonomické analýzy různých variant směřování tepelného hospodářství města Nové Sedlo doporučuje zpracovatel této studie zachovat současný stav, tj. systém CZT napájený z teplárny Vřesová. Vzhledem k nevyhovujícímu technickému stavu 2 větví rozvodů tepla (V2 a V3) doporučujeme provést jejich rekonstrukci. Časté poruchy a velké tepelné ztráty na těchto částech rozvodů zhoršují provozní ekonomiku CZT. V případě získání dotace na rekonstrukci rozvodných větví V2 a V3 dojde oproti současnému stavu pouze k mírnému nárůstu měrné ceny tepla. Vzhledem k dalším rizikům, spojeným se špatným technickým stavem rozvodů tepla, a strategické koncepci THMNS do budoucna je provedení rekonstrukci potřebné části rozvodů vhodným opatřením.

V současném stavu doporučujeme zajistit si pozemky či ověřit jejich dostupnost v následujících letech pro možnou budoucí výstavbu vlastního zdroje tepla. Může se jednat o pozemky, které jsou specifikovány v této studii, popř. jiné pozemky, které splňují základní požadavky popsané v této studii, tj. především možnost napojení na inženýrské sítě (rozvody tepla, elektřiny a zemního plynu – VTL).

Pokud by došlo k nárůstu ceny tepla od dodavatele, společnosti SUAS-Teplárenská, s.r.o., o více než 60 Kč/GJ oproti předběžné ceně tepla pro rok 2022, doporučujeme zvážit výstavbu vlastního zdroje tepla. Z ekonomického hlediska je nejvhodnější výstavba centrálního plynového zdroje tepla, který pracuje v režimu KVET, tj. kromě výroby tepla v plynových kondenzačních kotlech vyrábí teplo a elektřinu pomocí plynové kogenerační jednotky. Instalace plynové kogenerační jednotky ve všech zkoumaných případech zlepšuje ekonomičnost dané varianty. Důvodem jsou zelené bonusy ve formě provozní podpory na elektřinu vyrobenou v KVET a také výnosy z prodeje elektrické energie. Přidružená výroba elektrické energie má rovněž stabilizační efekt na cenu tepla a pozitivní účinek na globální environmentální dopad. Nevýhodou čistě plynové varianty je velká závislost výsledné ceny tepla na komoditně ceně ZP. Při nízké ceně zemního plynu (na úrovni roku 2019/2020) je plynová varianta s kogenerační jednotkou nejvýhodnější.

Naopak při vysoké ceně ZP (aktuální situace na trhu) budou ekonomicky efektivnější biomasové varianty. Z tohoto hlediska je velmi výhodná dvoupalivová centrální varianta, která kombinuje spalování dřevní štěpky v kotlích a spalování ZP v kogenerační jednotce. Jedná se však o investičně a provozně nejnáročnější variantu. V souvislosti s biomasovými variantami doporučujeme dále ověřit množství dřevní štěpky, které by bylo město NS schopné každoročně zajistit z vlastních zdrojů. Pokud by množství „vlastní“ dřevní štěpky činilo alespoň 700 t/rok, došlo by k výraznému zvýhodnění zdrojů spalujících biomasu oproti čistě plynovým zdrojům, případně i oproti současnému stavu.

V současném stavu doporučujeme setrvat do doby, než se alespoň částečně stabilizuje trh s jednotlivými komoditami, což předpokládáme do konce roku 2023. A následně, v případě rozhodnutí o ukončení dodávek tepla z teplárny, doporučujeme poptat u renomovaných dodavatelů technologie cenové nabídky pro doporučené varianty (PLYN KVET resp. BIO KVET) odrážející aktuální situaci na trhu, a potvrdit tak výhodnost konkrétní varianty.

9 PŘÍLOHA 1: PARAMETRY TECHNOLOGIE

Tabulka 25: Základní parametry zdroje tepla

Přehled uvažovaných parametrů technologie		
Parametr	**Jednotka**	**Hodnota**
Špičkový tepelný výkon zdroje tepla	MW	2,8
Účinnost kotlů na biomasu*	-	87 %
Účinnost plynových kondenzačních kotlů*	-	96 %

**k výhřevnosti*

Tabulka 26: Základní parametry KGJ instalované v centrálním zdroji tepla

Parametry KGJ (centrální varianty)		
Parametr	Jednotka	Hodnota
Typ	-	800 kWe BOOMEL 800 motor CAT
Výkon elektrický	kW	800
Výkon tepelný	kW	917
Účinnost elektrická	-	42 %
Účinnost tepelná	-	48 %
Příkon v palivu*	kW	1 891
Vlastní spotřeba EE při provozu	-	2,5 %

**ve výhřevnosti*

Tabulka 27: Základní parametry KGJ instalované v decentrálním zdroji tepla

Parametry KGJ (centrální varianty)		
Parametr	Jednotka	Hodnota
Typ	-	199 kWe petra 250 C motor MAN
Výkon elektrický	kW	199
Výkon tepelný	kW	291
Účinnost elektrická	-	36 %
Účinnost tepelná	-	53 %
Příkon v palivu*	kW	548
Vlastní spotřeba EE při provozu	-	3 %

**ve výhřevnosti*

10 PŘÍLOHA 2: ENERGETICKÉ BILANCE VARIANT

Tabulka 28: Roční energetická bilance výchozí varianty

Roční bilance		Varianty - Současný stav		
Veličina	**Jednotka**	**1a**	**1b**	**1c**
Prodané teplo	GJ	18 835	18 835	18 835
Nákup tepla	GJ	21 488	22 312	20 011
Nákup EE	MWh	38	38	38
Objem doplňované vody	m^3	3 568	3 568	239

Tabulka 29: Roční energetická bilance varianty 3a (Centrální biomasová výtopna, průmyslová zóna)

Roční bilance – varianta BIO_pz		
Veličina/údaj	**Jednotka**	**Hodnota**
Prodané teplo	GJ/rok	18 835
Výroba tepla na patě objektu	GJ/rok	20 505
Spotřeba dřevní štěpky	t/rok	1 885
Spotřeba EE zdroj	MWh/rok	114
Spotřeba EE CZT	MWh/rok	38
Připojení zdroje k DS EE		
Napěťová úroveň	-	NN
Velikost jističe	-	3x120 A

Tabulka 30: Roční energetická bilance varianty 3b (Centrální biomasová výtopna, centrum)

Roční bilance – varianta BIO_c		
Veličina/údaj	**Jednotka**	**Hodnota**
Prodané teplo	GJ/rok	18 835
Výroba tepla na patě objektu	GJ/rok	20 074
Spotřeba dřevní štěpky	t/rok	1 846
Nákup EE zdroj	MWh/rok	112
Nákup EE CZT	MWh/rok	38
Připojení zdroje k DS EE		
Napěťová úroveň	-	NN
Velikost jističe	-	3x120 A

Tabulka 31: Roční energetická bilance varianty 3c (Centrální plynová výtopna, centrum)

Roční energetická bilance – varianta PLYN_c		
Veličina/údaj	**Jednotka**	**Hodnota**
Prodané teplo	GJ/rok	18 835
Výroba tepla na patě objektu	GJ/rok	20 074
Spotřeba ZP	m^3/rok	603 113
Denní rezervovaná kapacita ZP	m^3/den	5 244
Nákup EE zdroj	MWh/rok	45
Nákup EE CZT	MWh/rok	38
Připojení zdroje k DS EE		
Napěťová úroveň	-	NN
Velikost jističe	-	3x80 A

Tabulka 32: Roční energetická bilance varianty 3d (Centrální plynový KVET, centrum)

Roční energetická bilance – varianta PLYN KVET_c		
Veličina/údaj	**Jednotka**	**Hodnota**
Prodané teplo	GJ/rok	18 835
Výroba tepla na patě objektu	GJ/rok	20 074
Plynové kotle	GJ/rok	10 170
KGJ	GJ/rok	9 904
Spotřeba ZP	m^3/rok	894 618
Plynové kotle	m^3/rok	305 560
KGJ	m^3/rok	589 058
Denní rezervovaná kapacita ZP	m^3/den	6 838
Svorková výroba EE	MWh/rok	2 400
Nákup EE zdroj	MWh/rok	15
Nákup EE CZT	MWh/rok	38
Dodávka EE do sítě	MWh/rok	2 332
Připojení zdroje k DS EE		
Napěťová úroveň	-	VN
Rezervovaný příkon	kW	50

Tabulka 33: Roční energetická bilance varianty 3e (Centrální kombinovaný KVET, centrum)

Roční energetická bilance – varianta BIO KVET_c		
Veličina/údaj	**Jednotka**	**Hodnota**
Prodané teplo	GJ/rok	18 835
Výroba tepla na patě objektu	GJ/rok	20 074
Biomasové kotle	GJ/rok	10 170
KGJ	GJ/rok	9 904
Spotřeba dřevní štěpky	t/rok	935
Spotřeba ZP (KGJ)	m^3/rok	589 058
Denní rezervovaná kapacita ZP	m^3/den	3 142
Svorková výroba EE	MWh/rok	2 400
Nákup EE zdroj	MWh/rok	37
Nákup EE CZT	MWh/rok	38
Dodávka EE do sítě	MWh/rok	2 320
Připojení zdroje k DS EE		
Napěťová úroveň	-	VN
Rezervovaný příkon	kW	100

Tabulka 34: Roční energetická bilance decentrální varianty

Roční energetická bilance – varianta decentrální PLYN KVET				
Veličina/údaj	**Jednotka**	**Zdroj v CVS (pro V1 a V3)**	**Zdroj u školy (pro V2)**	**Celkem**
Prodané teplo	GJ/rok	13 001	5 834	18 835
Výroba tepla na patě objektu	GJ/rok	13 440	6 312	19 752
Plynové kotle	GJ/rok	13 440	3 169	16 609
KGJ	GJ/rok	-	3 143	3 143
Spotřeba ZP	m^3/rok	403 804	263 390	667 194
Plynové kotle	m^3/rok	403 804	94 361	498 165
KGJ	m^3/rok	-	169 029	169 029
Denní rezervovaná kapacita ZP	m^3/den	3 511	2 067	5 579
Svorková výroba EE	MWh/rok	-	597	597
Nákup EE (zdroj i CZT)	MWh/rok	56	14	70
Dodávka EE do sítě	MWh/rok	-	572	572
Připojení zdroje k DS EE				
Napěťová úroveň	-	NN	NN	-
Velikost jističe	-	3x120 A *	3x120 A **	-

**Stávající jistič v CVS.*

***Velikost jističe pro VS kotelny.*