TEPLÁRENSKÉ SDRUŽENÍ
České republiky

Dělnická 213/12, 170 00 Praha 7

Projekt „Ekonomické hodnocení využití tepelného čerpadla v rámci soustavy zásobování teplem“

Závěrečná zpráva z projektu – případová studie a modelování využitelnosti nízkoteplotních zdrojů tepla v teplárenství

Teplárenské sdružení České republiky
Ing. Martin Hájek, Ph.D.
Ing. Jiří Vecka, Ph.D.

Praha, září 2025

„Tento projekt byl podpořen European Climate Foundation (ECF) – číslo grantu grantu G-2411-69595. Odpovědnost za informace a názory uvedené v tomto projektu nesou autoři. ECF nemůže být zodpovědná za jakékoli použití informací v něm obsažených nebo vyjádřených.“

Obsah

MANAŽERSKÉ SHRNUTÍ 4

EXECUTIVE SUMMARY 6

1. ÚVOD 8

2. SOUČASNÝ STAV SZT V LOKALITĚ NAPAJEDLA 9

3. PRIMÁRNÍ OKRUH, BIVALENCE 14

4. NÁVRH NOVÉHO ZDROJE 20

5. EKONOMICKÉ HODNOCENÍ 24

6. OBECNÉ ZÁVĚRY A REPLIKOVATELNOST 30

7. PŘÍLOHA: JAK DOSÁHNOUT NÍZKÝCH PROVOZNÍCH TEPLOT V SOUSTAVĚ 32

8. POUŽITÉ ZKRATKY 37

MANAŽERSKÉ SHRNUTÍ

Předmětem této studie proveditelnosti bylo posouzení technicko-ekonomické vhodnosti instalace TČ s různými zdroji nízkopotenciální energie v rámci SZTE dodávající teplo do města Napajedla. V lokalitě výměníkové stanice je k dispozici zdroj přirozeně dostupné tepelné energie z přilehlé řeky Moravy, který svou vydatností násobně překračuje potřeby teplárenské soustavy. Nicméně v zimních měsících se ochlazuje na teploty pod +3 °C, což atraktivitu tohoto zdroje snižuje. Druhým vhodným zdrojem je vyčištěná voda z ČOV. Oproti řece poskytuje stabilnější teplotu (kvalitu) zdrojové energie, nemusí však být v dosahu stávající teplárenské infrastruktury. Třetím posuzovaným zdrojem byl okolní vzduch, který má sice teoreticky neomezenou kapacitu a je ho možné provozovat v průběhu celého roku, má však prostorová i hluková omezení. Ve studii jsme posuzovali celkem 4 alternativy z hlediska volby zdroje tepla pro lokalitu Napajedla a tyto varianty byly porovnány s konvenčním spalováním zemního plynu v centrální kotelně.

Varianta	Zdroj tepla	Výkon tepelného čerpadla (kW)	Pokrytí výroby tepla v lokalitě	Celková investice nízká (tis. Kč)	Celková investice vysoká (tis. Kč)
V1	řeka	1200	60 %	33 461	54 971
V2	ČOV	1200	87 %	32 971	54 167
V3	vzduch	1200	71 %	34 179	56 151
V4	vzduch	600	46 %	21 943	36 049

Technicko-ekonomické vyhodnocení ukázalo, že nejstabilnější zdroj a současně zdroj s nejlepší ekonomikou je využití odpadního tepla z vyčištěné vody z ČOV. Instalovaný výkon tepelného čerpadla 1,2 MW je dostatečný pro pokrytí téměř 90% potřeby tepla v lokalitě. Vzhledem k nevhodnému umístění ČOV však není tato varianta v daném případě prakticky realizovatelná, přesto byla z informativních důvodů hodnocena bez zahrnutí nákladů na vyvedení tepelného výkonu.

Problémem využití tepla z řeky je fakt, že v zimní období klesá teplota vody pod 3 °C a tento zdroj se v tomto období stává nevyužitelným kvůli zamrzání. Při stejném výkonu tepelného čerpadla 1200 kW tak varianta využití tepla z řeky pokrývá pouze 60 % výroby tepla, zatímco tepelné čerpadlo vzduch-voda 71 %. Velkou výhodou tepelného čerpadla vzduch-voda je, že realizace není vázána často složitými jednáními o dlouhodobé spolupráci a závazcích s třetími stranami (správce povodí, ČOV) a primární okruh je tvořen jednoduchým vzduchovým výměníkem. Problémem může být určitá hluková zátěž pro okolí.

Za současných ekonomických podmínek není zcela ekonomicky životaschopná žádná ze zkoumaných variant využití tepelného čerpadla, a to ani při zajištění dotace ve výši 60 % investice. To by se však mělo již v dohledné době změnit. Klíčovým faktorem je zavedení ETS2, k němuž by mělo podle směrnice dojít od 1. ledna 2027, významné bude také výrazné snížení poplatku na POZE, ke kterému by mělo v souvislosti s ukončováním historické podpory dojít do roku 2030 a také tarifní reforma, k níž hodlá Energetický regulační úřad přikročit od 1. ledna 2027.

V případě zavedení ETS2 s konzervativně uvažovanou cenou povolenky 60 euro jsou při dotaci 60 % investice bez zvýšení ceny tepla ekonomicky rentabilní všechny varianty tepelného čerpadla s nízkou investicí a varianta využití tepla z čistírny odpadní vody je rentabilní i s vysokou investicí. V případě dotace ve výši 45 % investice je ovšem rentabilní pouze varianta V2 (ČOV) s nízkou investicí. Rentabilitě

se blíží také varianta V4 (vzduchové TČ) s nízkou investicí. Pokud by navíc došlo k odstranění příspěvku na POZE a Energetický regulační úřad přistoupil k tarifní reformě zohledňující flexibilitu využití elektřiny na hladině vysokého napětí, pak se tepelné čerpadlo využívající teplo z řeky, čistírny odpadních vod nebo okolního vzduchu stává s investiční dotací na úrovni 60 % plně konkurenceschopnou technologií. V případě dotace ve výši 45 % jsou rentabilní všechny varianty s nízkou investicí a varianta V2 (ČOV) s vysokou investicí je na hranici rentability.

Přestože je budoucí ekonomika využití TČ zatížena značnou mírou nejistoty, lze doporučit zahájení přípravy takového projektu, protože tato příprava zabere minimálně rok, spíše dva roky a do doby finálního investičního rozhodnutí bude velká část současné nejistoty ohledně budoucích ekonomických podmínek eliminována.

Výsledky hodnocených variant jsou relevantní pro soustavy zásobování tepelnou energií využívající plynovou výtopnu s instalovaným výkonem 500 kW až 15 MW. Podle údajů Energetického regulačního úřadu je v ČR v tomto výkonovém rozmezí 774 cenových lokalit s celkovým instalovaným výkonem 1820 MW a plánovanou dodávkou tepla v roce 2025 ve výši 7 112 TJ (přibližně 10 % celkové dodávky tepla v ČR). Cenových lokalit s výkonem zdrojů nad 5 MW a do 15 MW je pak 120 s celkovým instalovaným výkonem 1045 MW a plánovanou dodávkou tepla v roce 2025 ve výši 2 828 TJ. Tyto údaje představují dolní hranici, protože existují cenové lokality, které se skládají z více blokových kotelen dodávajících teplo v rámci několika samostatných soustav zásobování teplem. Bohužel složení těchto lokalit již nelze ze statistiky jednoznačně identifikovat.

Podle § 26f zákona č. 165/2012 Sb. bude provozovatel soustavy zásobování tepelnou energií, do které je dodávána tepelná energie ze zdrojů tepelné energie se souhrnným instalovaným výkonem vyšším než 5 MWt, která není v roce 2025 účinnou soustavou zásobování tepelnou energií, povinen vypracovat do 30. září 2026 plán transformace a předložit ho ke schválení Energetickému regulačnímu úřadu. Využití tepelného čerpadla je jednou z mála možností, jak v tomto typu soustav zásobování tepelnou energií požadavky na účinnou soustavu uvedené v § 26e zákona č. 165/2012 Sb. reálně splnit.

EXECUTIVE SUMMARY

The subject of this feasibility study was the assessment of the technical and economic suitability of installing a heat pump with various low-potential energy sources within the district heating system supplying heat to the town of Napajedla. In the location of the heat exchanger station, there is a source of naturally available heat energy from the adjacent Morava River, which in its yield many times exceeds the needs of the district heating system. However, in the winter months the river cools down to temperatures below +3 °C, which reduces the attractiveness of this source. The second suitable source is purified water from the waste water treatment plant (WWTP). Compared to the river, it provides a more stable temperature (quality) of the source energy, but it may not be within the reach of the existing heating infrastructure. The third source assessed was the ambient air, which has theoretically unlimited capacity and can be operated throughout the year, but has spatial and noise limitations. In the study, we assessed a total of 4 alternatives in terms of choosing a heat source for the Napajedla district heating system and these variants were compared with conventional combustion of natural gas in a central boiler room.

Variant	Heat source	Output of the heat pump (kW)	Coverage of heat production	Total investment low (ths. CZK)	Total investment high (ths. CZK)
V1	river	1200	60 %	33 461	54 971
V2	WWTP	1200	87 %	32 971	54 167
V3	air	1200	71 %	34 179	56 151
V4	air	600	46 %	21 943	36 049

The technical and economic evaluation showed that the most stable source and at the same time the source with the best economy is the use of waste heat from purified water from the WWTP. The installed heat pump capacity of 1.2 MW is sufficient to cover almost 90% of the heat demand in the area. However, due to the unsuitable location of the WWTP, this option is not practically feasible in this case, but for informative reasons it was evaluated without including the costs of heat connector.

The problem with using heat from the river is that in winter the water temperature drops below 3 °C and this source becomes unusable during this period due to freezing. With the same heat pump output of 1200 kW, the option of using heat from the river covers only 60% of heat production, while the air-to-water heat pump covers 71%. The great advantage of the air-to-water heat pump is that the implementation is not often bound by complex negotiations on long-term cooperation and obligations with third parties (river basin administrator, WWTP) and the primary circuit consists of a simple air exchanger. A certain noise pollution for the surroundings may be a problem.

Under current economic conditions, none of the assessed options for using a heat pump is entirely economically viable, even with a subsidy covering 60% of the investment cost. However, this should change in the foreseeable future. The key factor is the introduction of ETS2, which should take place according to the directive from 1 January 2027, the significant reduction in the fee covering cost of support for renewable sources, which should materialize by 2030 in connection with the termination of historical support schemes, and the tariff reform, which the Energy Regulatory Office intends to proceed with from 1 January 2027, will also be significant factor.

In the case of the introduction of ETS2 with a conservatively considered allowance price of 60 euros, all low-investment heat pump variants are economically profitable with a subsidy of 60% of the investment cost without an increase in the price of heat, and the variant of using heat from a wastewater treatment plant is profitable even with a high investment cost. However, in the case of a subsidy of 45% of the investment cost, only variant V2 (WWTP) with a low investment cost is profitable. Variant V4 (air-source heat pump) with a low investment cost is also close to profitability. If, in addition, the in the fee covering cost of support for renewable sources would be removed and the Energy Regulatory Office would proceed with a tariff reform, then a heat pump using heat from a river, wastewater treatment plant or ambient air would become a fully competitive technology with an investment subsidy of 60%. In the case of a subsidy of 45%, all low-investment variants are profitable, and variant V2 (WWTP) with a high investment cost is at the verge of profitability.

Although the future economics of heat pumps is burdened by a significant degree of uncertainty, it is recommended to start preparing such a project, because this preparation will take at least a year, more likely two years, and by the time the final investment decision is made, a large part of the current uncertainty regarding future economic conditions will have been eliminated.

The results of the assessed variants are relevant for district heating systems using gas-fired heating plants with an installed capacity of 500 kW to 15 MW. According to data from the Energy Regulatory Office, there are 774 price localities in the Czech Republic in this capacity range with a total installed capacity of 1,820 MW and a planned heat supply in 2025 of 7,112 TJ (approximately 10 % of total heat supply in the Czech Republic). There are 120 price locations with a capacity of sources above 5 MW and up to 15 MW with a total installed capacity of 1,045 MW and a planned heat supply in 2025 of 2,828 TJ. These data represent the lower limit, because there are price localities that consist of multiple boiler houses supplying heat within several separate district heating systems. Unfortunately, the composition of these localities cannot be clearly identified from the statistics.

According to paragraph 26f of Act No. 165/2012 Coll., the operator of a district heating system to which heat is supplied from heat sources with a total installed capacity exceeding 5 MWt, which is not an efficient district heating system in 2025, will be obliged to develop a transformation plan by 30 September 2026 and submit it for approval to the Energy Regulatory Office. The use of a heat pump is one of the few options for realistically meeting the requirements for an efficient district heating system specified in paragraph 26e of Act No. 165/2012 Coll. in this type of district heating.

1. ÚVOD

Na dálkové zásobování teplem je v ČR připojeno 1,7 milionu domácností, teplárny zásobují podnikatelskou i veřejnou sféru včetně škol, úřadů a nemocnic. Sektor v současné době prochází zásadní transformací, jejímž cílem je ukončení využívání uhlí do roku 2030. Současně s tím ale roste legislativní tlak na celkovou transformaci sektoru a postupný odchod od fosilních paliv jako takových a jejich náhradě nízkoemisními zdroji tepla. V případě menších soustav zásobování teplem je nejrozšířenějším způsobem výroby tepla v ČR bloková kotelna na zemní plyn. Jelikož jsou tyto kotelny zpravidla umístěny uvnitř městské zástavby se značnými prostorovými a dalšími omezeními, nepřipadá ve většině případů v úvahu využití biomasy. Využití tepelných čerpadel tak představuje jednu z mála reálně proveditelných variant jak zásadně snížit využití fosilních paliv v těchto soustavách zásobování teplem.

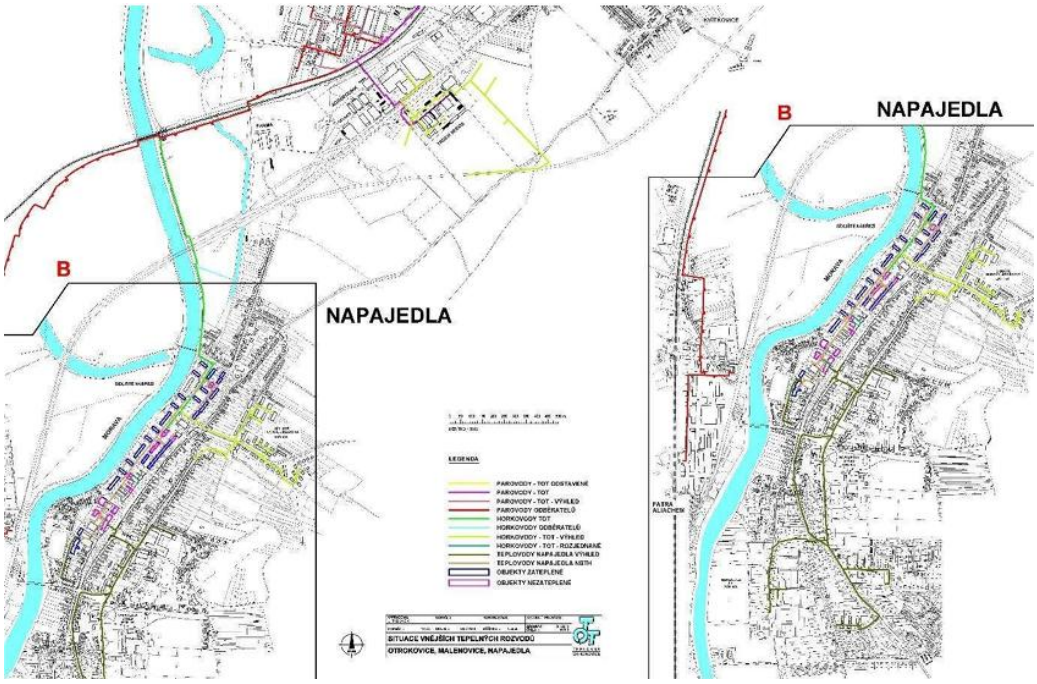
Cílem studie bylo posoudit technicko-ekonomické možnosti využití tepleného čerpadla v konkrétní lokalitě Napajedla se špičkovým výkonem 2,8 MW, která ale může být vnímána jako typický reprezentant menších soustav zásobování tepelnou energií využívajících blokové plynové kotelny. V rámci studie byly nejprve získány podrobné informace o lokalitě a soustavě zásobování tepelnou energií. Následně byl proveden variantní technický návrh využití tepelného čerpadla s využitím nízkopotenciálního tepla z řeky, ČOV a z okolního vzduchu. Pro jednotlivé varianty pak bylo provedeno ekonomické hodnocení s explicitním zohledněním klíčových ekonomických faktorů, které mají na ekonomickou proveditelnost využití tepelného čerpadla zásadní dopad. Ekonomické hodnocení je provedeno pomocí kritéria čisté současné hodnoty (NPV) z pohledu investora se zohledněním věcného usměrňování ceny tepelné energie za předpokladu, že oproti výrobě tepla ze zemního plynu nedojde ke zvýšení ceny tepla pro zákazníky. Na základě vyhodnocení konkrétní lokality pak byly vyvozeny závěry, které lze pro daný typ soustav zásobování tepelnou energií zobecnit.

Klíčovou podmínkou efektivity nasazení tepelných čerpadel v soustavách zásobování teplem jsou nízké provozní teploty, zejména v případě vratné větve. V příloze jsou proto obsaženy informace o možnostech, které lze využít pro snížení provozních teplot v soustavách zásobování tepelnou energií.

2. SOUČASNÝ STAV SZT V LOKALITĚ NAPAJEDLA

2.1. Současný stav

V současné době je lokalita Napajedla – město zásobována z Teplárny Otrokovice parovodem, který do poloviny letošního roku sloužil primárně pro dodávku technologické páry společnosti Fatra Napajedla. U řeky Moravy je vybudována výměníková stanice (VS) pára/horká voda, která je následně distribuována do města Napajedla, konkrétně do dvou VS B a C. Z těchto VS je pak dodávka teplé vody realizována horkovodní sítí do jednotlivých předávacích stanic. Po odpojení společnosti Fatra je stávající řešení z hlediska tepelných ztrát technicky a zejména ekonomicky neakceptovatelné.



Obr. 1: Situace Napajedla.

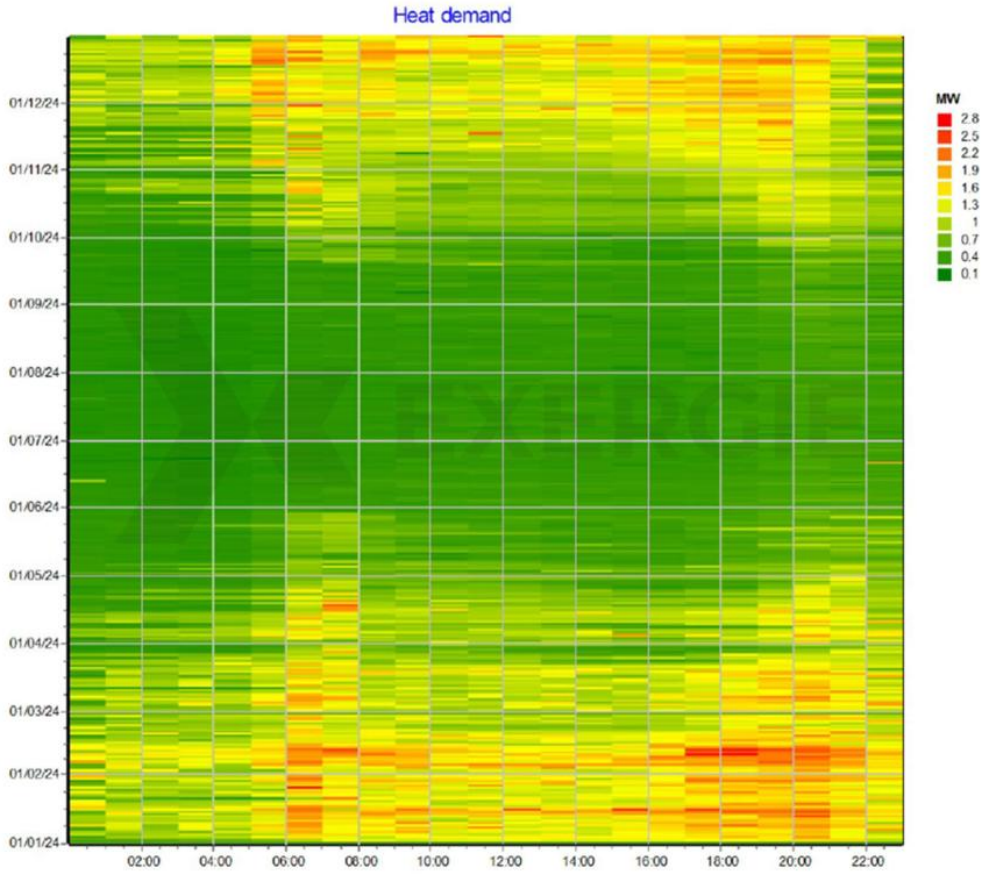
Velikost této poměrně menší soustavy odpovídá sídlišti s cca 1200 obyvateli, přičemž stávající návrhové a provozní podmínky soustavy jsou uvedeny dále.

Základní technické ukazatele SZT:

- Umístění soustavy SZT: Napajedla
- Nadmořská výška: 200 m n. m.
- Výpočtová venkovní teplota: −12 °C
- Výroba tepla: 7000 MWh/rok
- Prodej tepla: 6300 MWh/rok
- Ztráty: 10 %
- Špičkový výkon: 2800 kW
- Teplota topné vody zima: 95/50 °C
- Teplota topné vody léto: 70/48 °C
- Délka rozvodů voda: 4,5 km

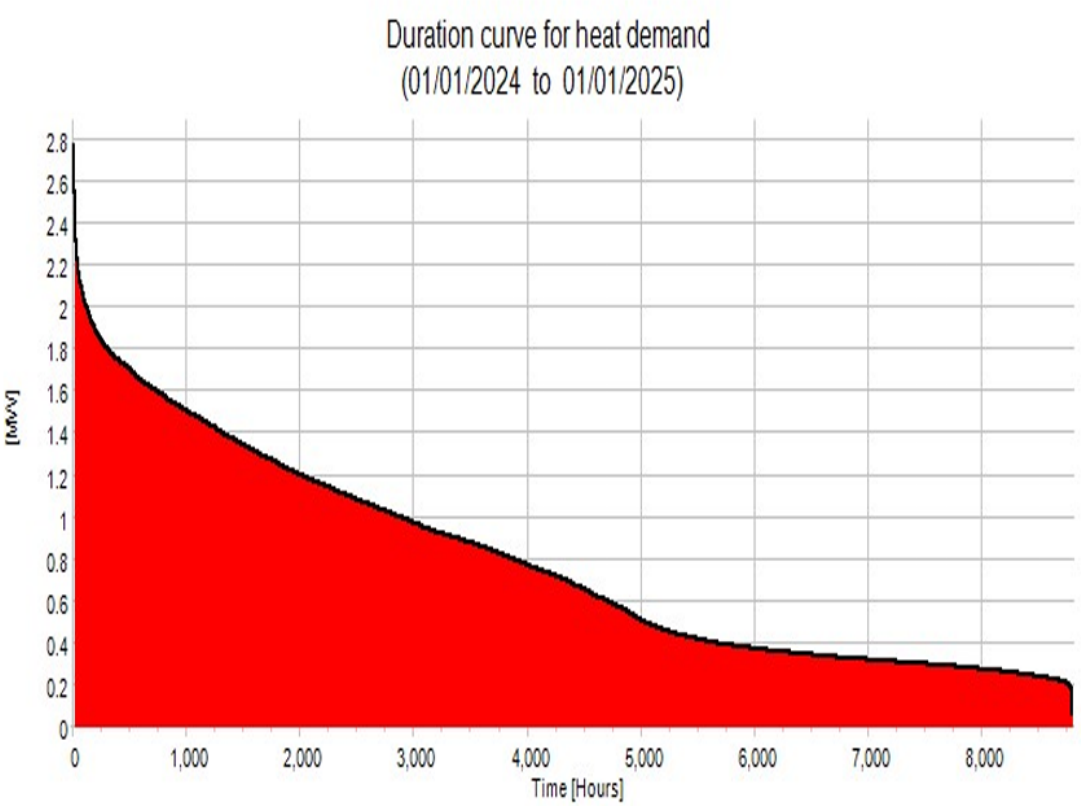
2.2. Odběrový diagram

Průběhu výkonů v časovém řezu jednoho roku je vhodné znázornit pomocí tzv. kobercového grafu (Obr. 2). Principem zobrazení je v ose Y období jednoho roku a v ose X hodiny 0–24. Z diagramu jsou například patrné ranní a večerní natápěcí špičky či fakt, že nejvyšší spotřeba tepla (z hlediska instalovaného výkonu) je v lednu a únoru, méně pak v listopadu a prosinci. Model pracuje na základě dat získaných od zákazníka – průběh spotřeb roku 2024.



Obr. 2: Průběh výkonu zdroje SZT – kobercový graf

Alternativní zobrazení, které neumožňuje vidět detaily provozu v denním rozlišení, avšak poskytuje relevantní informace o trvání určitého výkonu v čase je evidence pomocí standardního odběrového diagramu (Obr. 3). Z diagramu je mimo jiné patrné, že existuje pouze minimální množství provozních hodin, kdy je spotřeba tepla vyšší než 2 MW. Současně lze na tomto zobrazení velmi efektivně zobrazit vliv akumulace a současně proběhy jednotlivých zařízení (více na obr. č. 14). V tomto případě odběrový diagram pracuje se dvěma zdroji tepla – tepelným čerpadlem (zelená barva) s bivalencí zemní plyn (červená barva). Ze znázorněných ploch je možné stanovit celkovou roční výrobu tepla a současně tzv. utilizační faktor jednotlivých zařízení.



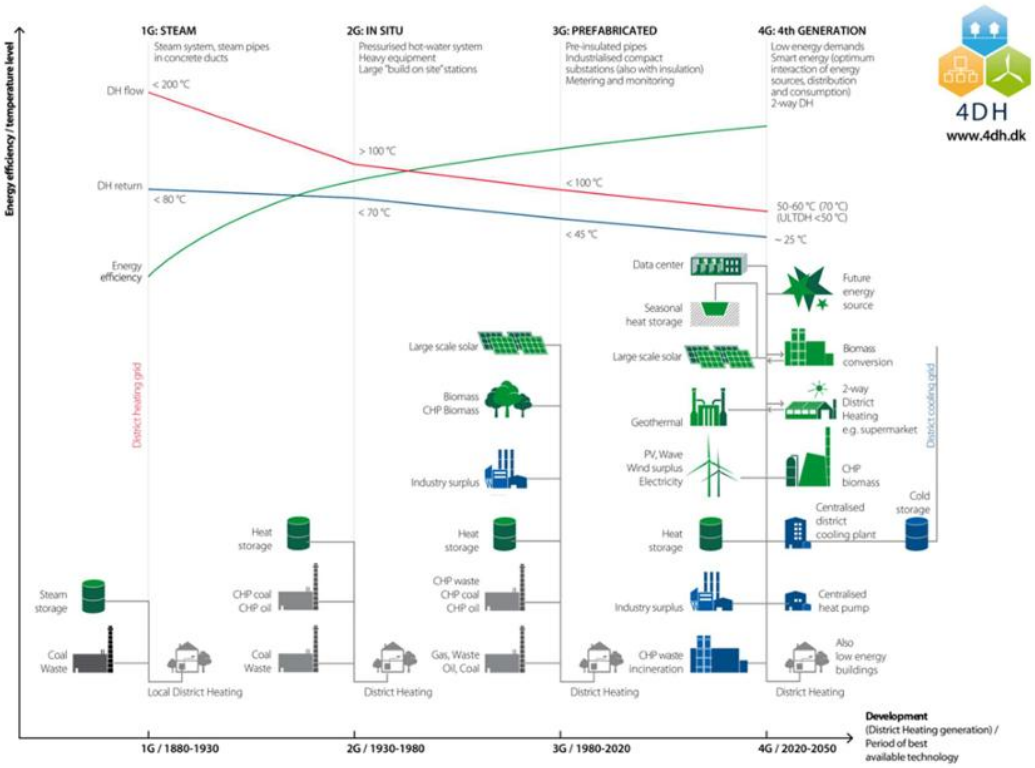
Obr. 3: Odběrový diagram tepla – výchozí stav

Pro získání uceleného přehledu o provozu SZT je nutno znát i provozní teploty v soustavě v závislosti na teplotě okolí. Takové informace jsou zásadní nejen pro výpočet tepelných ztrát soustavy, ale také pro správné stanovení účinnosti tepelného čerpadla a z něj vyplývající výkon a spotřeba el. energie. Výše bylo uvedeno, že i takto malá soustava pracuje s výstupní teplotou až 95 °C, což je způsobeno zejména faktem, že zdrojem tepla byla pára z nedaleké teplárny, ale i proto, že z důvodu historicky nízkých cen paliv nebyla motivace pro snižování teplot a zvyšování účinnosti předávacích stanic.

2.3. Teplota média v soustavě

Aktuálním trendem v teplárenství však je nejen dokončení přechodu z páry na teplou vodu, ale i snižování teploty topné i vratné vody, neboť se tím zvyšuje účinnost tepelných čerpadel. Dalším významným benefitem je i snižování tepelných ztrát sítě a zvyšování účinnosti klasických zdrojů tepla (PK, KGJ).

V současnosti je posuzovaná soustava na úrovni 2. generace SZT. S plánovanou optimalizací teplotního spádu na (ve Skandinávii) typických 70/40 °C se soustava SZT zařadí do 4. generace (Obr. 4). Dlouhodobým cílem by přesto mělo být dosažení co nejnižších provozních teplot, které nejen že umožní efektivní integraci nízkopotenciálního tepla, ale zajistí i tolik potřebnou ekonomickou atraktivitu a současně energetickou bezpečnost.



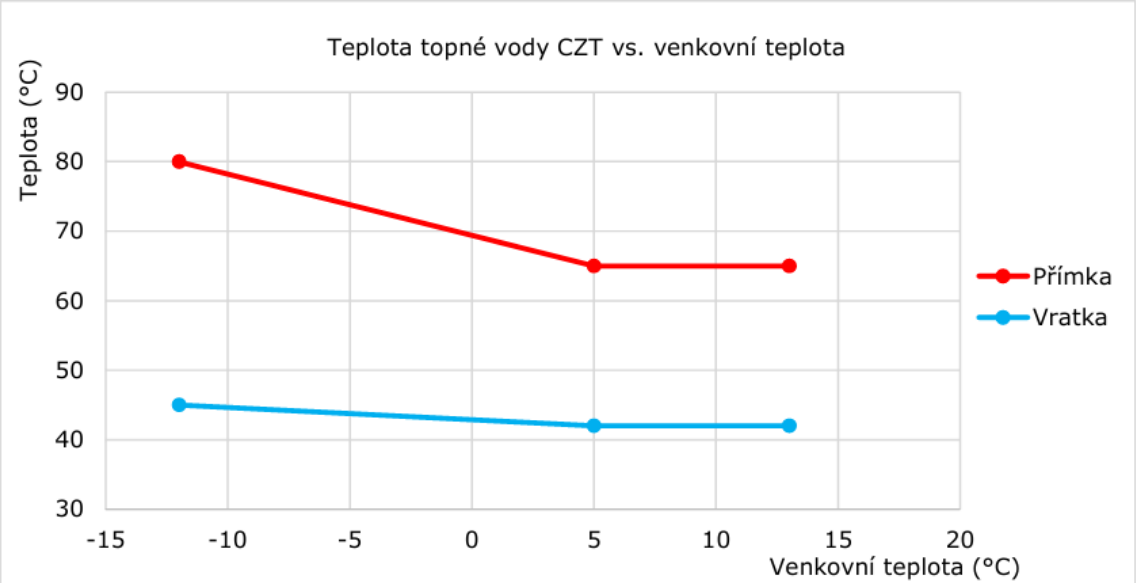
Obr. 4: Generace soustav zásobování teplem (Zdroj: Lund, et al., 2014)

Obecně vzato, vysoké teploty v primární síti ještě nezaručují efektivní distribuci tepla k místu spotřeby a často se vyšší teploty vyskytují pouze u neúčinných předávacích stanic s vysokým rozdílem teplot primárního zdroje (SZT) a teplotou sekundáru (objekt a jeho koncové prvky). Běžné problémy nedostatečné účinnosti předávacích stanic jsou typicky:

- Stanice nedohřívá (tzn. nestačí dodat potřebné teplo)
- Stanice má nízkou účinnost předání tepla (nevychlazuje)
- Stanice má špatně navržený výkon (velikost výměníku)
- V daném místě je nedostatečný výkon soustavy (tj. nízký tlak v primáru či nízká teplota).

Bohužel vysoké teploty jsou dnes jednou z hlavních příčin technického charakteru, proč se v našich podmínkách zatím tepelná čerpadla příliš nerozšířila. Snižování teplot je tak nevyhnutelnou aktivitou, která musí probíhat paralelně s výměnou či optimalizací zdroje. Možnosti snižování teploty v SZT jsou popsány v příloze.

Na základě výše uvedených informací jsme pro potřeby návrhu nového zdroje pro obec Napajedla provedli mírnou úpravu teplotních poměrů v síti, jejichž průběh je patrný z ekvitermní křivky (Obr. 7).



Obr. 7: Ekvitermní křivka – nová pro Napajedla.

Změna teplot oproti dnešnímu stavu je patrná z níže uvedené Tab. 1.

Tab. 1: Snížení provozních teplot v SZT – primární síť.

	Soustava dnes	Soustava nová	Rozdíl
Přívod zima	95	80	−15
Přívod léto	70	65	−5
Vrat zima	50	45	−5
Vrat léto	48	42	−6

3. PRIMÁRNÍ OKRUH, BIVALENCE

Jak již bylo zmíněno v úvodu studie, s odstavením hlavního odběru páry spol. Fatra je jen velmi obtížné provozovat cca 3 km dlouhý, na potřeby města Napajedla předimenzovaný parovod, jehož ztráty převyšují dodávku tepla do obce. V této souvislosti je vhodné uvažovat o výstavbě lokálního zdroje, využívající převážně lokálně dostupnou energii. Zadavatel proto zvažuje realizovat nový zdroj tepla přímo ve VS u Moravy, a to pomocí kombinace různých technologií. Jednou z nich je i možnost zásobovat lokalitu města Napajedla tepelným čerpadlem využívajícím teplo řeky Moravy, která se nachází v těsné blízkosti.

Po dohodě se zadavatelem bylo posouzeno nejen využití energie řeky Moravy, ale i další zdroje tepla pro TČ:

- okolní vzduch (OZE),
- říční voda (OZE),
- vyčištěná voda z ČOV (odpadní teplo).

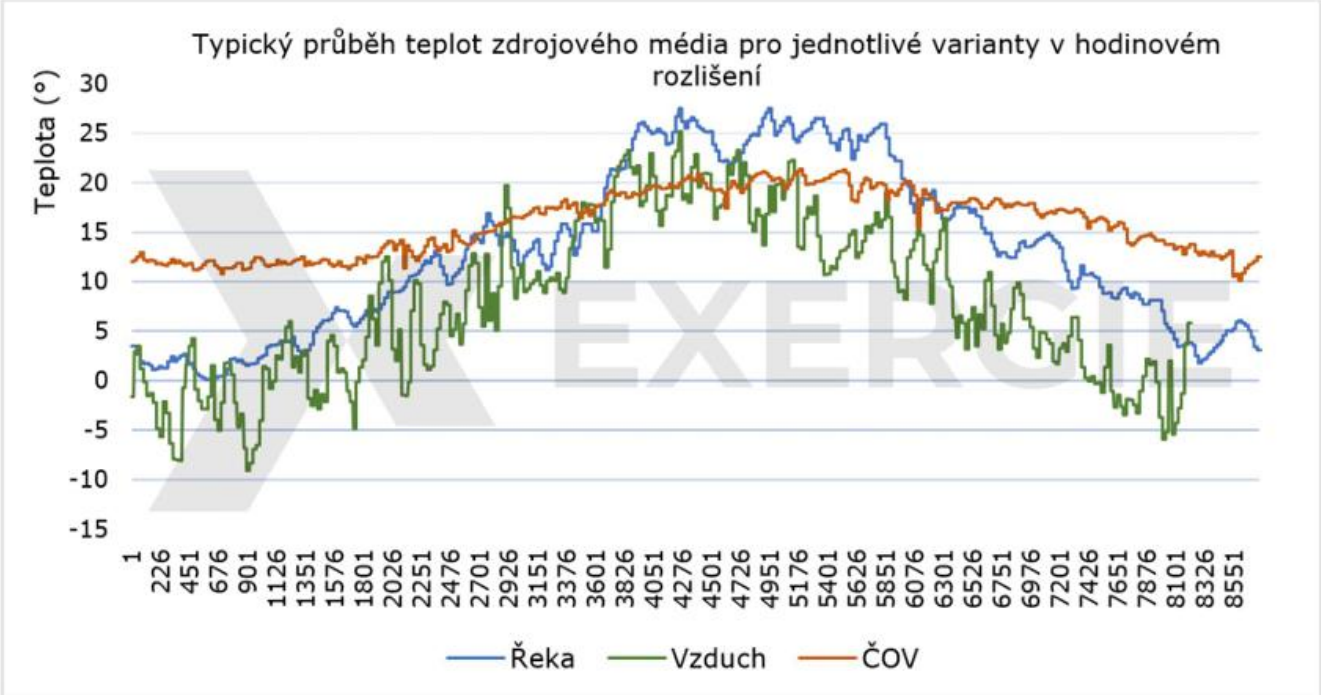
V rámci studie jsou zhodnoceny:

- rámcové indikace investičních a provozních nákladů, spotřeb a elektřiny a topný faktor
- stanovení optimální velikosti a typu TČ v kontextu velikosti zdroje a soustavy SZTE se zahrnutím možných omezení
- technologické podmínky, možnosti a bariéry využití jednotlivých zdrojů tepla

Rešerše technologie TČ (chladiva, kompresory, řešení prim. okruhu) byly předmětem předchozí studie[1], tato studie bude více zaměřena na optimální velikost jednotlivých komponent ve zdroji, dimenzování bivalentního zdroje a možnosti snižování teplot na straně spotřebitelů tepla.

[1] Závěrečná zpráva z projektu – modelování využitelnosti nízkoteplotních zdrojů tepla v teplárenství, dostupné na: https://tscr.cz/verejnost/

3.1. Primární okruh



Obr. 8: Typický průběh teplot zdrojového média v hodinovém rozlišení.

Pro návrh primárního okruhu je nutné definovat dva základní parametry:

- kvalitu (ta je určena teplotou v průběhu roku)
- vydatnost (ta je určena disponibilním množstvím a stabilitou produkce)

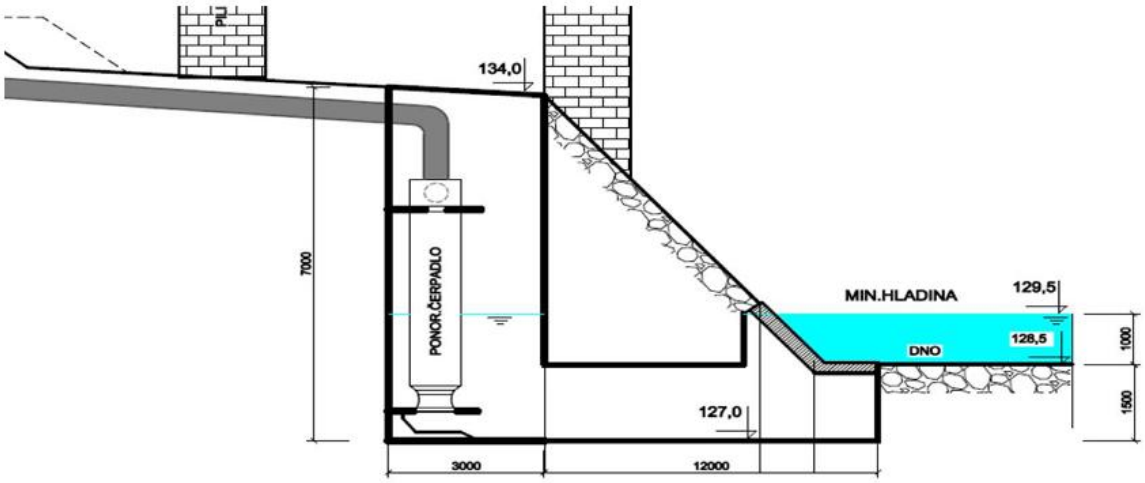
V tomto kontextu lze uvažovat, že praktická omezení z hlediska vydatnosti zdroje existují pouze pro zdroj ČOV, ostatní zdroje jsou ve svém principu nevyčerpatelné a není nutné je dále posuzovat. (Pozor: jiná situace může být pro řeku s menším průtokem a soustavu s větším odběrem). Co se týká kvality média je z výše uvedeného diagramu (Obr. 8) patrné, že nejlepší zdroj energie pro celý rok je stabilní vyčištěná voda z ČOV. Každé médium však má svá specifika, která podrobněji uvádíme dále v textu.

3.2. Říční voda

Nasávaná voda z řeky bude v primárním okruhu čerpána pomocí ponorných čerpadel do deskových výměníků, kde předá svoji energii do sekundárního (glykolového) okruhu a ochlazená o cca 2–3 K se vrací zpět do recipientu. Glykolový okruh je vloženým okruhem mezi říční vodou a chladivem ve výparníku tepelného čerpadla. Říční voda tak nemůže znečistit výměníky uvnitř tepelného čerpadla, a naopak v případě netěsnosti na tepelném čerpadle nemůže chladivo kontaminovat říční vodu.

Jedná se o zajímavý zdroj nízkopotenciální energie, teplota vody je však poměrně proměnlivá. Nejnižší teplota vody v řece Moravě byla naměřena 0,1 °C, nejvyšší teplota 27,5 °C. Energii z řeky Moravy lze využívat do teploty v řece do cca 3 °C, za předpokladu, že TČ je schopno provozu s dT = 2K v sekundárním okruhu. Pokud teplota vody poklesne pod 3 °C, studie uvažuje o zastavení tepelných čerpadel, jinak by

hrozilo zamrzání vody v potrubí a výměnících. Počet hodin, kdy má řeka Morava teplotu vody nižší než 3 °C, a kdy tedy nelze tepelná čerpadla provozovat, nebo jen s částečným výkonem je 1 200 hod/rok. V modelu uvažujeme s odstavením TČ po dobu dvou nejchladnějších měsíců. Pozn: Technicky je možné říční vodu využít i v teplotách pod +3 °C a v odůvodněných případech se může jednat o ekonomické řešení, nicméně standardní přístup k návrhu těchto zařízení pracuje s výše uvedenými omezeními. Předpokládané technické řešení čerpací stanice říční vody je patrné na ilustrativním obrázku z obdobného projektu (Obr. 9).



Obr. 9: Řez typickou čerpací stanicí říční vody (zdroj: DHI).

3.3. Voda z ČOV

Vyčištěná odpadní voda z ČOV je velmi vhodným zdrojem tepla pro TČ kvůli její relativně stálé teplotě i množství, což umožňuje celoročně vyrábět teplo pomocí TČ a s vyšší účinností než v případě řeky či vzduchu. Vyčištěná voda z ČOV je tedy významným zdrojem energie, který může typicky pokrýt až cca 20–25 % potřeby dálkového tepla v daném městě. ČOV je však obvykle umístěna ve větší vzdálenosti od místa spotřeby, je proto potřebné posoudit všechny relevantní technické a ekonomické aspekty takové instalace.

ČOV Napajedla je umístěna na opačném konci města Napajedla než uvažovaný nový zdroj. Též vyvedení tepla z ČOV do SZT je vzhledem k velké vzdálenosti od sítě SZT nereálné. Z důvodu porovnání technických a ekonomických parametrů TČ s různými zdroji tepla a přenositelnosti výsledků této studie i na jiné lokality je uvažováno fiktivní umístění ČOV v blízkosti nového zdroje.

Ve městě Napajedla je mechanicko-biologická ČOV s kapacitou 14 000 ekvivalentních obyvatel (EO), tj. osob, které jsou k ČOV napojeny. Při množství vody cca 0,0025 l/s/EO bude průměrný průtok vyčištěné vody z ČOV cca 35 l/s, při teplotě během roku mezi 10 až 20 °C. I v zimním období lze tak při vychlazení na +2 °C získat tepelný výkon cca 1 MW. Při návrhu TČ je třeba zohlednit kolísání průtoku vody během dne, které může být až ±50 % i reálnou aktuální i budoucí míru využití teoretické kapacity dané ČOV.

Teplo z vyčištěné vody vytékající z ČOV je podobně jako u využití tepla z řeky v primárním okruhu

předáváno do sekundárního (glykolového) okruhu. Primární okruh TČ lze řešit buď trubkovým výměníkem ponořeným do jímacího objektu případně deskovým či spirálovým výměníkem. Trubkový výměník je investičně náročnější řešení, které vyžaduje vybudování jímacího objektu (viz Obr. 10), řešení s deskovým či spirálovým výměníkem může být náchylnější na zanášení a vyžaduje náročnější předfiltraci. Při výběru je proto třeba posoudit reference nabízeného řešení pro danou velikost a typ ČOV.

Obr. 10: Umístění trubkového výměníku do proudu vyčištěné vody (zdroj: Huber).

3.4. Okolní vzduch

Vzduch je dalším nevyčerpatelným obnovitelným zdrojem energie. Energii z něj můžeme čerpat i v případě podnulových teplot a v tomto má oproti vodě v řece výhodu. Nevýhodou jsou vyšší nároky na zastavěnou plochu, orientačně cca 100 m^2/MW. Dosažitelná hladina hluku bez dodatečných opatření je typicky 40–50 dB(A), případný požadavek na nižší hluk je třeba řešit dodatečnými protihlukovými opatřeními. Příklad instalace s tepelnými čerpadly vzduch-voda je na Obr. 11.

Obr. 11: Teplárna Sonder Felding s tepelnými čerpadly vzduch-voda FENAGY (zdroj: sCOP).

S ohledem na omezený rozsah této studie nebyly posuzovány další potenciální zdroje tepla:

Podzemní voda – pro detailnější posouzení vody by bylo třeba provést samostatnou studii, která by se zabývala možným potenciálem podzemní vody v dané lokalitě. Na základě matematického modelu by výsledkem takové studie bylo stanovení maximálního množství čerpané vody a její teplota. Také by se určil počet čerpacích a vsakovacích studní. Studie by také měla vyhodnotit, jak čerpání podzemní vody ovlivní okolní prostředí. Koncept s podzemní vodou by měl oproti řece a vzduchu výhodu v zimních měsících díky vyšší teplotě podzemní vody. Koncept s podzemní vodou by se hodil spíše jako doplňující zdroj k řece Moravě, která má v zimě nízkou teplotu a po nějakou dobu nelze energii z řeky využít.

Odpadní teplo z průmyslu – vyžaduje individuální posouzení v úzké spolupráci s provozovatelem daného procesu. V této lokalitě je potenciálně možné využití odpadního tepla z areálu společnosti Fatra, vzhledem k technickým omezením a stavební uzávěře však nebude tato varianta uvažována.

Volba bivalentního zdroje

Po dohodě se zadavatelem byl jako bivalentní zdroj uvažován plyn, a to plynový kotel (PK). V reálných plynových kotelnách této velikosti je obvykle část výroby tepla pokryta plynovou kogenerací. Kogenerace však má svoji vlastní ekonomiku danou provozní podporou a započtení ekonomiky KGJ by výsledky instalace TČ spíše znepřehlednilo. Studie proto zjednodušeně porovnává výsledky variant s tepelným čerpadlem oproti ceně tepla z plynového kotle (referenční var. 0).

V blízkosti lokality nového zdroje je dostatečná kapacita přípojky nejen plynu ale i elektřiny. Standardní součástí moderního teplárenského zdroje je i elektrokotel, a je uvažován i při přípravě koncepce nového zdroje v Napajedlech.

Vzhledem k tomu, že uvažujeme jako bivalentní zdroj plynový kotel, k aktivaci elektrokotle by prakticky nedocházelo. A to kvůli tomu, že velká část výroby tepla bude realizována levněji v TČ, které plně pokrývá potřebu tepla v letním období nižších či záporných cen elektřiny, v zimním období bude vyšší potřeba tepla (nad výrobu TČ) kryta plynovým kotlem, který bude vyrábět mnohem levněji než elektrokotel. V modelu tedy "běžná" výroba tepla z elektrokotle vůbec nenastává.

Elektrokotel bude využíván, tak jak je v současnosti obvyklé, na poskytování záporných služeb výkonové rovnováhy (SVR), v modelu však pro transparentnější výsledky nasazení vlastní TČ s ekonomikou elektrokotle (CAPEX EKOT+AKU vs. výnosy z SVR) neuvažujeme.

Obecně lze předpokládat, že typickým příkladem nasazení TČ bude doplnění TČ do stávajících plynových kotelen, kdy bude i nadále využívána již existující plynová přípojka a bivalentním zdrojem bude plyn. V těchto případech často bude jediným zdrojem vzduch a z důvodu hlukových či prostorových omezení bude možné jen částečné pokrytí potřeby teplem z TČ. Plynový kotel s relativně cenově stabilním zemním plynem umožní vhodně doplňovat teplo z TČ v dobách vysokých cen elektřiny.

3.5. Denní rezervovaná kapacita (DRK)

S ohledem na možnost plné náhrady provozu tepelného čerpadla při vysokých cenách elektřiny nebo při poruše TČ je pro všechny varianty uvažována shodná rezervovaná kapacita zemního plynu ve výši 5500 m^3/den (Tab. 2). V případě elektřiny odpovídá rezervovaná kapacity příkonům tepelných čerpadel. Pochopitelně i varianta V0 by měla nějakou rezervovanou kapacitu pro pohon hořáků a čerpadel, takto kapacita je však ve srovnání s příkonem tepelných čerpadel velmi malá a pro všechny varianty shodná a proto ji neuvažujeme.

Tab. 2: Rezervované kapacity komodit dle variant

Název	MJ	V0	V1	V2	V3	V4
Rezervovaná kapacita elektřina	kW/měsíc	0	390	420	420	210
Denní rezervovaná kapacita ZP	m^3/den	5 500	5 500	5 500	5 500	5 500

4. NÁVRH NOVÉHO ZDROJE

Celkem jsme zpracovali 5 variant řešení a ke každé alternativě propočetli investiční a provozní náklady a z nich vyplývající ekonomické hodnocení investice. Základní výkonové parametry všech variant jsou uvedeny v Tabulce 3.

Tab. 3: Výkonové parametry jednotlivých zdrojů dle varianty.

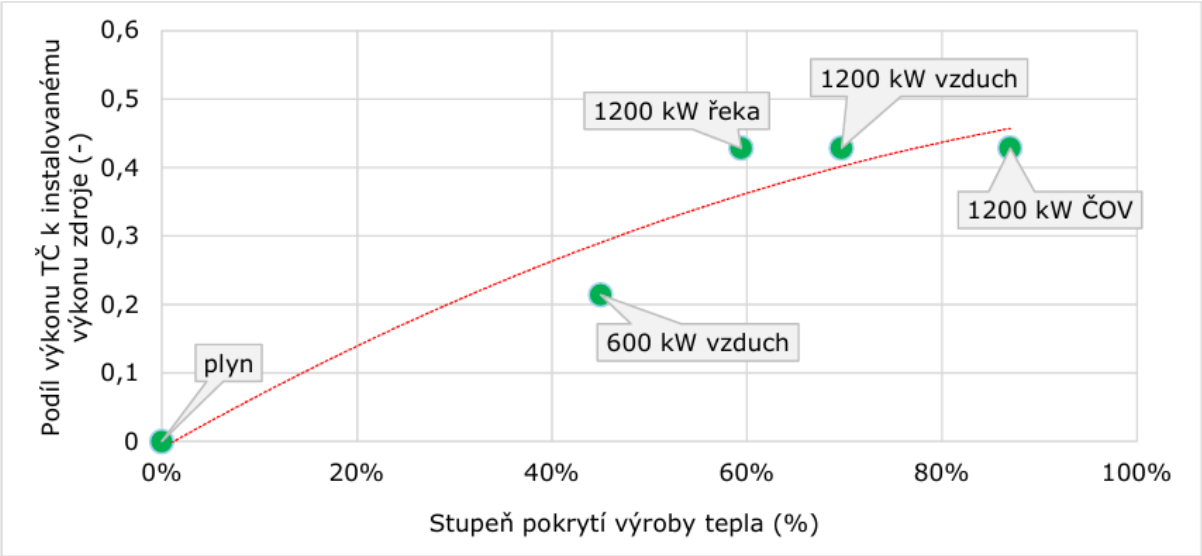
Zařízení	MJ	V0	V1	V2	V3	V4
Plynový kotel	kW	3 000	3 000	2 000	2 000	2 500
Tepelné čerpadlo	kW	0	1 200	1 200	1 200	600
El. kotel	kW	0	0	0	0	0
Akumulace	m^3	0	200	200	200	100
Zdroj tepla pro TČ	-	-	řeka	ČOV	vzduch	vzduch

Pro každou alternativu jsme zjišťovali projezd (plnohodiny neboli utilizační faktor), množství vyrobeného tepla a stupeň pokrytí tepelným čerpadlem.

Tab. 4: Podíl výroby z tepelného čerpadla na celkové spotřebě.

Zařízení	MJ	V0	V1	V2	V3	V4
Vyrobené teplo plynový kotel	MWh	7 000	2 794	901	2 023	3 785
Vyrobené teplo tepelné čerpadlo	MWh	0	4 206	6 099	4 977	3 215
Pokrytí výroby tepla z TČ	%	0	60	87	71	46

Z Tab. 4 je zjevné, že přestože nominální instalovaný výkon tepelného čerpadla je jen 1,2 MW, lze jen s tímto zařízením pokrýt (v závislosti na typu zdroje) až 87 % spotřeby tepla. Pro zjištění této závislosti jsme ještě propočítali variantu s menším tepelným čerpadlem o výkonu 600 kW. Instalovaný výkon, který odpovídá 21,5 % pokrývá 46 % výroby tepla a 43 % instalovaného výkonu pokrývá dokonce 87 %. To mohou být zajímavé údaje „rule-of-thumb“ pro potenciální investory zvažující investici do alternativního zdroje energie (Obr. 12).



Obr. 12: Stupeň pokrytí dodávek tepla dle velikosti tepelného čerpadla.

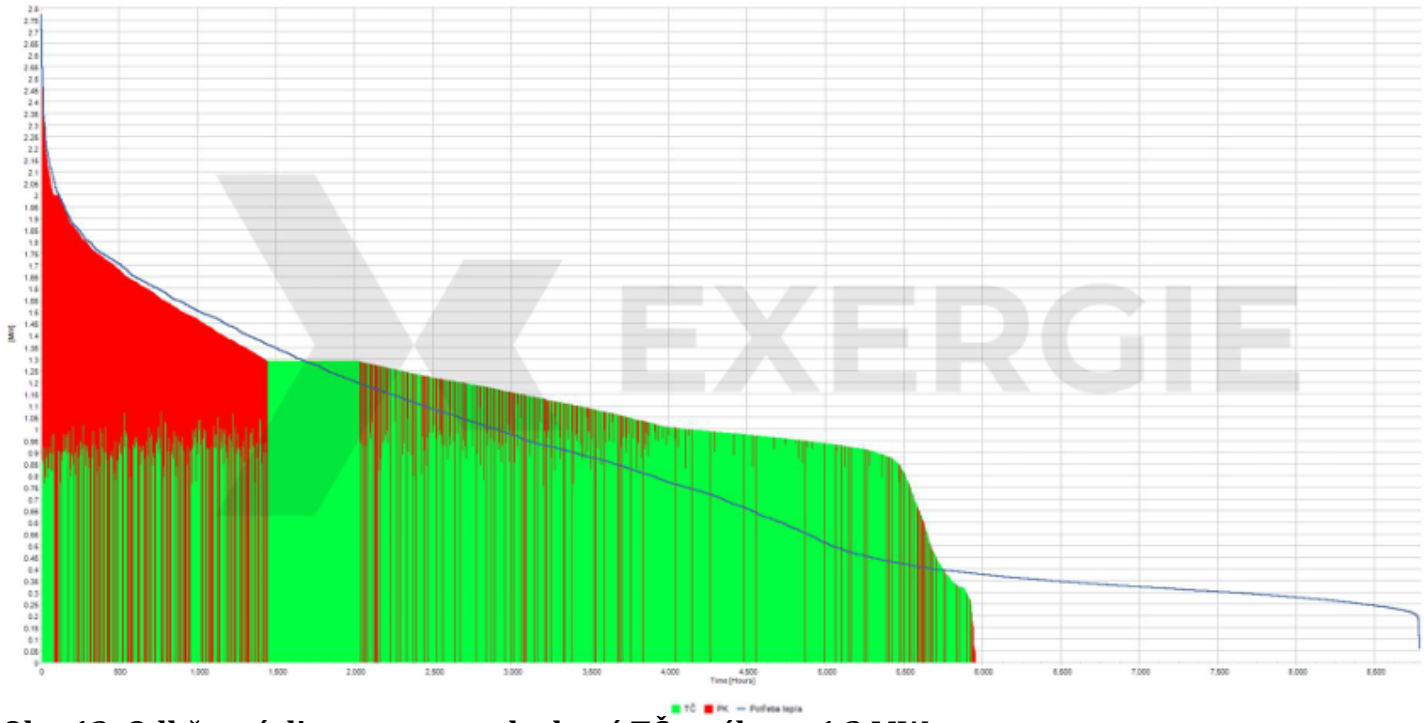
Další metrikou pro hodnocení efektivity integrace zdroje do teplárenské soustavy je vlastní účinnost čerpadla a jeho roční projezd, který je však poměrně dost závislý na velikosti akumulace (Tab. 5).

Zařízení	MJ	V0	V1	V2	V3	V4
Topný faktor tepelného čerpadla	-	0	3,17	3,20	2,82	2,84
Plnohodiny tepelného čerpadla	hod/rok	0	3 563	5 063	4 742	6 160
Utilizační faktor	%	0	40	58	53	69

Tab. 5: Topné a utilizační faktory jednotlivých variant

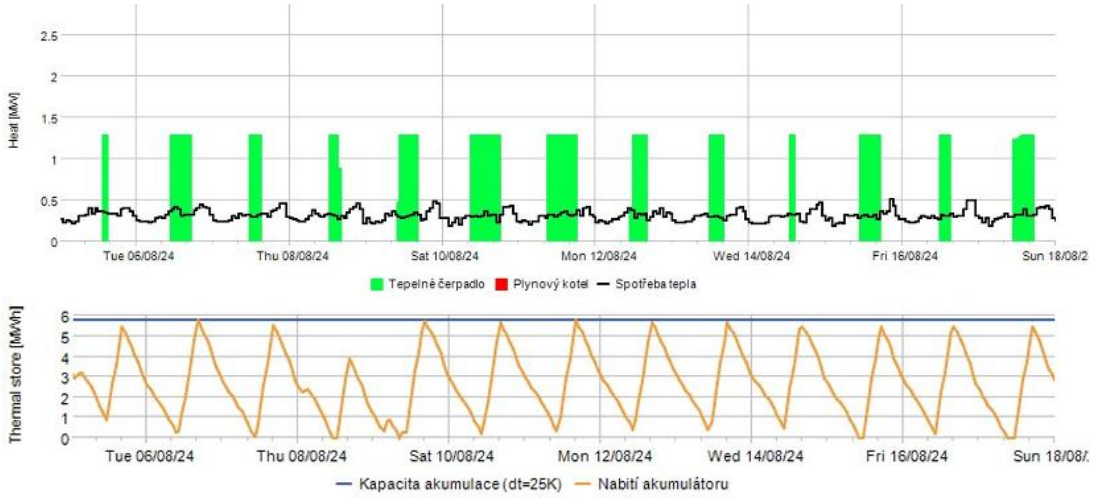
Utilizační faktor se logicky zvyšuje při snižování instalovaného výkonu (jinými slovy: tepelné čerpadlo se do soustavy vejde). Topný faktor je závislý na teplotě vstupní energie a její stabilitě. Zde exceluje zejména ČOV jako zdroj, který při zvýšených dodávkách tepla v topném období stále vykazuje zajímavou účinnost. U vzduchové jednotky je do výpočtů sezónního topného faktoru zahrnuta i změna výkonu se změnou teploty okolí. Pro vzduch 1,2 MW pak lze sestavit odběrový diagram.

Z odběrového diagramu lze velmi efektivně vyčíst, jak se zařízení chová ve vztahu k akumulaci (Obr. 13). Dodávky tepla v bílých plochách pod odběrovou křivkou uvádějí, že spotřeba tepla byla pokryta z akumulačního zásobníku. Současně je vidět projezd tepelného čerpadla kolem 6000 hodin a provoz plynového kotle cca 1 500 hodin v roce a v situacích, kdy je provoz plynového kotle levnější v porovnání s tepelných čerpadlem. Pozn: odběrový diagram bude vypadat pro každou variantu jinak a nelze jej brát v potaz pro ostatní varianty. Pro přehlednost další diagramy ve studii neuvádíme.



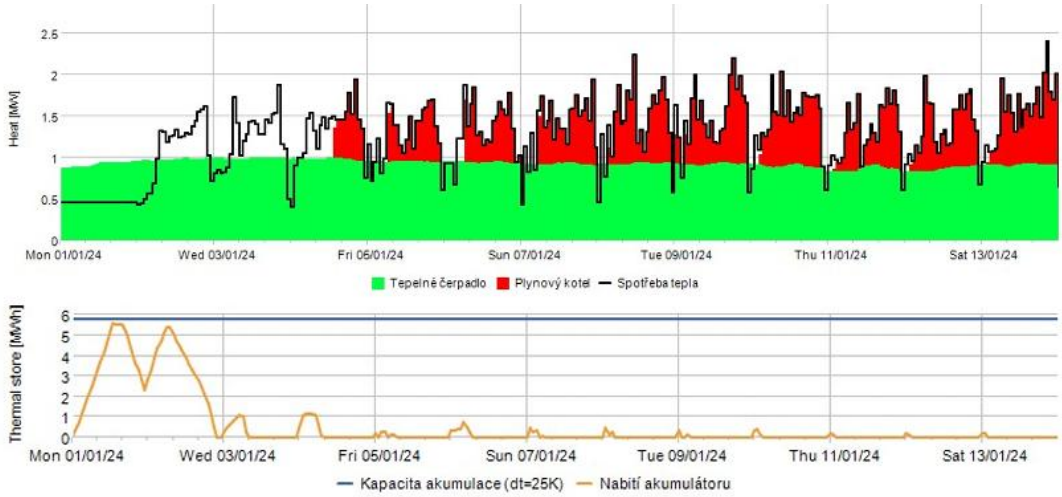
Obr. 13: Odběrový diagram pro vzduchové TČ o výkonu 1,2 MW

Zajímavé je se podívat, jakým způsobem probíhá nabíjecí a vybíjecí sekvence akumulace ve vztahu k provozu zdrojů v letních a zimních měsících. Z diagramů (Obr. 14) je patrné, že v provozu je pouze TČ a to ještě pár hodin denně v době nejnižších cen elektřiny. To je vhodné zejména pro vlastní spotřebu potenciálně vyrobené elektřiny v rámci areálu. Pracujeme s nabíjením a vybíjením AKU, která má při dT = 25 K kapacitu cca 6 MWh (200 m^3).



Obr. 14: Nabíjení a vybíjení AKU vzhledem k odběru tepla, nasazení zdrojů – léto.

Zimní režim však vypadá jinak (Obr. 15). Spotřeba tepla je vyšší a do výroby se prosazuje i plynový kotel. Tepelné čerpadlo pak pracuje v základním zatížení, a protože nezbývá disponibilní rezerva jiného zdroje (plyn jako rezervu z důvodu flexibility neuvažujeme) není čím akumulaci nabíjet. Pro pořádek jsme propočítali všechny varianty i s menší akumulací (pro 1,2 MW kapacita 100 m^3) a ekonomické výsledky byly prakticky shodné s větší akumulací. Lze nicméně předpokládat, že fluktuace cen elektřiny bude spíše vyšší, což do budoucna bude podporovat zvětšování akumulačních schopností. Tento trend je jednoznačně patrný již dnes ve Skandinávii. Současně jsme propočetli i alternativy s větší AKU (pro 1,2 MW kapacita 400 m^3) a výsledky již byly poměrně negativní v neprospěch větší akumulace. Současně je však nutné podotknout, že tyto hodnoty jsou platné pro denní trh roku 2024, v případě změn se může i ekonomika akumulace do tepla změnit. Touto logikou pracuje i model, kdy v průběhu celého roku „vybírá“ ty nejlepší/nejlevnější hodiny, které určuji prioritu nasazení zdrojů.



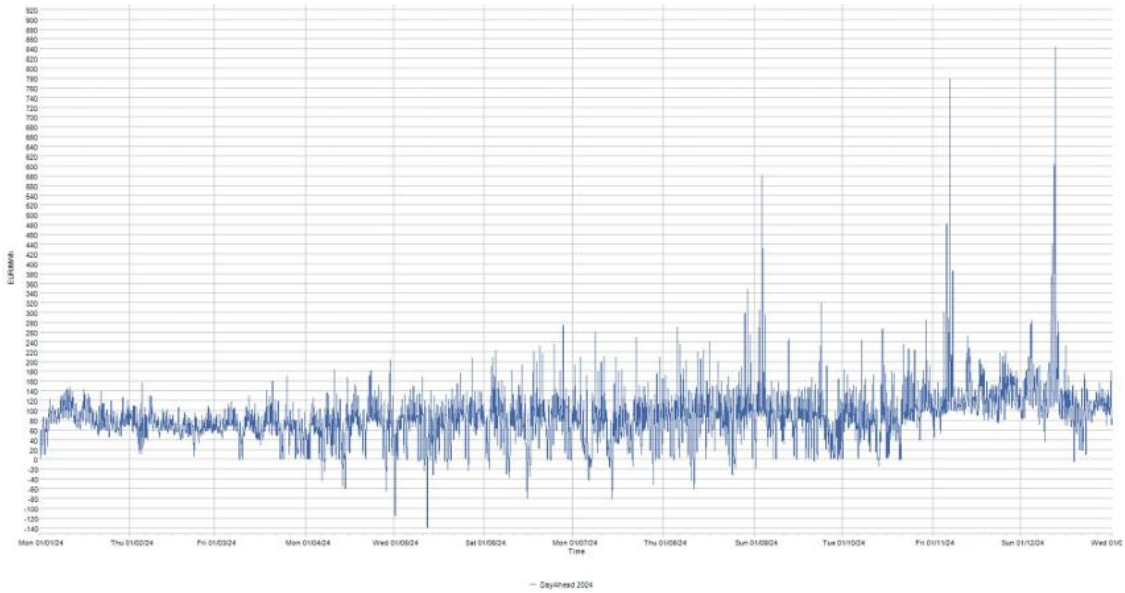
Obr. 15: Nabíjení a vybíjení AKU vzhledem k odběru tepla, nasazení zdrojů – zima.

5. EKONOMICKÉ HODNOCENÍ

5.1. Ekonomické optimum výroby z TČ

Při návrhu zdroje byl použit výpočtový model, který pro zvolené ceny komodit (ZP, ETS2, ELE) optimalizuje výrobu tepla z jednotlivých zdrojů na principu nejnižší marginální (variabilní) ceny tepla. Přitom předpokládáme, že nákup elektřiny pro TČ bude probíhat na denním trhu, uvažujeme průběh ceny dle denního trhu (DT) 2024.

Při splnění nastavených technických omezení (povolený počet startů, minimální doba provozu či odstávky zařízení, možnost akumulace) je dle aktuální ceny elektřiny nasazován v každé hodině zdroj v pořadí od nejnižší ceny (obr. 16 zobrazuje ceny na denním trhu s elektřinou za rok 2024).



Obr. 16: Denní trh s elektřinou 2024 – day-ahead

Nákladová cena tepla po instalaci z TČ je tedy cenou tepla z kombinace TČ a PK, která je porovnávána s nákladovou cenou tepla z PK. Je to nákladová cena na zdroji, odpovídající započtenému rozsahu investic. Bez odpisů stávajícího zařízení, režie a dalších nákladů dodavatele tepla. Nejedná se tedy o plnou prodejní cenu tepla, nýbrž o výrobní cenu tepla bez zisku a režijních nákladů. Pro dané vstupní parametry je pak navržena optimální velikost jednotlivých zdrojů tepla i akumulace.

5.2. Princip ekonomického hodnocení

Ekonomické hodnocení jednotlivých variant bylo provedeno při zohlednění podmínky, že nesmí dojít ke zvýšení ceny tepla pro zákazníky a při splnění podmínek věcného usměrňování ceny tepelné energie, kdy lze do ceny tepla promítnout pouze oprávněné náklady a přiměřený zisk. Přiměřený zisk je v souladu s Cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu č. 9/2024 ze dne 30. září 2024 k cenám tepelné energie uvažován ve výši 0,065 pořizovací hodnoty investice. Výše přiměřeného zisku stanovená Energetickým regulačním úřadem a minimální doba odepisování majetku stanovuje implicitní přiměřenou návratnost investice. Z podmínky, že nesmí dojít k nárůstu ceny tepla pro zákazníka pak

vyplývá, že čistá současná hodnota investice NPV může dosáhnout maximálně hodnoty nula v případě, že úspora provozních nákladů právě pokrývá odpisy a přiměřený zisk z investice do tepelného čerpadla. Pokud úspora provozních nákladů odpisy a přiměřený zisk z investice do tepleného čerpadla převýší, musí dodavatel tuto úsporu promítnout do ceny tepla zákazníkovi a již z ní dále neprofituje. Doba hodnocení byla 20 let, investice je rovnoměrně odepisována po dobu 15 let.

5.3. Investice

Ekonomické hodnocení variant bylo provedeno pro dvě úrovně investice nízkou a vysokou, která by měla vyjadřovat možnou variabilitu v závislosti na místních podmínkách a zvoleném technickém řešení. Ve všech variantách byla uvažována investiční dotace ve výši 45 a 60 %. Aktuálně je v rámci programu HEAT vypsána výzva č. 1/2025 s alokací 6 mld. Kč a příjmem žádostí do 28.11.2025. V případě inovativních teplárenských technologií (tepelná čerpadla, využití geotermální energie) je maximální výše podpory 60 % ze způsobilých realizačních výdajů. V delším horizontu je nutno počítat spíše s nižší úrovní investiční dotace na úrovni rámce pro opatření státní podpory na podporu Dohody o čistém průmyslu (CISAF). Vlastní investice představuje investiční náklady z pohledu investora po odečtení investiční dotace. Hodnoty investičních nákladů pro jednotlivé varianty a dotaci 60 % shrnuje tab. 6, pro dotaci 45 % pak tab. 7. Ve variantě V2 (ČOV) nejsou zahrnuty náklady pro vyvedení tepla z ČOV, která je ve vztahu k soustavě zásobování teplem značně nevhodně umístěna, což tuto využití této varianty v konkrétním případě prakticky vylučuje. Varianta ČOV je nicméně posouzena pro možné zobecnění výsledků.

Varianta		Celková investice vysoká	Celková investice nízká	Vlastní investice vysoká	Vlastní investice nízká
V1	řeka	54 971	33 461	21 988	13 384
V2	ČOV	54 167	32 971	21 667	13 188
V3	vzduch	56 151	34 179	22 460	13 672
V4	vzduch	36 049	21 943	14 420	8 777

Tab. 6: Investiční náklady variant pro výši dotace 60 % (údaje v tisících Kč)

Varianta		Celková investice vysoká	Celková investice nízká	Vlastní investice vysoká	Vlastní investice nízká
V1	řeka	54 971	33 461	30 234	18 404
V2	ČOV	54 167	32 971	29 792	18 134
V3	vzduch	56 151	34 179	30 883	18 798
V4	vzduch	36 049	21 943	19 827	12 069

Tab. 7: Investiční náklady variant pro výši dotace 45 % (údaje v tisících Kč)

5.4. Ceny komodit a regulované složky ceny

Cena komodity zemního plynu přepočtená na výhřevnost je uvažována ve výši 1138 Kč/MWh. Náklady na distribuci zemního plynu byly uvažovány na úrovni roku 2025. Velkoobchodní cena komodity elektřiny je uvažována na úrovni 2400 Kč/MWh. Pro jednotlivé varianty byl v rámci modelování na datech roku 2024 stanoven koeficient jejího snížení díky využití flexibility (při vysokých cenách elektřiny není TČ provozováno), který je uveden v tab. 8. Dále byla započtena hrubá marže obchodníka pokrývající také náklady na odchylku ve výši 100 Kč/MWh. Regulovaná složka ceny elektřiny a poplatek na podporované

zdroje jsou uvažovány na úrovni roku 2025.

Varianta		Koeficient snížení ceny elektřiny
V1	řeka	0,75
V2	ČOV	0,82
V3	vzduch	0,74
V4	vzduch	0,77

Tab. 8: Snížení ceny elektřiny díky flexibilitě TČ

5.5. Budoucí ekonomické podmínky

Budoucí ekonomické podmínky byly předpokládány ve čtyřech variantách. Ve variantě současný stav je přepokládáno pokračování současných podmínek. Ve variantě A se předpokládá zavedení ETS2 s cenou povolenky 60 euro, ve variantě B je kromě povolenky také zahrnuto odstranění platby na podporované zdroje energie v tarifu za distribuci. Varianta C pak obsahuje zavedení ETS2 s povolenkou 60 euro, odstranění platby na podporované zdroje v tarifu na distribuci a dále zohlednění flexibility tepelného čerpadla, které díky záložnímu plynovému zdroji nepřispívá k maximu zatížení v distribuční soustavě, což bylo simulováno snížením ceny za roční rezervovanou kapacitu o 30 %. Je třeba upozornit, že Energetický regulační úřad v rámci tarifní reformy na úrovni vysokého napětí, která má být zavedena od 1.1.2027, zatím se zohledněním flexibility nepočítá.

Použitou cenu povolenky ETS2 ve výši 60 euro lze pokládat za konzervativní. Směrnice 2023/959 (EU) předpokládá v článku 30h odst. 2 jednorázové uvolnění dodatečných 20 milionů povolenek na trh v případě dosažení ceny povolenky 45 euro v cenách roku 2020. Při zohlednění inflace se v roce 2025 jedná o cca 54 euro a do roku 2027 tato úroveň dále naroste. Aktuálně se na EEX obchoduje s futures na povolenky ETS2 s datem expirace v prosinci 2027 za cenu mezi 81 (2. září 2025) a 86 euro (18.9.2025)[2].

Česká republika zatím v rámci novely zákona č. 383/2012 Sb. o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů zakotvila pouze monitorování a reportování o emisích ze strany dodavatelů fosilních paliv v sektorech zahrnutých do ETS2, ale nikoliv požadavek na vyřazování povolenek. Ze strany ČR se jedná o porušení směrnice 2023/959 (EU) a Komise již zahájila s ČR řízení, které je aktuálně ve stádiu formálního upozornění. Řada stran a hnutí ve svých programech ETS2 odmítá a není tudíž jasné, jak se k transpozici postaví příští vláda vzešlá z parlamentních voleb a zda se podaří přijmout odpovídající národní legislativu tak, aby se ČR do emisního obchodování zapojila do roku 2027, jak to předpokládá směrnice.

[2] 18 členských zemí EU podpořilo non-paper České republiky, který se snaží o úpravu regulačních mechanismů, zejména Rezervy tržní stability v ETS2, nicméně lze těžko očekávat, že by se Komise snažila srazit cenu povolenky v ETS2 pod 60 euro. Komisař pro klima Wopke Hoekstra na Radě pro životní prostředí dne 18. září 2025 potvrdil, že se Evropská komise požadavky na úpravu systému obchodování s emisními povolenkami EU ETS2 intenzivně zabývá, nesdělil ale žádné konkrétní datum, kdy by mohla přijít s legislativním návrhem.

5.6. Výsledky ekonomického hodnocení

Pro názornější prezentaci výsledků byla čistá současná hodnota (NPV) pro jednotlivé varianty a ekonomické podmínky vydělena investičními náklady a dále je uváděn poměrový ukazatel. V tab. 9 jsou shrnuty výsledky jednotlivých variant pro podíl dotace 60 % a v tab. 10 pro podíl dotace 45 %. Záporné hodnoty v tabulce značí, že daná variante není ekonomicky rentabilní (za daných podmínek výše).

Varianta		Investice	Ekonomické podmínky			
			Současný stav	A	B	C
V1	řeka	vysoká	-72,7%	-25,2%	-10,4%	-2,8%
		nízká	-55,2%	0,0%	0,0%	0,0%
V2	ČOV	vysoká	-46,6%	0,0%	0,0%	0,0%
		nízká	-19,9%	0,0%	0,0%	0,0%
V3	vzduch	vysoká	-75,7%	-21,3%	-5,7%	-0,4%
		nízká	-60,1%	0,0%	0,0%	0,0%
V4	vzduch	vysoká	-68,8%	-16,0%	-3,9%	-0,4%
		nízká	-48,7%	0,0%	0,0%	0,0%

Tab. 9: Podíl čisté současné hodnoty NPV a vlastní investice při dotaci 60 %

Varianta		Investice	Ekonomické podmínky			
			Současný stav	A	B	C
V1	řeka	vysoká	-80,2%	-42,2%	-30,3%	-24,6%
		nízká	-67,4%	-14,0%	-0,2%	0,0%
V2	ČOV	vysoká	-61,2%	-14,2%	-2,6%	-0,2%
		nízká	-37,8%	0,0%	0,0%	0,0%
V3	vzduch	vysoká	-82,3%	-39,0%	-26,9%	-20,9%
		nízká	-71,0%	-9,3%	0,0%	0,0%
V4	vzduch	vysoká	-77,3%	-34,7%	-25,5%	-20,8%
		nízká	-62,7%	-3,0%	0,0%	0,0%

Tab. 10: Podíl čisté současné hodnoty NPV a vlastní investice při dotaci 45 %

Z výsledků ekonomického hodnocení vyplývá, že za současných ekonomických podmínek není žádná z posuzovaných variant využití tepelného čerpadla při zachování ceny tepla pro zákazníky ekonomicky rentabilní ani při získání dotace ve výši 60 % potřebné investice.

Zásadní vliv na ekonomiku projektu má zavedení ETS2 s uvažovanou cenou povolenky 60 euro (ekonomické podmínky A). V případě zavedení ETS2, které by podle legislativy EU mělo nastat od 1. ledna 2027, jsou při dotaci 60 % investice bez zvýšení ceny tepla ekonomicky rentabilní všechny varianty tepelného čerpadla s nízkou investicí a varianta využití tepla z čistírny odpadní vody je rentabilní i s vysokou investicí. V případě dotace ve výši 45 % investice je ovšem rentabilní pouze varianta V2 (ČOV) s nízkou investicí. Rentabilitě se blíží také varianta V4 (vzduchové TČ) s nízkou investicí.

Pokud by byl navíc odstraněn poplatek na podporované zdroje energie (ekonomické podmínky B),

k čemuž do značné míry dojde samovolně i bez státního zásahu do roku 2031, kdy skončí valná většina historických podpor, dochází k dalšímu zlepšení ekonomiky projektu a na hranici rentability se v případě dotace 60 % investice dostávají varianty využití tepla z okolního vzduchu s vysokou investicí. V případě dotace 45 % jsou rentabilní všechny varianty s nízkou investicí a na hranici rentability se dostává i varianta V2 (ČOV) s vysokou investicí.

Pokud by navíc Energetický regulační úřad přistoupil k tarifní reformě, které by se vyznačovala tím, že by přestalo být jedno, kdy dojde k dosažení maxima odběru a v případě dosažení maximálního odběru mimo dobu špičkového zatížení soustavy by byla poskytována podstatná sleva, představovalo by to další přínos pro ekonomiku tepelného čerpadla, protože jeho provoz v této době by bylo možné nahradit buď díky akumulaci tepla nebo s využitím plynového kotle. Ekonomický přínos byl simulován snížením poplatku za rezervovanou kapacitu o 30 % (ekonomické podmínky C). Přesný způsob zohlednění flexibility je dnes velmi obtížné predikovat, protože Energetický regulační úřad zatím v rámci připravované tarifní reformy na úrovni vysokého napětí s jejím zohledněním nepočítá. Pak se tepelné čerpadlo využívající teplo z řeky, čistírny odpadních vod nebo okolního vzduchu stává s investiční dotací na úrovni 60 % plně konkurenceschopnou technologií a v případě zajištění odpovídajícího objemu dotačních prostředků lze očekávat masivní rozvoj těchto instalací. V případě dotace ve výši 45 % jsou rentabilní všechny varianty s nízkou investicí a varianta V2 (ČOV) s vysokou investicí je na hranici rentability.

5.7. Dopad na cenu tepla pro zákazníky

Jak již bylo uvedeno, ekonomické hodnocení bylo provedeno za předpokladu, že nedojde k nárůstu ceny tepla pro zákazníky, tj. úspora proměnných nákladů musí pokrýt odpisy a přiměřený zisk z investice do tepelného čerpadla. Je proto zajímavé se podívat, jakou změnu ceny tepla by jednotlivé varianty v různých ekonomických podmínkách přinesly (tab. 11 a 12). Kladné hodnoty v tabulce znamenají, že by se cena tepla pro zákazníky musela zvýšit, aby měl dodavatel pokryté odpisy a přiměřený zisk z investice. Naopak záporné hodnoty znamenají, že dodavatel tepla má odpisy a přiměřený zisk z investice pokryté a s ohledem na věcné usměrňování ceny tepla musí přebytek úspory provozních nákladů promítnout do snížení ceny tepla.

Varianta		Investice	Ekonomické podmínky			
			Současný stav	A	B	C
V1	řeka	vysoká	87	32	10	-1
		nízká	42	-14	-35	-47
V2	ČOV	vysoká	59	-22	-45	-57
		nízká	14	-66	-90	-102
V3	vzduch	vysoká	92	26	3	-9
		nízká	46	-20	-43	-55
V4	vzduch	vysoká	54	12	0	-6
		nízká	25	-18	-29	-36

Tab. 11: Změna ceny tepla v Kč/GJ při dotaci 60 %

		Investice	Ekonomické podmínky			
			Současný stav	A	B	C
V1	řeka	vysoká	131	75	53	42
		nízká	68	13	-9	-20
V2	ČOV	vysoká	102	21	-2	-14
		nízká	40	-40	-64	-76
V3	vzduch	vysoká	137	71	48	35
		nízká	73	7	-16	-28
V4	vzduch	vysoká	83	40	29	23
		nízká	42	0	-12	-18

Tab. 12: Změna ceny tepla v Kč/GJ při dotaci 45 %

Z tab. 11 a 12 vyplývá, že za současného stavu ekonomických podmínek vedou všechny varianty ke zvýšení ceny tepla, které je zejména v případě vysoké investice často i velmi citelné. V případě dotace 60 % se situace významně mění už zavedením ETS2, kdy k poklesu ceny tepla dochází ve všech variantách s nízkou výší investice a v případě V2 (ČOV) i v případě vysoké ceny investice. V případě zrušení příplatku na POZE a zavedení tarifní reformy dochází k poklesu ceny tepla ve všech variantách. V případě dotace ve výši 45 % dochází při zavedení ETS2 k poklesu ceny tepla pouze v případě varianty V2(ČOV) s nízkou investicí. V případě zrušení příplatku na POZE a zavedení tarifní reformy dochází k poklesu ceny tepla ve všech variantách s nízkou investicí a v případě V2 (ČOV) i v případě vysoké investice.

5.8. Závěry ekonomického hodnocení a doporučení

Ze zkoumaných variant vychází za současných podmínek nejlépe varianta V2(ČOV), kde však nebyly započteny náklady na vyvedení tepelného výkonu a vzhledem umístění ČOV není tato varianta v daném případě prakticky realizovatelná. Zbývající 3 varianty jsou z hlediska ekonomické rentability velmi podobné. Pak lze jako nejvhodnější doporučit variantu V3 s TČ vzduch voda o výkonu 1200 kW, která vykazuje mezi těmito třemi variantami nejvyšší pokrytí dodávky tepla z TČ (71 %) a v prostředí s očekávanou vysokou volatilitou povolenky v ETS2 povede k nejvyšší míře jistoty zákazníků a dlouhodobé stabilizaci ceny tepla a současně pokrývá požadavky na účinnou soustavu zásobování tepelnou energií až do konce roku 2039 a při drobném navýšení výroby tepla, které lze s ohledem na navyšování podílu elektřiny vyráběné z OZE a tím i změny cenového profilu v průběhu roku očekávat, až do roku 2049. Možnou nevýhodou této varianty je pouze určitá hluková zátěž.

Přestože je budoucí ekonomika využití TČ zatížena značnou mírou nejistoty, lze doporučit zahájení přípravy takového projektu, protože tato příprava zabere minimálně rok, spíše dva roky a do doby finálního investičního rozhodnutí bude velká část současné nejistoty ohledně budoucích ekonomických podmínek eliminována. Lze také doporučit podání žádosti v aktuálně vypsané výzvě č. 1/2025 z programu HEAT (příjmem žádostí do 28.11.2025). Program umožňuje dobu realizace projektu na zdroji až 60 měsíců, žadatel tak nemusí projekt fakticky zahájit před rokem 2027, kdy by mělo dojít k vyjasnění velké části nejistot. Výše dotace může v případě využití TČ dosáhnout až 60 %, což je velmi příznivé a je na místě obava, že v budoucích programech bude výše investiční dotace významně nižší.

6. OBECNÉ ZÁVĚRY A REPLIKOVATELNOST

Zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů nově stanoví v § 26e požadavky na účinné soustavy zásobování tepelnou energií. Podle § 26f pak provozovatel soustavy zásobování tepelnou energií, do které je dodávána tepelná energie ze zdrojů tepelné energie se souhrnným instalovaným výkonem vyšším než 5 MWt, která není v roce 2025 účinnou soustavou zásobování tepelnou energií, bude povinen vypracovat plán transformace a do 30. září 2026 ho předložit ke schválení Energetickému regulačnímu úřadu. Blokové výtopny s kotli na zemní plyn požadavky na účinnou soustavu neplní a jejich provozovatelé budou tedy v případě výkonu nad 5 MW muset zpracovat transformační plány, kde navrhovaná opatření zajišťují splnění podmínek pro účinnou soustavu zásobování tepelnou energií do 10 let od předložení plánu transformace Energetickému regulačnímu úřadu ke schválení.

Využití tepelného čerpadla představuje pro řadu těchto soustav prakticky jedinou reálnou možnost, jak požadavky na účinnou soustavu zásobování teplem splnit. Výsledky posuzovaných variant ukazují, že i v případě využití tepelného čerpadla vzduch-voda, jehož realizace je možná prakticky všude, může zajistit **splnění požadavků na účinnou soustavu zásobování tepelnou energií** platných do roku 2049. Předpokládáme, že výsledky hodnocených variant jsou relevantní pro soustavy zásobování tepelnou energií využívající plynovou výtopnu s instalovaným výkonem 500 kW až 15 MW. Podle údajů Energetického regulačního úřadu existuje v ČR takových cenových lokalit **774 s celkovým instalovaným výkonem 1820 MW** a plánovanou **dodávkou tepla v roce 2025 ve výši 7 112 TJ** (tj. přibližně 10 % celkové dodávky tepla v ČR). Cenových lokalit s výkonem zdrojů nad 5 MW a do 15 MW je pak 120 s celkovým instalovaným výkonem 1045 MW a plánovanou dodávkou tepla v roce 2025 ve výši 2 828 TJ. Tyto údaje představují dolní hranici, protože existují cenové lokality, které se skládají z více blokových kotelen dodávajících teplo v rámci několika samostatných soustav zásobování teplem. Bohužel složení těchto lokalit již nelze ze statistiky jednoznačně identifikovat.

Byly hodnoceny varianty využití tepla z řeky, čistírny odpadních vod a dále tepelná čerpadla vzduch-voda. Obecně lze říci, že z těchto variant dosahuje jednoznačně nejlepších ekonomických výsledků využití tepla z **čistíren odpadních vod**. Problémem této varianty je fakt, že v řadě případů není čistírna odpadních vod ve vztahu k dané výrobně tepla optimálně umístěna a vyvedení tepelného výkonu by bylo velmi nákladné. Tuto variantu nicméně **doporučujeme prozkoumat přednostně** a teprve při negativním výsledku přistoupit k posuzování dalších variant. Výsledky varianty využití **tepla z řeky je možné aplikovat pouze na velké vodní tok**y typu Moravy, Vltavy, Labe, Ohře či Jizery, Berounky, Dyje apod., kde i při významnějším odběru tepla nemůže dojít k významnému ovlivnění zdroje tepla. I tak je pokrytí dodávky tepla při stejném instalovaném výkonu tepelného čerpadla nižší než v případě varianty tepelného čerpadla vzduch-voda. Důvodem je fakt, že teplota vody v řekách klesá v zimě na nízké hodnoty, které již negarantují nezamrznutí výměníku a odběr tepla je nutné na poměrně dlouhou dobu přerušovat. Výhodou varianty využití tepelného čerpadla vzduch-voda je relativně **snadná technická realizovatelnost** a **dobré ekonomické výsledky**. Nevýhodou této varianty je pak určitá hluková zátěž pro okolí způsobená činností ventilátorů.

Využití tepelného čerpadla jako náhrady jeho výroby v kotli na zemní plyn není za současných ekonomických podmínek **ekonomicky rentabilní**. To by se však mělo již **v dohledné době změnit**. Klíčovým faktorem je zavedení ETS2, k němuž by mělo podle směrnice dojít od 1. ledna 2027, významné

bude také výrazné snížení poplatku na POZE, ke kterému by mělo v souvislosti s ukončováním historické podpory dojít do roku 2030 a také tarifní reforma, k níž hodlá Energetický regulační úřad přikročit od 1. ledna 2027. Přestože jsou zatím ekonomické podmínky pro provoz tepelných čerpadel od roku 2027 zatíženy značnou mírou nejistoty, lze **doporučit zahájení přípravy těchto projektů** už proto, že provozovatelé soustav nad 5 MW na bázi plynových výtopen budou muset předložit Energetickému regulačnímu úřadu do 30. září 2026 závazné plány transformace těchto soustav. Přípravu projektů lze odhadovat minimálně na jeden, spíše pak na dva roky, a tedy před finálním investičním rozhodnutím lze očekávat vyřešení rozhodující části ekonomické nejistoty. Naopak v případě pokračující prokrastinace nebude mít dodavatel projekt připravený a nebude ho schopen včas realizovat.

7. PŘÍLOHA: JAK DOSÁHNOUT NÍZKÝCH PROVOZNÍCH TEPLOT V SOUSTAVĚ

Nízkých provozních teplot v soustavě zásobování teplem lze pomocí níže uvedených řešení:

1. Hydronické vyvážení

Hlavním cílem hydronického vyvážení je zajistit, že každá budova v SZT dostane potřebný průtok, což se dosahuje instalací ventilů pro řízení diferenčního tlaku, které udržují stabilní rozdíl tlaku mezi přívodní a vratnou stranou. To zajišťuje správně nastavené průtoky dle potřeb pro všechny budovy, čímž se zabraňuje zvyšování teploty přívodní vody ze strany provozovatele SZT, aby se předešlo tepelnému diskomfortu. Hydraulická nerovnováha může nastat na různých úrovních, od radiátorů v jednotlivých domácnostech po byty v bytových domech, a může také deformovat charakteristiky komponentů, jako je hydronická reakce termostatických ventilů radiátorů na detekované vnitřní teploty.

2. Bypassové/recirkulační aplikace

Tyto aplikace mohou při nesprávném řízení nebo poruchových operacích výrazně zvýšit vratné teploty, protože přenášejí teplonosnou vodu z přívodní trubky do vratné trubky, aniž by využívaly její tepelnou energii. Různé typy bypassů v teplárenských sítích zahrnují:

a) „Termostatické bypassy“, které přesměrovávají přívodní vodu do vratné trubky při nízké poptávce po teple, aby se předešlo nadměrnému ochlazování. Dle zaužívaných praxí v SZT by měla být nastavená teplota bypassu o 10 °C nižší než teplota přívodní vody.

b) „Bypassy minimálního průtoku“, které zajišťují minimální průtok, když není žádná poptávka.

c) „Bypassy pro řízení průtoku“, které jsou instalovány na výstupech čerpadel s konstantní rychlostí, aby vrátily nadbytečný průtok do vratné trubky a upravily průtok v síti SZT.

d) „Směšovací bypassy“, které jsou instalovány na budovách rozvoden, aby snížily teplotu přívodu a zabránily opaření.

3. Kaskádování

V SZT zahrnuje kaskádování sekvenční využívání tepla několika jednotkami nebo podvětvemi, kde každá jednotka nebo skupina využívá tepelnou energii z vratného média předchozí jednotky. Toto uspořádání může nastat na jakékoliv úrovni – rozvodny, síti nebo obou – zlepšuje odvádění dodávaného tepelného potenciálu a snižuje celkovou teplotu zpátečky dalším využitím zbytkové tepelné energie v následných jednotkách pracujících při nižších teplotách.

Tento přístup maximalizuje tepelný potenciál dodaného tepla tím, že vratné médium, místo aby bylo přímo recirkulováno zpět do tepelného zdroje, je dále využito v jiném sektoru s poptávkou po teple před tím, než je vypuštěno. Kaskádování je zvláště účinné v nízkoteplotních SZT, kde se více stupňů odběru tepla přizpůsobuje měnícím se teplotním požadavkům u různých typů spotřebitelů.

4. Regulační strategie

a) Řízení průtoku

Zde rozlišujeme dvě základní techniky řízení průtoku pro snižování vratné teploty v SZT, konkrétně se jedná o strategii s proměnlivým a konstantním průtokem.

Strategie s konstantním průtokem

Provoz s konstantním průtokem byl běžný díky své jednoduchosti při udržování hydronické rovnováhy a nákladovým výhodám použití čerpadla s konstantní rychlostí. Toto čerpadlo je obvykle nastaveno tak, aby zvládlo špičkové tepelné zatížení při své nejefektivnější rychlosti, což zajišťuje konzistentní průtok po celý rok. Výstup tepla je obvykle řízen nastavením přívodní teploty podle venkovní teploty.

Strategie s proměnlivým průtokem

Strategie s proměnlivým průtokem využívá čerpadlo s proměnlivou rychlostí a decentralizované samoregulační ventily pro řízení průtoku na spotřebitelských místech (např. termostatické ventily na radiátorech). Tento přístup zvyšuje flexibilitu a schopnost reagovat na výkyvy v tepelné poptávce, čímž se snižuje nadměrná spotřeba a zlepšuje tepelný komfort. Umožňuje optimalizaci vratných teplot podle podmínek zatížení, což vede k dosažení co nejnižší možné vratné teploty.

b) Řízení přívodní teploty

Cílem řízení přívodní teploty je udržet optimální a konstantní teplotu v potrubní síti, aby byly efektivně pokryty tepelné požadavky budov. Tato nastavená přívodní teplota má výrazný vliv na výkon systému a vratnou teplotu. Tradiční SZT buď používají konstantní přívodní teplotu po celý rok, nebo proměnnou přívodní teplotu upravenou podle venkovních podmínek.

Podobně regulátory rozvoden využívají přístup resetování venkovní teploty tím, že upravují vstupní teplotu do interního vytápěcího systému na základě vnějších podmínek. Tato úprava je dosažena řízením průtoku skrz výměník tepla v rozvodně v nepřímých konfiguracích nebo mícháním vratného média s přívodním médiem v přímých konfiguracích.

Studie potvrzují, že ekvitermní křivky jsou výkonnější než metody s pevně nastavenou přívodní teplotou. Nicméně nesprávná uvedení ekvitermních křivek do provozu mohou vést k horšímu výkonu než při použití pevných přívodních teplot.

5. Provoz při nízkém průtoku

Studie ukazují, že strategie nízkého průtoku mohou efektivně dosáhnout nízkých vratných teplot, pokud je zachováno adekvátní hydronické vyvážení a správný návrh komponent. V tomto přístupu musí radiátory rychle reagovat na změny v průtocích a využívat interní zisky tepla. Na rozdíl od systémů s vysokým průtokem jsou však systémy s nízkým průtokem náchylnější k místním odchylkám v síti, které mohou zvýšit vratné teploty.

6. Zdroj tepla

Identifikuje se zde několik omezení, která jsou kladena na jednotky pro výrobu tepla v SZT v závislosti na teplotách přívodního a vratného média. U kondenzačních plynových kotlů je pro dosažení kondenzace nutná vratná teplota pod 55 °C, přičemž optimální kondenzace probíhá přibližně při 35 °C. Vyšší vratné

teploty mohou zabránit kondenzaci a potenciálně způsobit korozi. Naopak u biomasových kotlů je minimální vratná teplota 60 °C, aby se předešlo korozi způsobené kondenzací. Jednotky pro kogeneraci čelí problémům kvůli velkým teplotním rozdílům mezi přívodním a vratným médiem a nízkým průtokům, což může vést k asymetrickému chlazení. Tepelné čerpadla na druhé straně vykazují nižší účinnost a výkon při vyšších teplotách přívodního média. Tato omezení by měla být zohledněna při návrhu primárního okruhu, který interaguje s jednotkou pro výrobu tepla, zatímco sekundární okruhy sloužící SZT síti mohou těžit z nižších vratných teplot.

7. Motivační tarify

Některé zahraniční systémy SZT motivují zákazníky ke snížení teploty zpátečky zavedením cenových schémat, která nabízejí bonusy za dosažení nižších teplot vratné vody a/nebo ukládají pokuty za překročení stanovených prahových hodnot. Implementace motivačního faktoru do kalkulace ceny tepla je upravena cenovým rozhodnutím ERÚ (viz. CR9/2024 bod 4.5: Kalkulace ceny tepelné energie pro odběrná místa odběratelů s pozitivním zpětným vlivem na SZTE). Tento způsob postupného motivačního snižování provozních teplot (zejména teploty vratné vody) zvolili v provozu společnosti SATT, a.s., která provozuje tepelné hospodářství ve Žďáru nad Sázavou. Níže uvádíme výňatek z Technických připojovacích podmínek (TPP) provozovatele SATT, a.s.

Výpočtový teplotní spád – topné období

V zimním období (topném období dle vyhlášky č. 194/2007 Sb.) závisí teplota primární horké vody na venkovní teplotě (ekvitermní regulace na zdroji) dle přílohy č. 1.

V zimním období je pro výpočtovou venkovní teplotu -15 °C stanoven tepelotní spád horkovodní sítě na **95/50 °C, tzn. Δt 45 °C**.

Výpočtový teplotní spád – mimo topné období

V letním období dosahuje teplota primární vody **60-65 °C**, v oblastech s nižšími letními průtoky mohou být teploty i nižší (např. městská čtvrť Klafar). Pro návrh OPS se doporučuje uvažovat s průměrnou hodnotou 60 °C. Teplotní spád horkovodní sítě je pro letní období stanoven na **65/35 °C, tzn. Δt 30 °C** (pro průtočný ohřev TV viz odst. *„Teplota vratu"*).

Tlakové poměry

Garantovaný dispoziční diferenční tlak v předacím místě je 40-50 kPa (včetně tlakové ztráty fakturačního měřiče tepla dodavatele). Při hydraulickém výpočtu OPS odběratel (projektant) uvede velikost průtokoměru měřiče tepla, se kterou bylo při návrhu OPS počítáno.

Maximální diferenční tlak v soustavě je 250 kPa, maximální statický tlak v soustavě je stanoven na PN16, tj. 1,6 MPa. Hladina konstantního statického tlaku je celoročně udržována na hodnotě 390 kPa.

Teplota vratu (primární strana horkovodu)

Nejvyšší dovolená teplota vratné primární vody na výstupu z OPS zpět do SZT je dána přílohou č. 1. Dále jsou stanoveny nejvyšší dovolené teploty horké vody ve vratu dle typu vnitřních okruhů:

- Ústřední topení 50 °C
- Akumulační ohřev TV 45 °C (čtvrthodinové maximum)
- Průtočný ohřev TV 45 °C (čtvrthodinové maximum)
- Vzduchotechnika – dveřní clona 45 °C (čtvrthodinové maximum)

Obr. 17: Technické připojovací podmínky (TPP) v SATT, a.s.

Podle vyjádření provozovatele SATT, a.s. je pro nově instalované předávací stanice běžně dosažitelné i vyšší vychlazení, zejména díky faktu, že koncové prvky v objektech jsou například podlahové či stropní

vytápění, případně je celý systém vhodně zregulován. Dalším charakteristickým rysem je i napojování nových odběratelů, kteří mají často objekty v úsporné energetické třídě a jejich spotřeba je tak z principu nízká.

Společnost SATT, a.s. umožňuje odběratelům vracejícím „kvalitní“ energii snížit své náklady na dodaný GJ tepla podle níže uvedeného klíče. Hranice pro kvalitní či standardní odběr je pro rok 2025 stanovena na teplotu vratné vody 45 °C. Pro cenovou úroveň 2025 byla stanovena cena tepla takto (obr. 18):

T02 Kvalitní odběr (Dvousložková cena)	Fakturační cena		Přepočet na Kč/kWh**	
Cena za výkon	17,97	Kč/kW/měsíc		
Cena za standardní odběr tepelné energie	837,78	Kč/GJ	3,02	Kč/kWh
Cena za kvalitní odběr tepelné energie	775,96	Kč/GJ	2,79	Kč/kWh

Obr. 18: Cena tepla za „kvalitní“ a standardní odběr tepla v SATT, a.s. (zdroj).

Jedná se tedy o slevu cca 8 % na odebraný GJ a domníváme se, že tato sleva je pro nové i stávající odběratele dostatečně motivační, aby se návrhu předávací stanice hlouběji věnovali. Současně lze konstatovat, že uvedená sleva je platná pro dnešní zdrojovou základnu a změna (potenciální sleva) může být markantnější ve chvíli, kdy budou instalována zařízení na tyto teploty náchylná. Pro posuzovaný případ Napajedla jako první krok doporučujeme již dříve uvažované zrušení výměníků v předávacích stanicích VS A a B a tedy přímou dodávku teplé vody z nového zdroje do stávajících tlakově nezávislých předávacích stanic v jednotlivých odběrných místech.

Vzniká zde tedy synergický efekt, kdy úsporná (pasivní) opatření na objektech realizovaná například v programu NZÚ snižují i požadavky na teplotu topného média, které pak díky tomu může dosahovat vyšších účinností. S vyšší účinností zdroje pak jde i větší podíl využití odpadní energie a snížení podílu spotřeby elektřiny pro pohon tepelného čerpadla.

Nižší spotřeba elektřiny znamená:

- Lepší ekonomickou efektivitu (nižší variabilní náklady na teplo = kratší návratnost)
- Zlepšení energetické bezpečnosti (větší podíl tepla je z volně dostupného zdroje)
- Stabilnější ceny tepla (výkyvy ceny elektřiny mají malý vliv na koncovou cenu)

Optimální stanovení provozních teplot v teplárenské soustavě je přesto poměrně komplexní inženýrská úloha, která vyžaduje hluboké znalosti termodynamiky a hydrauliky. Topný diagram je a bude vždy v rukou profesionálního provozovatele, nicméně i pro něj existují určité možnosti optimalizace.

Efektivní zlepšení provozních teplot v soustavách zásobování teplem může zajistit tvorba tzv: „digitálního dvojčete“, které na základě online dostupných dat optimalizuje požadavky na výkon zdroje, výstupní teplotu, výkon oběhových čerpadel atd. Naproti tomu teplota vratné vody je dominantně stanovena designem a zregulováním předávacích stanic a přesností odhadu požadovaného výkonu. Digital twin umožní pomocí strojového učení a AI své predikce průběžně zpřesňovat a ze zahraničních referencí plyne, že je díky tomuto opatření možné snížit teploty průměrně až o 10 °C (na obou větvích). Ve zmíněné

soustavě SATT, a.s. je topný diagram následující:

Příloha č. 1 – Topný diagram horkovodu SATT a.s.

- V topném období probíhá noční útlum – výstupní teploty horkovodu v době od 21:00 – 4:00 hod. je teplota o 6–10 °C.
- Dodavatel tepla mimo topné období zajistí jednou týdně (od 2:00 do 4:00 z neděle na pondělí) dostatečnou teplotu primárního zdroje (min. 70 °C), aby bylo možné provádět plánovanou termickou dezinfekci rozvodů TV proti bakterii legionella.

Venkovní teplota (°C)	Teplota přívodu (°C)	Teplota zpátečky (°C)	Δt (°C)
-15 a nižší	95	50	45
-14	94	50	44
-13	93	49	44
-12	92	49	43
-11	91	49	42
-10	90	49	41
-9	89	49	40
-8	88	48	40
-7	87	48	39
-6	86	47	39
-5	85	47	38
-4	84	47	37
-3	83	46	37
-2	82	46	36
-1	81	45	36
0	80	45	35
1	79	45	34
2	78	44	34
3	77	44	33
4	76	43	33
5	75	43	32
6	74	43	31
7	73	43	30
8	72	42	30
9	71	42	29
11	70	42	28
12	68	41	27
13 a vyšší	65	40	25

Obr. 19: Teploty primární sítě – topný diagram v SATT, a.s.

Z diagramu je patrné, že teplota vratné vody zpravidla není vyšší než 50 °C a mimo topné období klesá na 40 °C. Ze zahraničních zkušeností můžeme potvrdit, že uvedené (i nižší) teploty jsou běžně dosažitelné i pro skutečně rozsáhlé soustavy velikost Brna či Ostravy.

8. POUŽITÉ ZKRATKY

TČ	Tepelné čerpadlo
PK	Plynový kotel
EKOT	Elektrokotel
SVR	Služby výkonové rovnováhy
DT	Denní trh
ZP	Zemní plyn
AKU	Akumulátor tepla
SZT, SZTE	Soustava zásobování teplem, soustava zásobování tepelnou energií
GWP	Potenciál globálního oteplování (Global warming potential)
PDN	Prostá doba návratnosti
ČOV	Čistírna odpadních vod
OZE	Obnovitelné zdroje energie
DRK	Denní rezervovaná kapacita
EUA	Emisní povolenka
ETS	Evropský systém pro obchodování s emisemi
ETS2	Evropský systém pro obchodování s emisemi od roku 2027 (Oproti ETS navíc budovy + silniční doprava)
POZE	Podporované zdroje energie
NPV	Čistá současná hodnota (Net present value)
IRR	Vnitřní výnosové procento (Internal rate of return) WACC Weighted-average cost of capital (cena peněz)
CAPEX	Investiční náklady
OPEX	Provozní náklady

Plnohodiny hodiny plného zatížení (fullhours) jsou indikátor, který pomáhá interpretovat využití produkční kapacity daného stroje. Lze jej definovat jako počet hodin za rok, kdy zdroj vyrábí na svůj nominální výkon. Alternativně lze popsat kapacitním faktorem, který v procentech udává, jakou část roku běží zdroj na svůj maximální výkon. Pokud bychom měli např. zdroj s 3000 hodinami plného zatížení, tak jeho kapacitní faktor činí 3000/8760 = 34,25 %.