

Projekt

„Potenciál využití nízkoteplotních zdrojů tepla v soustavách zásobování tepelnou energií (SZTE) v ČR“

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

Teplárenské sdružení České republiky

Ing. Martin Hájek, Ph.D.

Ing. Jiří Vecka, Ph.D.

Praha, únor 2024



„Tento projekt byl podpořen European Climate Foundation (ECF) – číslo grantu G-2302-65688. 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

Seznam zkratk.....	5
Seznam obrázků	6
Seznam tabulek	8
1. Úvod	9
2. Zadání projektu	11
3. Nízkoteplotní zdroje tepla a výhody jejich využití.....	11
4. Přechod bytových domů na nízkoteplotní systém	13
4.1. Bytový fond ČR	13
4.2. Použitý postup pro ověření vztahu otopné soustavy s PENB.....	14
4.3. Výsledky posouzení přechodu bytových domů na nízkoteplotní systém	16
4.4. Podíl budov s možností přechodu na nízkoteplotní systém.....	18
5. Možnost využití geotermálních zdrojů energie v rámci větších SZTE v kombinaci s tepelnými čerpadly	19
5.1. Úvodní shrnutí možností geotermálních zdrojů.....	19
5.2. Geologické a geotermické poměry v České republice	20
5.3. Střety zájmů.....	26
5.4. Legislativa	26
5.5. Zdroje geotermální energie a technologie jímání zemského tepla.....	31
5.6. Nejčastější problémy spojené s využitím geotermální energie.....	35
5.7. Další otázky související s využitím geotermální energie.....	36
5.8. Případové studie geotermálních vrtů a praktické zkušenosti	41
5.9. Perspektivy využití geotermální energie	49
5.10. Shrnutí a doporučení v rámci využití geotermální energie	49
6. Posouzení využitelnosti velkých tepelných čerpadel pro teplárenství.....	52
6.1. Úvodní shrnutí situace na poli tepelných čerpadel	52
6.2. Chladiva	53
6.3. Technologie tepelných čerpadel	56
6.4. Výrobci tepelných čerpadel v EU.....	65
6.5. Využití odpadního tepla z ČOV s plánovanou výrobou tepla z TČ 200 GWh ročně.....	67
6.6. Využití povrchové vody (řeka) s plánovanou výrobou tepla z TČ 200 GWh ročně	74
6.7. Využití mělké geotermální energie s plánovanou výrobou z TČ 50 GWh ročně	77
6.8. Využití energie okolního vzduchu s plánovanou výrobou z TČ 20 a 10 GWh ročně	80
7. Přístup k řešení	85

8.	Výsledky modelování.....	89
8.1.	Jednotlivě hodnocené soustavy zásobování tepelnou energií.....	89
8.2.	Další lokality soustav zásobování tepelnou energií hodnocené souhrnně	91
8.3.	Souhrnné výstupy pro využití nízkoteplotních zdrojů tepla.....	93
9.	Bariéry využití nízkoteplotních zdrojů tepla v soustavách zásobování teplem a návrh opatření .	98
9.1.	Technické bariéry	98
9.2.	Administrativní bariéry.....	99
9.3.	Ekonomické bariéry.....	100
6.	Závěr.....	101
	Příloha 1 – Seznam podrobněji řešených lokalit SZTE (data za rok 2022 dle ERÚ)	102
	Příloha 2 – Diagramy trvání	103

Seznam zkratek

COP	Coefficient of Performance - topný faktor
ČOV	Čistírna odpadních vod
GTE	Geotermální energie
GWP	Global warming potential – potenciál globálního oteplování
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
ODP	Ozone depletion potential – potenciál poškozování ozonové vrstvy
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PENB	Průkaz energetické náročnosti budovy
SZTE	Soustava zásobování tepelnou energií
TČ	Tepelné čerpadlo
WWTP	Čistírna odpadních vod
ZZZK	Zvláštními zásahy do zemské kůry

Seznam obrázků

Obrázek 1.	Ukázka použitého energetického modelu.....	14
Obrázek 2.	Rozmezí střední teploty otopné soustavy	16
Obrázek 3.	Zjednodušená odkrytá geologická mapa České republiky podle typů hornin	21
Obrázek 4.	Schéma geologické mapy České republiky barevnými odstíny a směry naznačuje litologické odlišení hlavních geologických struktur.....	22
Obrázek 5.	Mapa teplot v hloubce 400 m	23
Obrázek 6.	Mapa teplot v hloubce 2000 m	23
Obrázek 7.	Mapa teplot v hloubce 5000 m	24
Obrázek 8.	Mapa tepelného toku na úrovni zemského povrchu	24
Obrázek 9.	Mapa teploty v hloubce 100 m pod povrchem	25
Obrázek 10.	Mapa teploty v hloubce 500 m pod povrchem	25
Obrázek 11.	Mapa perspektivních oblastí využití geotermální energie na Slovensku	43
Obrázek 12.	Města v Podunajské nížině, která již využívají geotermální energii při dodávce tepla a teplé vody do systémů centrálního vytápění	44
Obrázek 13.	Lokalizace geotermálních vrtů GTD – 1, 2, 3 a plánovaných geotermálních středisek v oblasti Košické kotliny na Východním Slovensku	47
Obrázek 14.	3D geologické schéma v oblasti Ďurkova s realizovanými vrty GTD-1, 2 a 3.	48
Obrázek 15.	Výskyt lázní, horkých pramenů a vhodné lokality pro využívání geotermální energie v České republice	49
Obrázek 16.	Vývoj v regulaci chladiv pro tepelná čerpadla.....	54
Obrázek 17.	Snižování výroby a prodejů chladiv HFC (zdroj UNEP)	55
Obrázek 18.	P-h diagram s pracovním cyklem čpavku (NH ₃ neboli R717).....	57
Obrázek 19.	Výpočet COP	58
Obrázek 20.	Závislost COP na teplotním liftu	59
Obrázek 21.	Princip zapojení tepelných čerpadel do kaskády.....	59
Obrázek 22.	Výpočet teoretické účinnosti tepelného čerpadla	60
Obrázek 23.	Rozdělení základních typů kompresorů a jejich charakteristiky	60
Obrázek 24.	Dvoustupňové tepelné čerpadlo Johnson Controls (Sabroe) o výkonu cca 1,2MW a jednostupňový stroj od GEA.....	61
Obrázek 25.	Paralelní zapojení kompresorů do děleného výparníku na chladné straně, do série na topné straně (zdroj FrioTherm).....	62
Obrázek 26.	Výkonové řady dle typu kompresoru a výstupní teploty (zdroj Fraunhofer IEG)	63
Obrázek 27.	Hybridní tepelné čerpadlo – porovnání s konvenčním systémem	64
Obrázek 28.	Průběh redukce výkonu a COP pro chladiva R717 a R744	65
Obrázek 29.	Změny COP u chladiv R717 a R744 se změnou vstupních/výstupních podmínek.....	65
Obrázek 30.	3D pohled na výměníky HUBER (cca 2MW)	72
Obrázek 31.	Fotky z realizace 2x1 BG14 z roku 2012, Švýcarsko.....	72
Obrázek 32.	Failing film evaporator (skrápěný výparník panelového typu) zdroj: SIEMENS	73
Obrázek 33.	Provozní režimy zima/léto pro zdroj s průtočným chlazením.....	74
Obrázek 34.	Podíl vzduchových tepelných čerpadel v SZTE v Dánsku (ke konci r. 2022).....	81
Obrázek 35.	Rozhodovací matice volby optimálního zdroje odpadního tepla (zdroj IEA DHC Annex TS3)	82

Obrázek 36.	Velikost TČ a zastavěná plocha pro výparníky dle instalovaného výkonu (zdroj sCOP s.r.o.)	82
Obrázek 37.	Instalace o výkonu 3,3 MW v Sonder Felding, Dánsko (zdroj FENAGY)	83
Obrázek 38.	Rozhodovací schéma pro modelování potenciálu SZTE lokalit	87
Obrázek 39.	Potenciál dodávek tepelné energie z TČ v rámci řešených SZTE v ČR k roku 2030 v TJ	90
Obrázek 40.	Potenciál dodávek tepelné energie z TČ v rámci řešených SZTE v ČR k roku 2040 v TJ	90
Obrázek 41.	Potenciál dodávek tepelné energie mimo řešené SZTE z TČ k roku 2030 v TJ	92
Obrázek 42.	Potenciál dodávek tepelné energie mimo řešené SZTE z TČ k roku 2040 v TJ	92
Obrázek 43.	Celkový potenciál využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE v ČR k roku 2030 v TJ	94
Obrázek 44.	Celkový potenciál využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE v ČR k roku 2040 v TJ	94
Obrázek 45.	Celkové potřebné investice do využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE v ČR v období 2021-2030 v mil. Kč	95
Obrázek 46.	Celkové potřebné investice do využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE v ČR v období 2031-2040 v mil. Kč	95
Obrázek 47.	Model skutečného nasazení zdrojů tepla v konkrétní SZTE v porovnání s výrobou/spotřebou elektřiny	96
Obrázek 48.	Průměrný emisní faktor tepla ze soustav zásobování teplem (g CO ₂ ekv/kWh)	97

Seznam tabulek

Tabulka 1.	Zatřídění obálky budovy	15
Tabulka 2.	Uvažované součinitele prostupu tepla pro jednotlivé varianty	15
Tabulka 3.	Ukázka potenciálních výkonů GTE zdrojů s vrty a TČ v rozmezí 100-400-1000 m	38
Tabulka 4.	Náklady mělkých geotermálních systémů (vrty s tepelným čerpadlem či kaskádou tepelných čerpadel různých výkonů bez DPH	39
Tabulka 5.	Potenciální výkony GTE zdrojů dle vydatnosti vrtu a teploty horniny	40
Tabulka 6.	Orientační investiční náklady BTES úložišť (bez DPH)	40
Tabulka 7.	Systémy SZTE v České republice dle ERÚ	50
Tabulka 8.	Seznam oslovených výrobců tepelných čerpadel.....	66
Tabulka 9.	Obdržené produktové podklady od jednotlivých výrobců	67
Tabulka 10.	Specifikace pro výrobce – case ČOV.....	68
Tabulka 11.	Výsledky z mapování – projekt ČOV režim léto.....	69
Tabulka 12.	Výsledky z mapování – projekt ČOV režim zima.....	70
Tabulka 13.	Zadávací podmínky pro Case 2	75
Tabulka 14.	Výsledky z mapování – projekt říční voda, režim léto	76
Tabulka 15.	Výsledky z mapování – projekt říční voda, režim zima.....	77
Tabulka 16.	Zadávací podmínky pro Case 3	78
Tabulka 17.	Výsledky z mapování – projekt geotermál 50GWh, režim léto	79
Tabulka 18.	Výsledky z mapování – projekt geotermál 50GWh, režim zima.....	80
Tabulka 19.	Výsledky z mapování – projekt vzduch 20GWh, režim léto	84
Tabulka 20.	Výsledky z mapování – projekt vzduch 20GWh, režim zima	85
Tabulka 21.	Hlavní výstupy z modelování podrobněji řešených lokalit SZTE:	89
Tabulka 22.	Hlavní výstupy z modelování pro souhrnně hodnocené lokality:	91
Tabulka 23.	Souhrnné výstupy – Celkový potenciál využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE v ČR 93	
Tabulka 1.	Průměrné topné faktory pro výrobu tepla z tepelných čerpadel v SZTE v roce 2040... 96	
Tabulka 2.	Podíl tepla vyrobeného z obnovitelných zdrojů a z fosilních paliv..... 97	

1. Úvod

V roce 2022 činil v České republice podíl dodávky tepla vyrobeného z uhlí na celkové dodávce tepla 54 %. Do roku 2030 se předpokládá odchod tepláren od uhlí s tím, že mohou existovat ještě dodávky tepla z uhlí z uhelných elektráren, které budou ještě v provozu. Vláda počítá s odchodem od uhlí k roku 2033, ale zatím není jasné, jak bude říditelný výkon uhelných elektráren nahrazen. Uhlí bude při výrobě tepla nahrazeno v první řadě biomasou a komunálním odpadem. Těchto surovin je však omezené množství. Zbytek pokryje plyn dodávaný přes plynárenskou soustavu. V případě realizace záměrů na výrobu biometanu na úrovni 500 mil. m³ může být velká část navýšení spotřeby plynu v teplárenství pokryta biometanem. Dodávky tepla z jaderné elektrárny Temelín do Českých Budějovic již byly zahájeny a do roku 2030 se počítá také s dodávkami tepla z jaderné elektrárny Dukovany do Brna. Do roku 2030 budou také realizováno několik projektů využití nízkopotenciálního tepla v soustavách zásobování teplem pomocí tepelných čerpadel.

Pro vývoj teplárenství a využití nízkoteplotních zdrojů tepla do roku 2030 a 2040 bude určující evropská legislativa. Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2023/1791 ze dne 13. září 2023 o energetické účinnosti a o změně nařízení (EU) 2023/955) zavádí v článku 26 od roku 2028 postupné zpřísnění definice účinné soustavy dálkového vytápění (dále jen „přepracovaná směrnice o energetické účinnosti“).

Platnost	Při splnění alespoň jedné podmínky se jedná o účinnou soustavu:				
Do 31.12. 2027	50 % z OZE	50 % odpad. tepla		75 % tepla z KVET	50 % z kombinace OZE, odpadního tepla a tepla z KVET
Od 1.1.2028	50 % z OZE	50 % odpad. tepla	50 % z OZE nebo odpad. tepla	80% tepla z vysokoúčinné KVET	50 % z kombinace OZE, odpadního tepla a tepla z vysokoúčinné KVET, z OZE nebo odpadního tepla však nejméně 5 %
Od 1.1.2035	50 % z OZE	50 % odpad. tepla	50 % z OZE nebo odpad. tepla	-	80 % z kombinace OZE, odpadního tepla a tepla z vysokoúčinné KVET, z OZE nebo odpadního tepla však nejméně 35 %
Od 1.1.2040	75 % z OZE	75 % odpad. tepla	75 % z OZE nebo odpad. tepla	-	95 % z kombinace OZE, odpadního tepla a tepla z vysokoúčinné KVET, z OZE nebo odpadního tepla však nejméně 35 %

Splnění definice účinné soustavy bude zcela zásadní pro její uplatnění na trhu s teplem, respektive pro připojování nově stavěných budov. Revize směrnice o energetické náročnosti budov, která je v závěrečné fázi schvalovacího procesu, pracuje s pojmem budova s nulovými emisemi, která může být připojena mimo jiné právě na účinnou soustavu dálkového vytápění a chlazení. Od 1. ledna 2028 by měly být budovami s nulovými emisemi nové budovy vlastněné veřejnou sférou, od 1. ledna 2030 pak všechny nové budovy.

Přepracovaná směrnice o energetické účinnosti zavádí dále v článku 25 povinnost pro členské státy zajistit, že regionální a místní orgány vypracují místní plány vytápění a chlazení alespoň v obcích s celkovým počtem obyvatel vyšším než 45 000. Tyto plány by měly poskytnout odhad a zmapování potenciálu pro zvýšení energetické účinnosti, mimo jiné prostřednictvím připravenosti nízkoteplotního dálkového vytápění, vysoce účinné kombinované výroby tepla a elektřiny, zpětného získávání odpadního tepla, a energie z obnovitelných zdrojů při vytápění a chlazení v dané konkrétní oblasti a stanovit trajektorii pro dosažení cílů plánů v souladu s klimatickou neutralitou a sledování pokroku při provádění identifikovaných politik a opatření.

Další klíčovou legislativu představuje směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2021 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů. Ta byla 18. října 2023 novelizována směrnicí Evropského parlamentu a Rady (EU) 2023/2413, kterou se mění směrnice (EU) 2018/2001, nařízení (EU) 2018/1999 a směrnice 98/70/ES, pokud jde o podporu energie z obnovitelných zdrojů, a zrušuje směrnice Rady (EU) 2015/652 (dále jen „RED III“).

Energie prostředí zůstala v definici zachována stejně jako její definice: „energií okolního prostředí“ přirozeně se vyskytující tepelná energie a energie nahromaděná v prostředí vymezeném určitými hranicemi, která může být uložena v ovzduší, s výjimkou odpadního vzduchu, nebo v povrchových či odpadních vodách. V případě využití geotermální energie, tepla z ovzduší, povrchových vod a odpadních vod z čistíren odpadních vod pomocí tepelných čerpadel se tedy jedná o teplo z obnovitelných zdrojů.

Zachována zůstala po novelizaci směrnice 2018/2001 také definice odpadního tepla: „odpadním teplem a chladem“ teplo nebo chlad nevyhnutelně vzniklé jako vedlejší produkt v průmyslových zařízeních nebo zařízeních na výrobu elektřiny nebo v terciárním sektoru, kde byl nebo bude použit proces kombinované výroby tepla a elektřiny nebo kde není kombinovaná výroba tepla a elektřiny proveditelná, jež by se bez přístupu do soustavy dálkového vytápění nebo chlazení bez využití rozptýlily do vzduchu nebo vody.

Směrnice RED III zvýšila cíl podílu energie z OZE na hrubé konečné spotřebě do roku 2030 z 32 na 42,5 % s tím, že členské státy se budou snažit dosáhnout podílu 45 %. V případě dálkového vytápění a chlazení pak byl nově stanoven indikativní cíl zvýšení podílu tepla z obnovitelných zdrojů a odpadního tepla v období 2021 až 2030 o 2,2 % ročně oproti úrovni v roce 2020. Podle dat Energetického regulačního úřadu dosahoval v roce 2020 podíl obnovitelných zdrojů a odpadního tepla na dodávce tepla 10,7 %. V roce 2030 by tak podíl obnovitelných zdrojů a odpadního tepla na dodávce tepla měl dosáhnout 32,7 %.

Je zřejmé, že růst podílu tepla z obnovitelných zdrojů a odpadního tepla v dálkovém vytápění se rokem 2030 nezastaví a měl by dále akcelarovat do roku 2040, kdy bude využití fosilního zemního plynu omezeno na nezbytné minimum ve zdrojích pro špičkové zatížení a ve zdrojích vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, které budou zejména v zimních měsících podporovat elektrickou síť a vyrovnávat výpadky výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Vzhledem k tomu, že potenciál využití lesní biomasy a komunálního odpadu bude v ČR do roku 2030 prakticky vyčerpán a potenciál využití biometanu je omezený, je dekarbonizace dálkového vytápění v ČR těžko myslitelná bez zásadního zapojení nízkoemisních zdrojů nízkopotenciálního tepla využitého pomocí průmyslových tepelných čerpadel.

Využití nízkoteplotních zdrojů tepla v soustavách zásobování tepelnou energií v České republice je doposud minimální. Roční zpráva o provozu teplárenských soustav České republiky za rok 2022 vydaná Energetickým regulačním úřadem uvádí dodávku tepla vyrobeného z energie prostředí s využitím tepelného čerpadla 76,1 TJ a dodávku tepla ze solárních kolektorů 0,6 TJ. Dodávka tepla získaného za odpadního tepla dosáhla 822,5 PJ, přinejmenším v rozhodující většině však šlo o vysokopotenciální odpadní teplo z průmyslu. Energetický regulační úřad bohužel teplotní úroveň odpadního tepla neneviduje. V oblasti využití nízkoteplotního zdroje tepla z geotermální energie dodávaného do soustavy zásobování tepelnou energií funguje v současné době v České republice pouze jediný projekt v Děčíně, kde je získávána voda o teplotě 30 °C, která je ochlazována pomocí tepelného čerpadla a získané teplo je dodáváno do soustavy zásobování teplem. V České republice je provozováno ještě několik dalších projektů, které jsou využity v lázeňství nebo akvaparcích a v zoologické zahradě, v těchto případech se však nejedná o soustavu zásobování tepelnou energií provozovanou na základě energetického zákona. Většímu využití nízkoteplotních zdrojů tepla v soustavách zásobování tepelnou energií brání řada bariér, kterým se budeme podrobně věnovat v dalším textu.

2. Zadání projektu

1. Posouzení využitelného technického a ekonomického potenciálu nízkoteplotních zdrojů tepla z obnovitelných zdrojů a odpadního tepla v soustavách dálkového vytápění v ČR pomocí velkých tepelných čerpadel.
2. Stanovení klíčových podmínek pro využití potenciálu nízkoteplotních zdrojů v soustavách dálkového vytápění v České republice včetně časové perspektivy.
3. Navrhnout legislativní změny a podpůrná schémata pro usnadnění využití nízkoteplotních zdrojů tepla v soustavách dálkového vytápění v České republice.
4. Komunikace výstupů projektu ke stakeholderům a rozhodovatelům.

3. Nízkoteplotní zdroje tepla a výhody jejich využití

Za nízkoteplotní zdroje tepla považujeme zdroje s teplotou do 50 až 60° C. Tyto zdroje nelze s výjimkou velmi specifického případu předehřevu centrálně připravované teplé vody přímo využít ani v běžných teplovodních soustavách zásobování teplem, kde se teplota dodávané vody v rozvodném tepelném zařízení pohybuje na úrovni 80 až 90 °C. Tyto soustavy bývají označovány jako soustavy 3. generace. Mezi zdroj tepla a soustavu zásobování teplem je proto nutné umístit tepelné čerpadlo, které teplotu zvýší tak, aby mohlo dojít k dodávce do předmětné soustavy.

Z pohledu klasifikace nízkoteplotních zdrojů tepla rozlišujeme obnovitelné zdroje energie a odpadní teplo. Mezi nízkoteplotní teplo z obnovitelných zdrojů lze zařadit zejména:

- teplo ovzduší,
- teplo povrchových vod,
- teplo z čistíren odpadních vod,
- geotermální teplo s nízkou teplotou,
- teplo ze solárních kolektorů.

Za odpadní teplo považujeme ty zdroje, které splňují definici uvedenou ve směrnici Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001. Jedná se o teplo nevyhnutelně vzniklé jako vedlejší produkt v průmyslových zařízeních nebo zařízeních na výrobu elektřiny nebo v terciárním sektoru, kde byl nebo bude použit proces kombinované výroby tepla a elektřiny nebo kde není kombinovaná výroba tepla a elektřiny proveditelná, jež by se bez přístupu do soustavy dálkového vytápění nebo chlazení bez využití rozptýlily do vzduchu nebo vody. Již v současné době je v řadě případů v soustavách zásobování tepelnou energií využíváno odpadní teplo z průmyslu s vysokou teplotou. Mezi nízkoteplotní zdroje odpadního tepla lze zařadit například odpadní teplo z:

- chlazení datových center,
- chlazení budov,
- průmyslových procesů s nízkou teplotou
- energetiky (dochlazování spalin, chlazení generátorů, ložisek apod.)

Možnostem a bariérám využití odpadního tepla se věnovala studie „Potenciál využití odpadního tepla v České republice“ zpracovaná v dubnu 2023 pro Ministerstvo životního prostředí. Obecným problémem odpadního tepla, pokud se nejedná o odpadní teplo z vlastní výroby tepla, je skutečnost, že je vždy vázáno na nějakou činnost provozovanou cizím subjektem. Dostupnost odpadního tepla je tak vázána na ekonomickou rentabilitu daného provozu a použitou technologii. Vždy tak existuje riziko ukončení dané činnosti a tím i dodávek odpadního tepla anebo přechodu na jinou technologii, která dodávky odpadního tepla podstatně sníží nebo úplně zastaví. Je potřeba počítat s tím, že zejména průmyslové podniky jsou a budou motivovány využít odpadní teplo především uvnitř vlastního závodu – například k ohřevu teplé vody a vytápění průmyslových hal, temperování skladů apod. Tuto praxi již dnes sledujeme, z pohledu tepláren se projevuje jako úspory snižující odběr tepla. Zdroje odpadního tepla jsou velmi specifické a jejich využitelnost je potřeba hodnotit případ od případu, podstatné je i množství dostupného tepla, technicko-ekonomické podmínky jeho využití a tak dále. Vždy ovšem jde o lokální omezené zdroje, jejichž využitelnost se při globálním pohledu dá jen obtížně postihnout.

Ve studii jsme se dále soustředili na následující obnovitelné zdroje nízkoteplotního tepla:

- teplo ovzduší,
- teplo povrchových vod,
- teplo z čistíren odpadních vod,
- geotermální teplo s nízkou teplotou,

Jejich primární výhodou je, že jsou v zásadě všudypřítomné a dostupné v poměru k poptávce po teple v téměř neomezeném množství. Omezující parametry pro jejich využití jsou tedy zpravidla technicko-ekonomické, tj. zda je technicky možné a ekonomicky rentabilní daný zdroj využít a dále je omezením samotná poptávka po teple pro danou soustavu zásobování tepelnou energií. Pochopitelně v jednotlivých případech je potřeba volit nejvhodnější zdroj případně jejich kombinaci.

Další zásadní výhodou těchto zdrojů je skutečnost, že jsou v zásadě „věčné“ a v podstatě odpadá riziko jejich zániku zmíněné v případě zdrojů odpadního tepla. V případě čistíren odpadních vod může teoreticky dojít k jejich přemístění, ale v praxi se jedná o naprosto výjimečnou situaci. Čistírna odpadní vody je totiž napojena na velmi nákladnou infrastrukturu odvodu odpadní vody.

Další výhodou uvedených zdrojů je, že se jedná z pohledu evropské klasifikace o obnovitelné zdroje energie, jejichž využití bude napomáhat dosažení závazného cíle České republiky v podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé domácí spotřebě do roku 2030. Lze proto očekávat, že tyto zdroje budou mít lepší přístup k veřejným prostředkům než využití odpadního tepla.

Solární kolektory mají velmi omezené uplatnění v menších soustavách mimo větší města, proto se jimi blíže nezabýváme. Důvodem je jednak velký záběr plochy, která zpravidla není ve městech a jejich blízkém okolí k dispozici nebo je velmi nákladná a dále velmi sezónní charakter získaného tepla, kdy v létě dochází k významným přebytkům, ale již na podzim množství tepla zásadně klesá. Pro náhradu fosilního paliva je pak nutné mít stejně některý z výše zmíněných zdrojů, který je pak ovšem k dispozici i v létě a nedává smysl jeho využití omezovat pomocí další investice do solárních kolektorů.

4. Přechod bytových domů na nízkoteplotní systém

Klíčovou roli v dekarbonizaci teplárenství hrají budovy a procesy, které teplárna zásobuje. V konečném důsledku právě ony a jejich poptávka určuje jak kvantitativní tak kvalitativní stránku dodávaného tepla a definuje omezující faktory diversifikace palivové a zdrojové základny. Významný potenciál zvyšující efektivitu dodávky energie umožňující rozšíření jak palivové tak i zdrojové základny na straně dodavatele představuje přechod na nízkoteplotní soustavy zásobování teplem.

Základem ekonomicky efektivního přechodu soustavy na nízkoteplotní provoz soustavy je možnost koncových odběratelů provozovat budovu na nízkém teplotním spádu a s tím související poptávka po nízkoteplotní dodávce tepla. Snížení teplotního spádu je u koncových odběratelů možné pouze za předpokladu snížení tepelných ztrát budovy vlivem změny tepelně-technických parametrů obálky budovy ve vztahu k výkonu instalované otopné soustavy a jejich distribučních prvků.

Teplotní spád nízkoteplotní otopné soustavy u konečného odběratele tepla by se měl pohybovat na úrovni méně než 60 °C vstupní teplotě do otopné soustavy. Z pohledu dodavatele tepla je tedy limitujícím aspektem požadavek na teplotu teplé (dříve též nazývané užitkové) vody. Pod úroveň tohoto požadavku při dodávce tepla není třeba soustavu zásobování teplem navrhovat.

4.1. Bytový fond ČR

Běžné bytové domy, které představují významný podíl z pohledu počtu odběratelů u většiny soustav zásobování tepelnou energií, mají otopnou soustavu dimenzovanou na vyšší teplotní spády – typicky v rozsahu 75 až 90 °C vstupní teploty do otopné soustavy. Od této teploty se následně odvíjí teplotní spád výměníku a celé větve teplárenské soustavy, která dům zásobuje teplem. Významná část bytového fondu prošla nebo v nejbližší době projde renovací zahrnující tepelně izolační sanaci obálky budovy, které představují změnu požadavků na teplotní spád otopné soustavy. To má v důsledku vliv i provoz soustavy zásobování tepelnou energií.

Ze šetření ČSÚ ENERGO 2015 vyšlo najevo, že přibližně tři čtvrtiny domácností mají již vyměněná okna, téměř polovina domácností realizovala alespoň částečné zateplení vnějších stěn a třetina domácností zateplila střešní konstrukci. Tepelně technickou sanaci obálky budovy dochází ke snížení tepelných ztrát budovy a tedy i ke změně podmínek na jaké byla otopná soustava dimenzována. V takovém případě musí být provedeno termohydraulické vyvážení otopné soustavy, které bude

zahrnovat i úpravu regulačních prvků, průtoku a teplotního spádu otopné soustavy. Za předpokladu neměnného stavu otopné soustavy, ve smyslu snížení výkonu koncových distribučních prvků, lze definovat závislost kvality tepelně-izolační obálky budovy na teplotním spádu otopné soustavy. Jsou-li současně se změnou obálky budovy osazeny i nové koncové distribuční prvky o nižším výkonu dimenzované na vyšší teplotní spád, pak tato závislost neplatí.

Kvalita obálky budovy je definována tepelně-technickými vlastnostmi jednotlivých konstrukcí, které se propisují do průměrného součinitele prostupu tepla U_{em} . Tento ukazatel je součástí legislativně vyžadovaných dokumentů – průkazu energetické náročnosti budovy. Ten je od 1. ledna 2009 povinnou součástí projektové dokumentace výstavby nové budovy a současně povinnou součástí projektové dokumentace větší změny dokončené budovy dle zákona č. 406/2000 Sb. ve znění pozdějších předpisů. Průkaz energetické náročnosti budovy je současně vyžadován při prodeji či pronájmu bytu či domu. Mezi lety 2015 a 2019 vznikla současně povinnost zpracovat průkaz energetické náročnosti budovy všem vlastníkům užívaných bytových a administrativních budov. Obdobná povinnost byla kladena i na budovy vlastněné a užívané orgány veřejné moci a na budovy často navštěvované veřejností. Jedná se tedy dokument, který by měla mít k dispozici většina konečných odběratelů SZTE.

Potenciál možnosti snížení teplotního spádu otopné soustavy tak lze stanovit na základě klasifikaci průměrného součinitele prostupu tepla U_{em} budov v posuzovaném územním celku (např. pro jednotlivé větve soustavy). Konkrétní možnosti snížení teplotního spádu však musí být vždy vyhodnoceny individuálně ve vztahu ke stavu otopné soustavy pro každého odběratele samostatně.

4.2. Použitý postup pro ověření vztahu otopné soustavy s PENB

Abychom našli stav obálky budovy odpovídající možnostem přechodu na nízkoteplotní otopnou soustavu, byla provedena zjednodušená parametrická studie na modelovém bytovém domu typizované panelové soustavy s 9-ti nadzemními podlažními, jehož podobu ukazuje následující náhled na energetický model.



Obrázek 1. Ukázka použitého energetického modelu

Dostatečný výkon u koncových distribučních prvků otopné soustavy byl posuzován pro každou z variant kvality obálky budovy (dle PENB klasifikace A až G) vždy v celkem 18 místnostech bytů o dispozici 3+1 a 2+KK v 2.NP (nad nevytápěným suterénem), v typickém podlaží a v nejvyšším podlaží budovy (9.NP pod střešní konstrukcí). Každá místnost je vybavena článkovým/i otopným/i tělesem/tělesy (celkem 6 až 18 článků podle velikosti místnosti a její polohy v domě) odpovídajícím tepelné ztrátě v době výstavby budovy (zde 70. léta 20. století). Stávající teplotní spád otopné soustavy činí 80/65 °C pro venkovní návrhovou teplotu vzduchu.

Ve výpočtu byla uvažována konstantní rychlost topné vody v potrubí a současně podle vzdálenosti bytu od zdroje tepla postupný útlum teploty v rozsahu 0 – 2 – 4 °C (znázorňující pokles teploty na svislém rozvodu tepla).

V jednotlivých variantách byla modelována realizace energeticky úsporných opatření na obálce budovy v takovém rozsahu, aby průměrný součinitel prostupu tepla odpovídal klasifikaci obálky budovy G až A dle vyhlášky č. 264/2020 Sb. (klasifikace je u bytových domů fakticky kompatibilní s předchozí vyhláškou č. 78/2013 Sb.). Klasifikace se stanovuje ve vztahu k referenční hodnotě $U_{em,R}$ definované pro výstavbu nové budovy. Základní hodnota vychází ze součinitelů prostupu tepla $U_{N,20}$ definovaných ČSN 730540-2:2011 s korekcí f_R ve výši 0,7x (korekce definována pro výstavbu nové budovy a klasifikační ukazatel = ER). Zatřídění odpovídající poměru vůči ER, tedy $U_{em,R}$ pro novostavbu a poměru vůči požadavkům dle ČSN 730540-2:2011 uvádí následující tabulka.

Tabulka 1. Zatřídění obálky budovy

Klasifikační třída		A	B	C	D	E	F	G
Poměr vůči $U_{em,R}$	Výstavba nové budovy	< 0,7x E_R	< 0,9x E_R	< 1,2x E_R	< 1,7x E_R	< 2,3x E_R	< 2,9x E_R	> 2,9x E_R
	Stávající budovy (požadavek ČSN 730540-2:2011)	< 0,5x	< 0,6x	< 0,8x	< 1,2x	< 1,6x	< 2,0x	> 2,0x

Tabulka 2. Uvažované součinitele prostupu tepla pro jednotlivé varianty

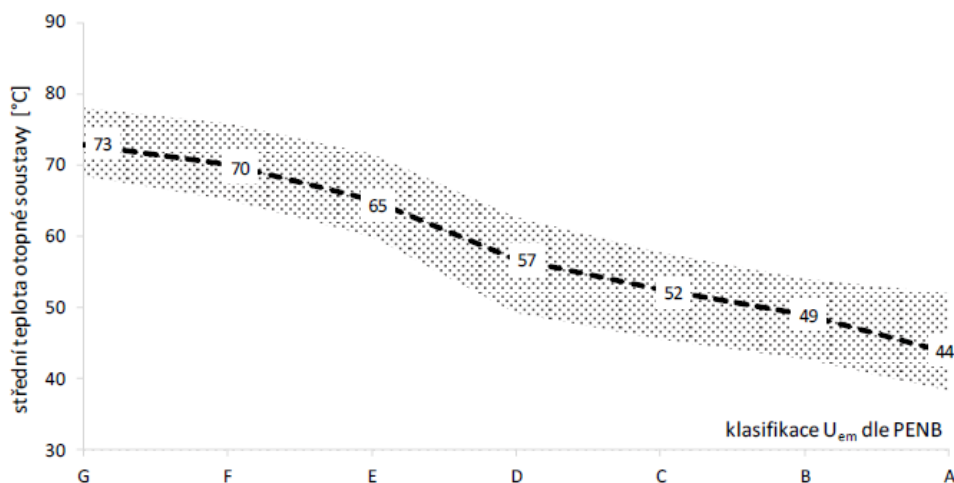
Klasifikační třída budovy	G	F	E	D	C	B	A
Konstrukce	Izolační parametry konstrukcí [W/m ² K]						
Podlaha na zemině	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Podlaha nad nevyt. 1.PP	1,75	1,75	1,75	0,4	0,4	0,4	0,25
Obvodové stěny	0,98	0,98	0,25	0,25	0,25	0,18	0,12
Střecha	0,65	0,4	0,26	0,18	0,15	0,11	0,11
Okna	2,4	1,3	2,4	1,3	1,2	0,9	0,8
Stěny k nevyt. prostorům	2,74	2,74	2,74	2,74	0,6	0,4	0,3
Vstupní dveře	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1	0,8
Stěna 1.NP a strojovny	0,98	0,98	0,98	0,3	0,3	0,3	0,25
Střecha strojovny	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,2
Dveře strojovny	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	1,2
Tepelné vazby	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02
Těsnost obálky budovy	Infiltrace vzduchu (q_{50}) [h ⁻¹]						
	2	2	2	1,5	1,2	1	0,5

V tepelných ztrátách je mimo ztrátu prostupem jednotlivými konstrukcemi včetně zahrnutí přírážky na tepelné vazby započtena i tepelná ztráta větráním ve výši $0,5 \text{ h}^{-1}$ a tepelná ztráta infiltrací v rozsahu $q_{50} = 2,0$ až $0,5 \text{ h}^{-1}$ podle úrovně renovované obálky budovy. V tepelné ztrátě infiltrací je zohledněna časovost působení teplového zatížení fasády, není započtena okamžitým maximálním požadavkem.

4.3. Výsledky posouzení přechodu bytových domů na nízkoteplotní systém

V následujícím grafu je zobrazen rozsah střední teploty otopné soustavy na zdroji odpovídající pokrytí alespoň 95 % tepelné ztráty všech hodnocených místností v jednotlivých energetických standardech obálky budovy s uvedením mediánové hodnoty. Maximální hodnoty odpovídají místnostem s nejhorší pozicí (typicky pod střechou na okraji domu) a tělesy s nižším výkonem, minimální hodnoty naopak místnostem uprostřed dispozice domu. V rámci otopné soustavy s otopnými tělesy se volí teplotní spád s rozdílem v rozsahu 10 až 25 K (u nižších teplotních spádů se volí menší rozdíl), tedy rozdíl 5 – 12 K od uvedené střední teploty soustavy. Tento rozsah od uvedené průměrné střední teploty vytváří potenciál k přechodu na nízkoteplotní soustavu.

Obecně platí, že čím lepší klasifikační třída obálky je, tím více se mohou vyskytnout omezující prvky, na něž bude nutné reagovat doplňujícími opatřeními.



Obrázek 2. Rozmezí střední teploty otopné soustavy

Poznámka: V hodnocení bylo uvažováno s konstantní rychlostí průtoku topné vody v otopné soustavě.

Z hodnocení vyplývá, že z pohledu budovy jako celku je možné přejít na nízkoteplotní otopnou soustavu u budov, které mají klasifikovanou obálku budovy na úrovni D a lepší. Taková budova by měla mít zateplenou všechny vnější stěny na úroveň $U = 0,25 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$, která odpovídá přibližně 100 až 150 mm tepelné izolace (podle typu pláště a typu nového tepelného izolantu), zateplenou střechu na úroveň $U = 0,18 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$ a vyměněná okna na úrovni $U_w = 1,30 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$ s průvzdušností obálky

budovy okolo $q_{50} = 1,5 \text{ h}^{-1}$. Tato úroveň obálky budovy by umožnila snížení teplotního spádu otopné soustavy až na cca 60/50 °C.

Omezující faktory tohoto hodnocení

- Úroveň kvality zpracování průkazů energetické náročnosti budovy bývá různá a stav nemusí plně odpovídat stavu budovy, proto je doporučováno ověření parametrů přímo na předmětné budově.
- Vliv na teplotní spád otopné soustavy nemá pouze tepelně-technická úroveň obálky budovy, ale i množství větraného vzduchu a míra infiltrace netěsnostmi v obálce, proto se i výsledné tepelné spády otopné soustavy mohou lišit v případě nižší hygienické výměny vzduchu a nižší infiltrace vzduchu. Obecně platí, že hygienická výměna vzduchu bývá ve dnech s nízkými venkovními teplotami nižší, proto lze předpokládat i možnost dosažení nižšího teplotního spádu.
- Důležitým omezujícím faktorem je nevyrovnaná kvalita obálky budovy z pohledu polohy jednotlivých bytů. Není-li zateplena střecha budovy nebo podlaha k nevytápěnému suterénu či k zemině, mohou být byty v nejnižším podlaží nebo byty v nejvyšším podlaží při snížení teplotního spádu ohroženy nedostatečným výkonem zde instalovaných otopných těles. Nerealizované zateplení stropu nevytápěného suterénu tak může fakticky celému domu znemožnit efektivní snížení teplotního spádu otopné soustavy.
- Stejným případem mohou být původní okna s vysokou infiltrací vzduchu nacházející se v některém z bytů. Výměnu oken si v mnoha případech zajišťují majitelé jednotlivých bytových jednotek, a proto mohou být byty s dosud nevyměněnými okny – tedy byty vyžadující vyšší teplotní spád otopné soustavy.
- Dalším omezujícím faktorem je stav tepelné izolace vnitřních rozvodů tepla a vzdálenost posledního distribučního prvku od zdroje tepla. V bytových domech bývají často svislé rozvody nezateplené a se zvyšující se vzdáleností od zdroje dochází k poklesu teplotního spádu a tedy ke sníženému výkonu distribučních prvků.
- Omezením pro přechod soustavy zásobování teplem na nízkoteplotní spád mohou být i požadavky na teplotu teplé vody. Rozvody teplé vody bývají v budově velmi slabě tepelně izolovány, a proto může vzniknout požadavek na zvýšení teplotního spádu, aby byly splněny legislativní požadavky na minimální teplotu teplé vody na výtoku z baterie.
- V mnoha bytových domech, které byly navrženy jako celek, došlo k jeho rozdělení na více právních subjektů (např. SVJ po vchodech). To zapříčinilo skutečnost, že v oblasti tepelně-technické sanace obálky budovy není přistupováno jako k celku (tedy na celé budově), ale po jednotlivých vchodech. Tato nehomogenost představuje bariéru pro přechod na nízkoteplotní soustavu celému objektu.
- Značným omezujícím prvkem mohou být i požadavky na památkovou ochranu budovy, nebo umístění budovy v památkově zóně, které znemožňují efektivní úpravu obálky budovy, respk. některých jejích částí.
- Výše uvedené omezující prvky jsou řešitelné realizací doplňujících opatření (dodatečné zateplení konstrukcí, výměna nevyhovujících výplní, zateplení rozvodů tepla a teplé vody, apod.). V komplikovanějších situacích lze přistoupit i k instalaci doplňkového zdroje tepla v budově, která

zajistí zvýšení teplotního spádu otopné soustavy v době s vyššími požadavky nebo pro konkrétní vchod s vyššími teplotními požadavky. Rovněž lze přistoupit ke zvýšení rychlosti průtoku topné vody, čímž by bylo dosaženo vyššího výkonu koncových prvků OS, byť s nižším teplotním rozdílem mezi přírodní a vratnou topnou vodou nárůst výkonu klesá.

- V problematických bytech je možné zajistit dostatečné krytí tepelné ztráty problematických místností navýšením počtu článků stávajících těles, instalací dodatečných nových distribučních prvků nebo výměnou stávajících prvků na nové s vyšším výkonem pro daný nižší teplotní spád.
- Konkrétní možnosti snížení teplotního spádu však musí být vždy vyhodnoceny individuálně ve vztahu ke stavu otopné soustavy pro každého odběratele samostatně. Obecně však platí, že penalizování mají být penalizováni vyšší cenou ti odběratelé, kteří požadují vyšší kvalitativní i kvantitativní úroveň dodávaného tepla.

4.4.Podíl budov s možností přechodu na nízkoteplotní systém

V současné době je k dispozici již značné množství průkazů energetické náročnosti budov. Hodnoty z těchto průkazů jsou zanášeny do databáze ENEX. Teoreticky by tak mělo být možné získat poměrně detailní informace například o stavu budov připojených na SZTE. V praxi je ovšem generování výstupů z této databáze obtížné a k dispozici jsou pouze výstupy zveřejňované Ministerstvem průmyslu a obchodu v každoroční zprávě o průběžné evidenci průkazů energetické náročnosti budov, poslední je k dispozici za rok 2022.

Z celkové přehledové tabulky zjistíme, že v roce 2022 bylo z celkového počtu zpracovaných průkazů 57 496 plných 44 % zpracováno pro nové budovy. Průkazy energetické náročnosti pro nové budovy pro nás nejsou příliš zajímavé, protože tyto budovy většinou ještě ani nestojí, a navíc jen výjimečně mají horší klasifikaci než D. Klíčový problém ale spočívá v tom, že ve zprávě jsou uvedeny pouze informace o celkové klasifikaci budov a nikoliv o dílčí klasifikaci obálek budov. Výstupy jsou tedy pro naše účely v podstatě nevyužitelné, což je škoda.

Do budoucna by bylo vhodné významně zlepšit fungování databáze ENEX, aby umožňovala generovat relativně snadno selektivní datové dotazy. Pro účely ověření připravenosti fondu bytových domů na nízkoteplotní vytápění by bylo potřeba zjistit podíl stávajících bytových domů s klasifikací obálky D a lepší. Navíc optimálně ne za celou Českou republiku, ale alespoň po krajích, optimálně po jednotlivých obcích, kde se budova nachází. Jednalo by se o významný vstup pro zpracování Územních energetických koncepcí, ale také pro plány vytápění a chlazení, které mají podle revidované směrnice o energetické účinnosti zpracovat obce nad 45 tisíc obyvatel.

5. Možnost využití geotermálních zdrojů energie v rámci větších SZTE v kombinaci s tepelnými čerpadly

5.1. Úvodní shrnutí možností geotermálních zdrojů

Geotermální energie pokrývá v současnosti jen asi 0,2 % celosvětové spotřeby energie (tj. tepla i elektřiny dohromady). Na druhou stranu, využití potenciální tepelné energie, která je obsažena ve svrchních 5 km zemské kůry, by znamenalo pokrytí současné spotřeby energie celého lidstva na déle než 200 tis. let¹, v měřítcích lidského života tedy na nepředstavitelně dlouhou dobu. Geotermální energie (dále jen „GTE“) má celou řadu výhod, její hlavní předností je její dostupnost prakticky kdekoliv, její nezávislost na klimatických podmínkách či střídání denní a noční doby, zabírá málo prostoru a produkuje při své výrobě naprosté minimum škodlivých emisí. Je rovněž poměrně dobře říditelná, její dodávku lze regulovat dle potřeby. Je to stabilní zdroj energie, který je nezávislý na klimatických podmínkách či dodávkách paliv, jedná se tak o velmi bezpečný a robustní zdroj energie.

Celá řada zemí již desítky let tuto čistou energii využívá, některé, jako například Island (až 85% celkové tepelné energie), Nový Zéland (17 % GTE), mají naprosto ideální podmínky a geotermální zdroje pokrývají prakticky většinu dodávky tepla a významný podíl elektřiny. Ale i státy, které mají relativně méně přirozených zdrojů GTE usilují o rozvoj nekonvenčních zdrojů. Takovou zemí jsou např. Turecko (2,5% podíl na celkovém energetickém mixu), USA pokrývají 0,4 % celkové spotřeby energie a řadí se tak z hlediska absolutního objemu na přední příčky v rámci světa. Další země pak využívají zejména mělkou GTE, k jejímuž využití je zapotřebí tepelných čerpadel a slouží primárně k vytápění. Nejen v Evropě je jasným lídrem Švédsko, kde GTE dodává 27 TWh tepla.

V České republice je situace dramaticky odlišná. Doposud jediný významnější zdroj GTE využívaný v průmyslovém rozsahu je v Děčíně, kde tvoří asi 35 % celkové dodávky tepla (2 x 3.28 MWt) pro tamní systém dálkového vytápění. Ostatní GTE projekty v ČR představují tepelná čerpadla se zemními vrty do hloubky cca 200 m, ukázkový projekt širšího využití je např. nová budova centrály ČSOB v Praze. Nicméně, celkový podíl GTE na dodávce tepla netvoří v ČR ani 0,5 %, v případě elektřiny je podíl nulový. I přes tato nelichotivá čísla je v současnosti v ČR nejméně padesátka větších geotermálních instalací, často s výkonem nad 1 MWt, které jsou využívány k zásobování teplem, ale i chladem ve větších budovách, či komplexech budov.

Podobně je na tom využití horninového prostředí pro chlazení, kde je zapojení geotermální energie vysoce efektivní a stabilní teplota ve svrchních 100 m, 10-15 °C, poskytuje ideální zdroj chladu bez dodatečných, energeticky i ekologicky náročných technologií, jako jsou kompresory a jejich náplně apod. Podobně efektivní je horninové prostředí pro dlouhodobé mezisezónní ukládání přebytečného tepla, které je generováno zejména mimo topnou sezónu např. z klimatizací či kogenerací apod., hodí se tedy i jako tzv. systémový integrátor řešící přebytky, resp. nedostatky tepla ve specificky daném období (typicky zima/léto). Potenciál geotermální energetiky se v Česku pohybuje na úrovni evropského průměru. To v praxi znamená, že je dostatečný, aby z významné části nahradil fosilní

¹ Clauser (2005), Hutterer (2021), Lund and Toth (2021), wikipedie-světová spotřeba energie v roce 2018. Podle Clausera je teplo obsažené ve svrchních 5 km 140 000 000 EJ. Současná světová spotřeba energie je 600 EJ. Když to podělím, dostanu 233 tis. let.

paliva využívaná pro vytápění, resp. chlazení, a představuje tak velkou příležitost pro český energetický sektor. Na druhou stranu existuje celá řada bariér, administrativních, legislativních i technických, jež je třeba v co nejkratší době vyřešit, aby bylo možné tento potenciál reálně využít a zvýšit soběstačnost české energetiky a urychlit její dekarbonizaci.

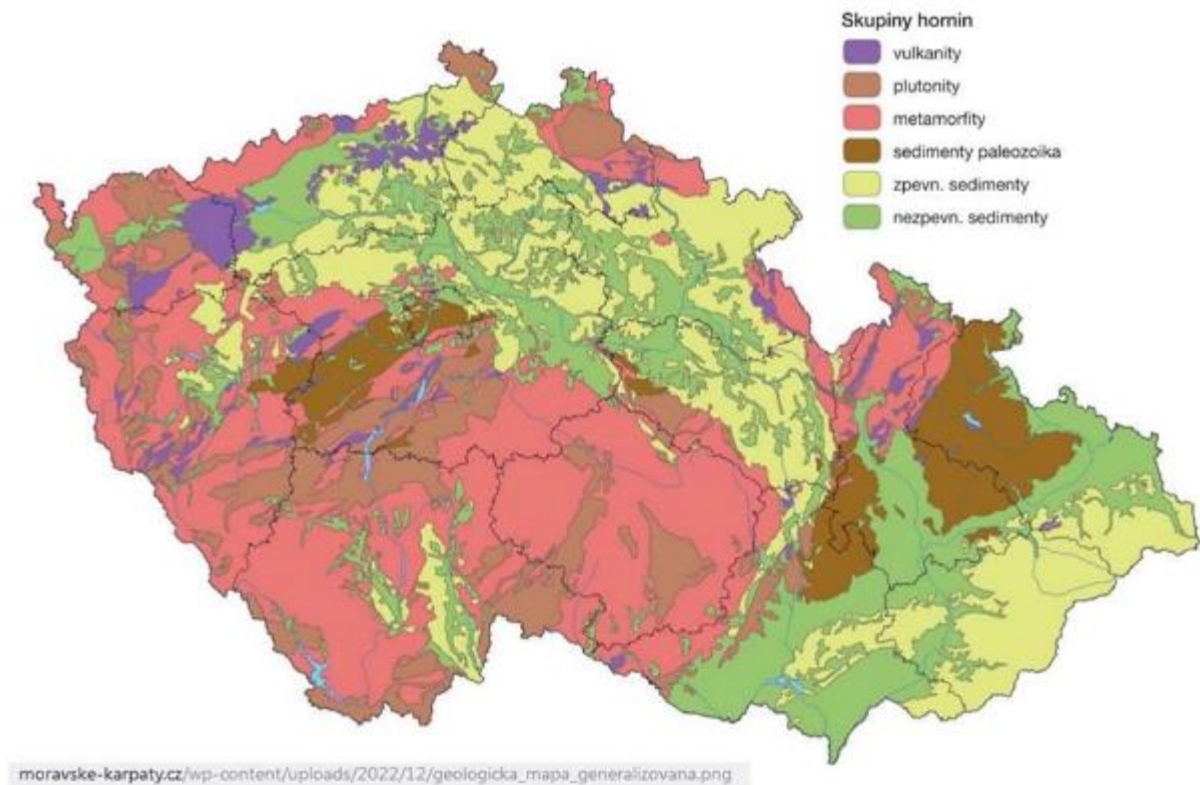
Geotermální energie je významným, ale v podmínkách ČR zatím stále nevyužívaným, zdrojem tepla pro vytápění budov. Jde jednak o mělké geotermální vrty, které v kombinaci s tepelnými čerpadly mohou plně pokrýt spotřebu tepla v malých SZTE do cca 10 MWt a jednak administrativních budovách, školách, hotelích či sportovních areálech apod. Dále pak jde o hluboké geotermální vrty, které jsou schopné přímo dodávat tepelnou energii potřebnou k vytápění, případně i pro společnou výrobu elektřiny a tepla. Takovéto systémy jsou i v rámci velkých SZTE schopné v části daného SZTE nahradit hlavní zdroj, případně mohou sloužit jako zdroj v základním zatížení a zajišťovat zásobování teplou vodou v letním období.

Dále představíme jednotlivé typy geotermálních zdrojů a vyhodnotíme jejich potenciální využití v soustavách zásobování tepelnou energií v České republice. Pozornost je přitom věnována primárně mělkým zdrojům GTE, jež je možné realizovat prakticky v jakékoliv lokalitě, a jejich využití je v ČR nejrychleji dosažitelné, nicméně v řadě lokalit bude možné využít i hydrotermální zdroje z větších hloubek 0,5-3 km. Bude rovněž diskutována role tzv. stimulovaných systémů (přímé využití tepla hornin), jež jsou nicméně v současnosti stále ve fázi pilotních projektů, avšak do budoucna se očekává jejich významný nárůst.

5.2. Geologické a geotermické poměry v České republice

Určitý potenciál pro využití geotermální energie je prakticky na celém území České republiky, avšak využití tohoto teoretického potenciálu je na určitých místech omezené jiným využitím území a střety zájmů při využívání krajiny. Proto je důležité plánování a efektivní využívání našich geotermálních zdrojů.

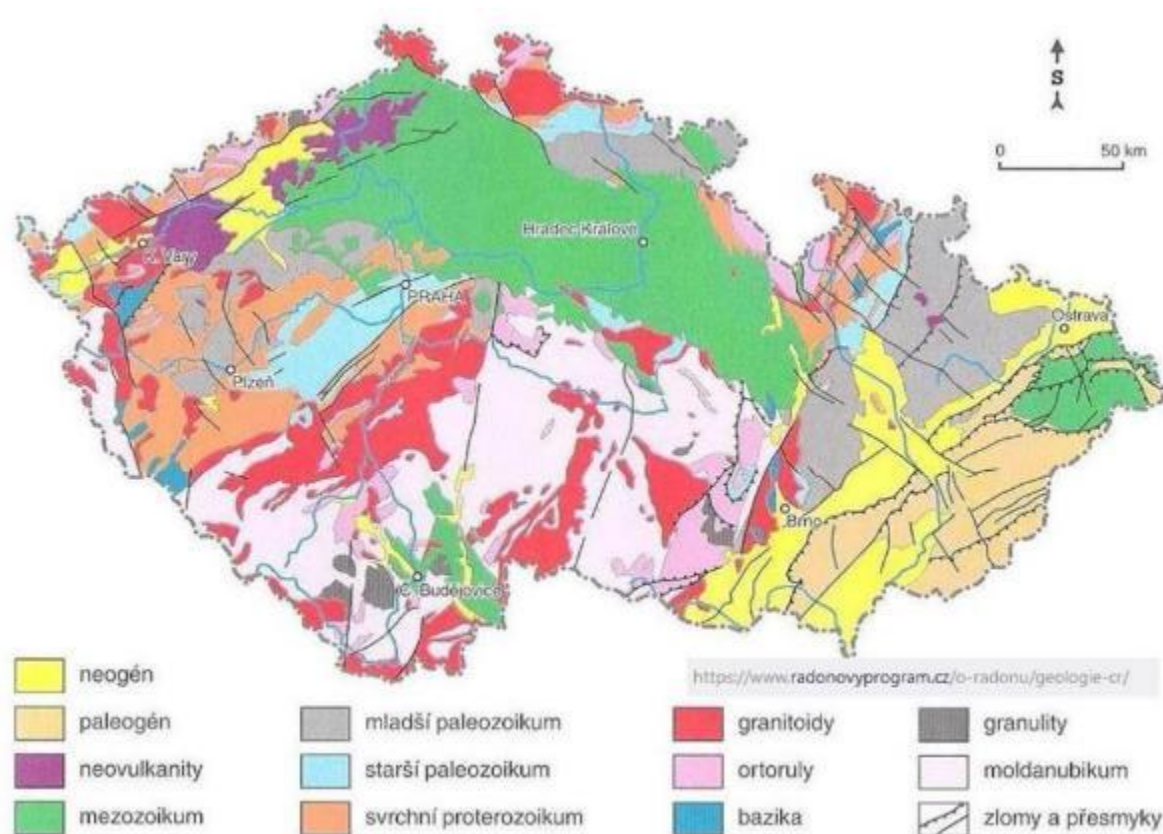
Geotermální potenciál oblasti je dán geologickou stavbou území, intenzitou tepelného toku a typem a petrofyzikálními vlastnostmi hornin. V případě využívání hydrotermálních geotermálních zdrojů pomocí vrtů jsou důležité kromě teploty, zejména pórovitost a propustnost rezervoárových hornin a dostatečná vydatnost podzemních vod, na kterých tyto zdroje závisí. Tyto podmínky splňují především pórovité sedimentární horniny, tzn. písky, pískovce, štěrky, kavernózní a puklinové karbonáty ale v řadě případů i rozpučené horniny plutonitů a metamorfitů (Obr. 3). V případě využívání geotermálního tepla pomocí uzavřených systémů pak jsou významné, kromě tepelného gradientu, také faktory termálních vlastností hornin a jejich nasycení vodou.



Obrázek 3. Zjednodušená odkrytá geologická mapa České republiky podle typů hornin

Plutonity a metamorfity mají význam zejména při realizaci hlubokých vrtů pro přímé využití tepla hornin, protože tyto horniny tvoří hluboký basement geologického prostředí v hloubce několika km.

Geotermální potenciál je zvýšený zejména v oblasti Krušnohoří (až po západní hranici ČR). Významnými lokalitami je také Liberecko, okolí Semil a Broumova, podhůří Orlických hor, Jesenicko, ale zdroje jsou i na severovýchodní a jižní Moravě. Zde všude je možné pozorovat zvýšený potenciál i vyšší teploty dokumentované v další části kapitoly.



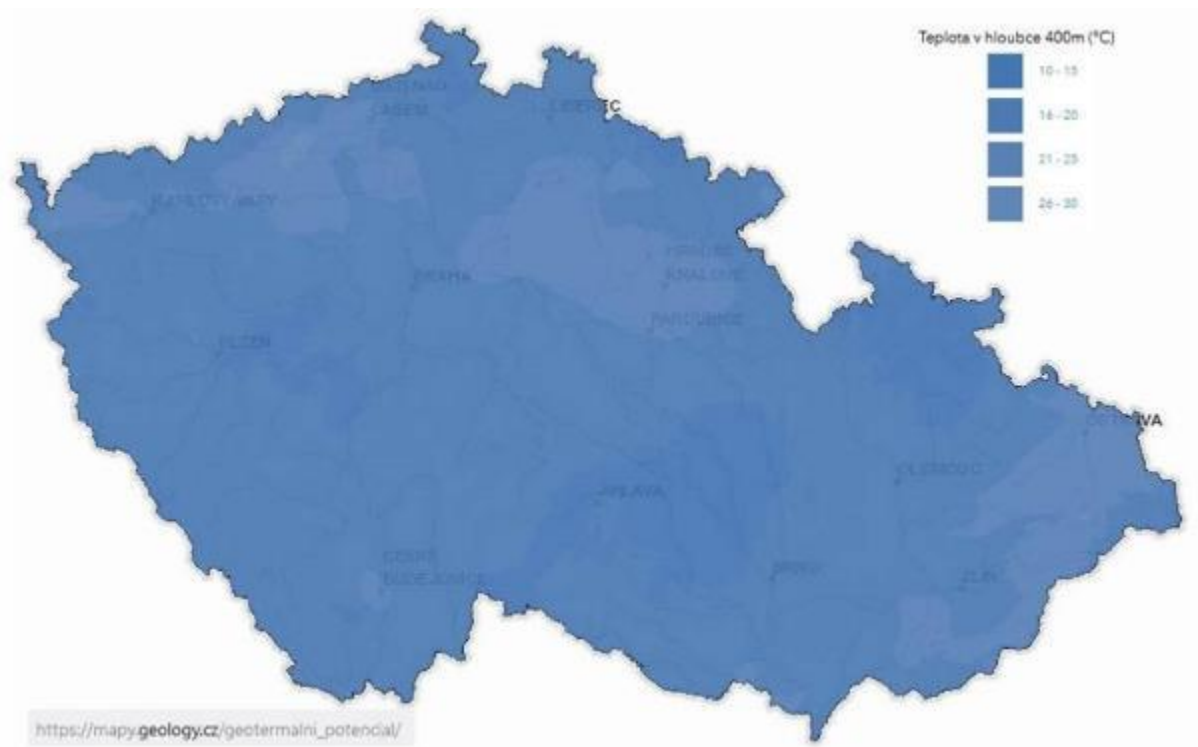
Obrázek 4. Schéma geologické mapy České republiky barevnými odstíny a směry naznačuje litologické odlišení hlavních geologických struktur.

Geotermální poměry jsou přehledně zpracovány na webových stránkách České geologické služby v aplikaci Geotermální potenciál ČR (https://mapy.geology.cz/geotermalni_potencial/).

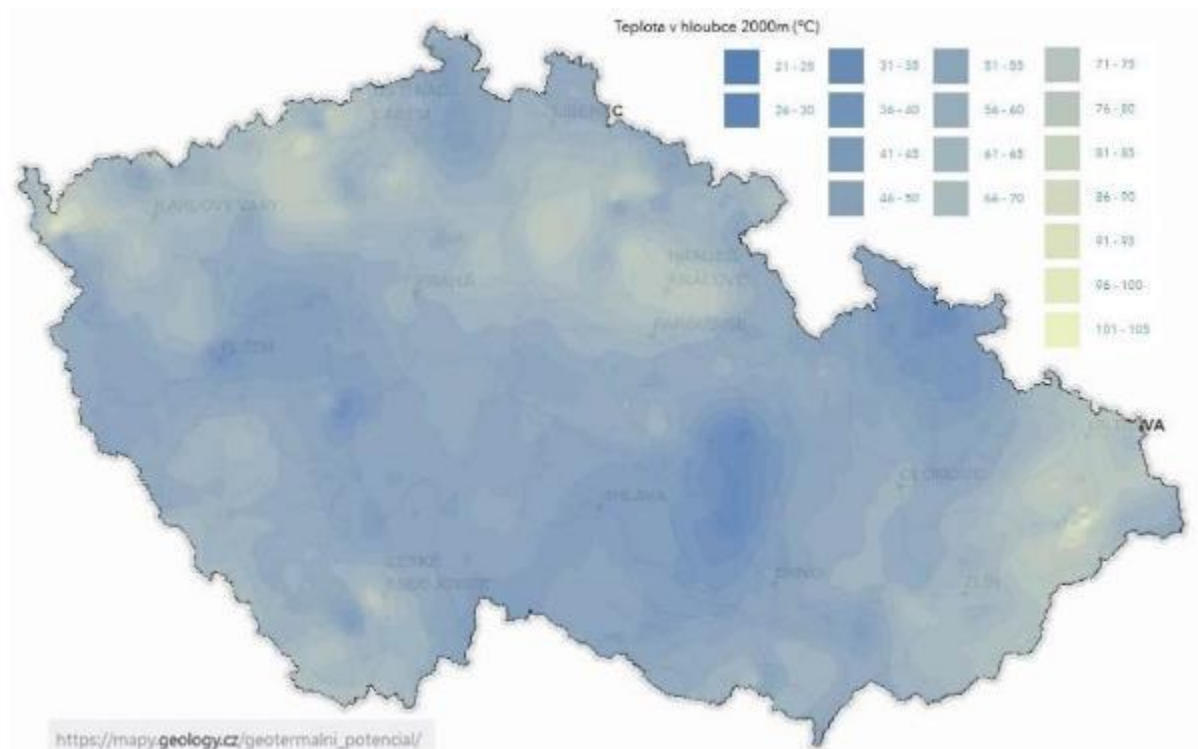
Geotermální potenciál je vyjádřen mapovými vrstvami rozložení teplot (°C) v hloubkových úrovních od 400 m až do 5000 m (Obr. 4 až 7) a mapou tepelného toku ($\text{mW}\cdot\text{m}^{-2}$) na úrovni zemského povrchu (Obr. 8).

Mapy geotermálního potenciálu byly zkonstruovány na základě měření teplot v 362 hlubších vrtech na území ČR a přilehlých oblastech, znalosti hloubkového a prostorového rozsahu sedimentárních pánví a celkové geologické stavby území. Kvůli nerovnoměrnému rozložení vrtů v ploše území jsou geotermální mapy přesnější v blízkosti hlubokých vrtů, a naopak ve větší vzdálenosti a v oblastech s mělkými vrty narůstá geotermická nejistota. Z tohoto důvodu je v mapě tepelného toku (Obr. 8) zobrazena i vrstva vrtů, které byly pro konstrukci geotermálních map použity.

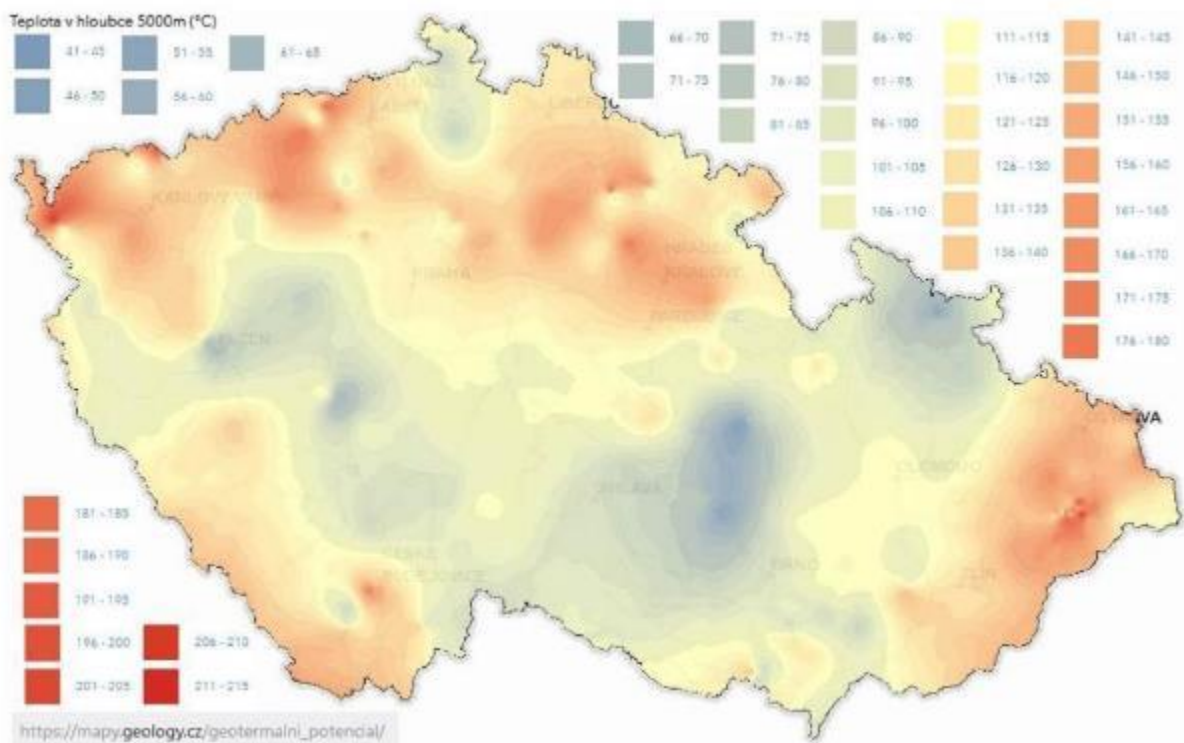
Nutné a možné výkony při odběru tepla ze země jsou závislé na počtu provozních hodin a na geologii, kterou lze očekávat v místě vrtu. Podloží se liší podle lokality, v celé republice nejsou při odběru energie ze země možné stejné výkony. Dnes jsou běžné hloubky vrtů pro tepelná čerpadla do cca 150 až 200 m.



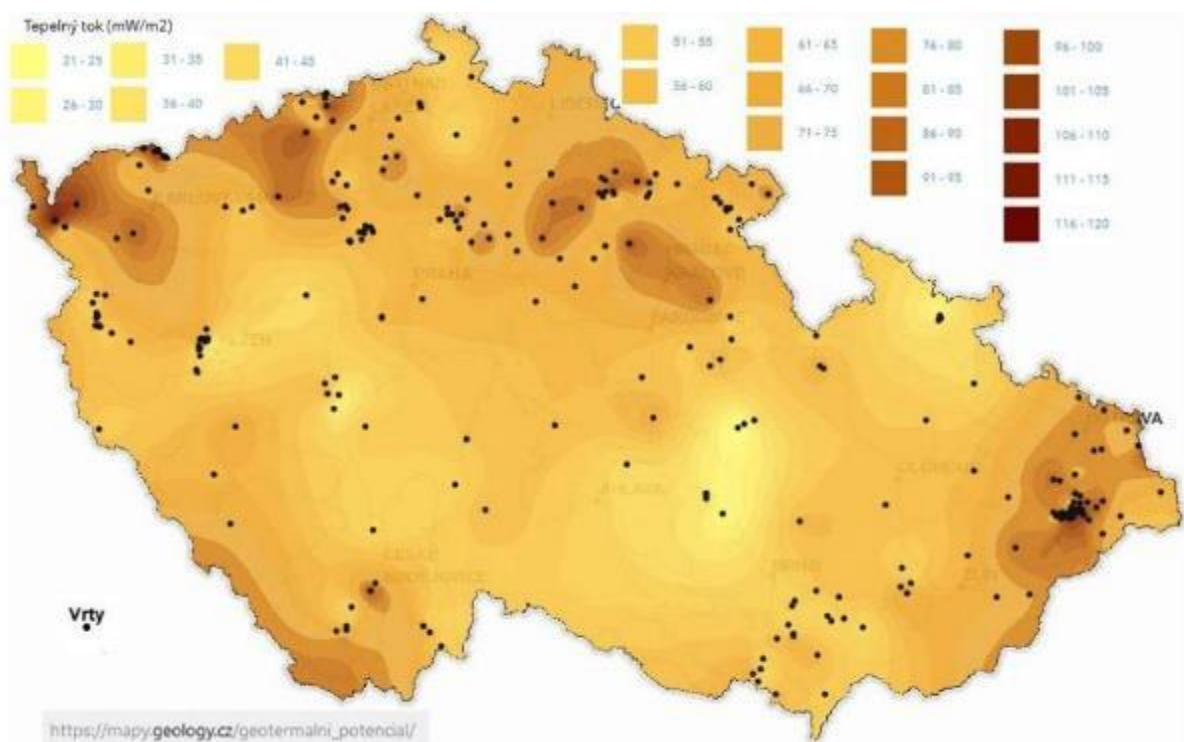
Obrázek 5. Mapa teplot v hloubce 400 m



Obrázek 6. Mapa teplot v hloubce 2000 m

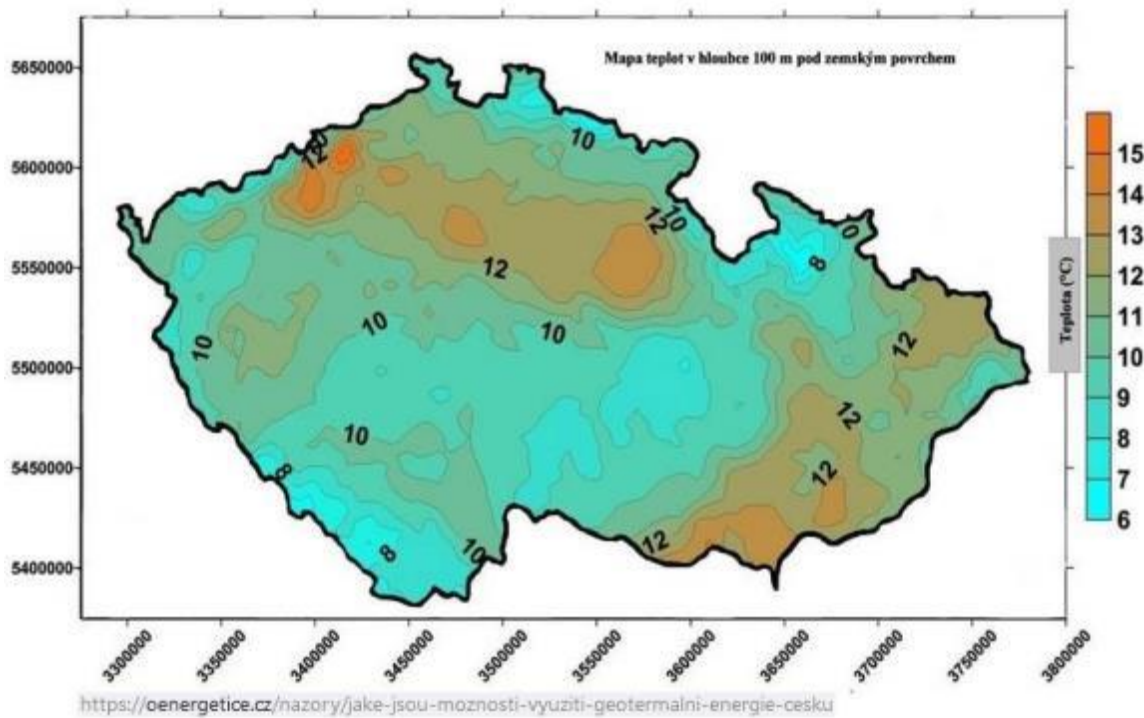


Obrázek 7. Mapa teplot v hloubce 5000 m

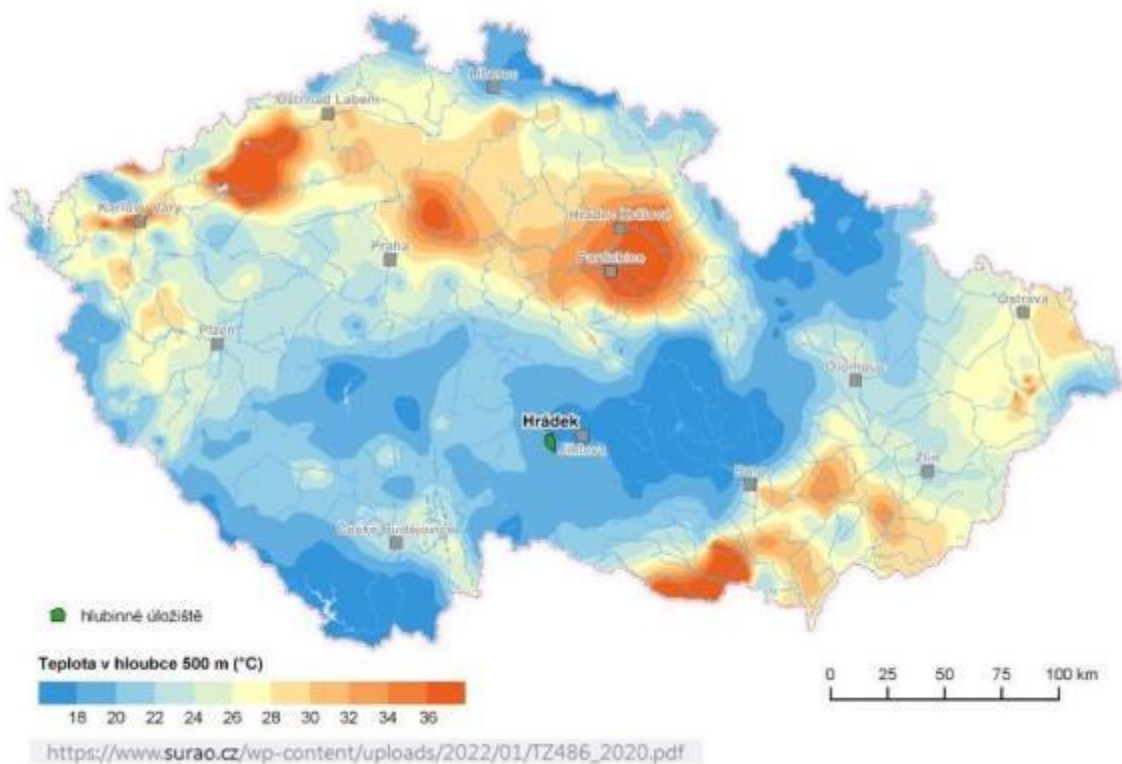


Obrázek 8. Mapa tepelného toku na úrovni zemského povrchu

Geofyzikální ústav AV ČR dříve publikoval mapy teplot v hloubkách 100 m (Obr. 9) a 500m (Obr. 10).



Obrázek 9. Mapa teploty v hloubce 100 m pod povrchem



Obrázek 10. Mapa teploty v hloubce 500 m pod povrchem

5.3. Střety zájmů

Jako každá technologie a každý větší zdroj energie, je i využívání geotermální energie v potenciálním střetu zájmů s jinými oprávněnými zájmy, jež buď využití GTE v dané lokalitě omezují, nebo dokonce zcela znemožňují. Nicméně zdaleka ne všechny střety zájmů jsou vylučujícím omezením, které by znemožňovalo vybudování zdroje. Řada střetů je legislativního charakteru a zde je možné bariéry vyřešit, či odstranit.

Je třeba striktně rozlišovat mezi zdroji využívajícími přirozeně se vyskytující vodu v hornině (tzv. otevřené systémy s termální vodou), jež obecně požívají vyšší míry ochrany, a tzv. uzavřené systémy, jež využívají pouze tepelnou energii horniny a při její extrakci nedochází k čerpání vody z podloží, tzn., že nedochází ovlivňování podzemních vod.

Mezi typická omezení patří například nejrůznější ochranná pásma, existující dopravní či energetická infrastruktura, místa se svahovou nestabilitou, rizika pro vodní zdroje atd. Proto je vždy nutné před zahájením výzkumu lokality provést identifikaci problémů, které se týkají zájmů různých organizací v dané lokalitě. Až po vyřešení střetů zájmů je možno přistoupit k realizaci vrtných prací. Pro identifikaci nejběžnějších střetů zájmů lze využít aplikaci geotermálního potenciálu (https://mapy.geology.cz/geotermalni_potencial/), jež poskytuje detailní popis možného střetu zájmů zdrojů GTE, jako např. záplavové území, území s rizikem sesuvů a nestabilního podloží atd.), technických omezení pro výstavbu geotermálních instalací (existující infrastruktura, těžba surovin atd.) a omezení z hlediska životního prostředí (ochrana přírody, ochrana vod atd.). V aplikaci je většina běžných omezujících podmínek zahrnuta, mohou však existovat i další omezující jevy, které tam nejsou znázorněny. Kromě toho je samozřejmě třeba řešit s vlastníky i vstupy na pozemky. Výše uvedená odkazovaná mapa střetů zájmů je využitelná při konstrukci mělkých i hlubokých geotermálních zdrojů.

5.4. Legislativa²

Co se týče využívání geotermální energie je nutno konstatovat, že v legislativě České republiky není jednotný proces pro povolování využití geotermálních zdrojů, což do značné míry komplikuje a znepřehledňuje situaci zejména investorům. Z pohledu legislativy se klíčová povolení vztahují na vrtné práce (viz dále), tj. realizace geotermálních vrtů (platí jak pro otevřené, tak uzavřené systémy), a na povolení jímat termální vodu (platí pro otevřené systémy), resp. stanovisko vodoprávního úřadu, že plánovaný uzavřený systém spodní vody negativně neovlivní (což je zejm. otázka kvalitního hydrogeologického průzkumu a následné realizace).

Technický způsob získávání geotermální energie je dominantně prováděn různě hlubokými vrty, pro které je používán obecný termín „geotermální vrty“. Geotermální vrt je vrt, pomocí něhož je využíván zdroj geotermální energie (přírodní tepelná energie zemského tělesa). Za geotermální vrt se však nepovažuje výzkumný vrt realizovaný v rámci výzkumných či průzkumných geologických prací, jehož účelem je získat výhradně geologické údaje o lokální stavbě horninového masívu a jeho vlastnostech,

² Text nezohledňuje nově vzniklý "Dopravní a energetický stavební úřad", který bude mít na starosti hlavně dopravní a energetické stavby, a mohl by u velkých zdrojů převzít část povolovacích procesů, jež nyní vykonávají místně příslušné stavební úřady, MŽP či Státní báňská správa

a který bude po provedených zkouškách a měřeních zlikvidován (resp. může být dále využíván jako např. monitorovací vrt apod.).

Legislativa je velice rozsáhlá, „rozdrobená“ v mnoha zákonech a v předkládané práci ji není možné ji plně popsat detailně. Celkem stručně avšak výstižně ji popsal v roce 2018 M. Mach z ČVÚT v práci „Využití geotermální energie v České republice“ – viz níže.

Ve vztahu k legislativě se rozlišují čtyři základní případy využití geotermální energie:

- a) **Geotermální energie vázaná na podzemní termální vodu**, ze zdroje osvědčeného jako přírodní léčivý zdroj dle lázeňského zákona č. 164/2001 Sb. V takovém případě se realizace vrtů a využití těchto zdrojů nezahrnuje pod faktické využití geotermální energie a spadá pod lázeňskou činnost. Pro využití takového zdroje je potřeba získat povolení Ministerstva zdravotnictví.
- b) **Geotermální energie vázaná na podzemní vody (otevřené systémy)**, které nejsou přírodními léčivými zdroji a vrty pro využití její energie jsou vodním dílem dle § 55 zákona č. 254/2001 Sb. (vodní zákon). Povolování využití spadá pod vodní zákon a legislativní proces spojený s povolením využití by měl být stejný, jako při zřizování studny.
- c) **Mělká geotermální energie vázaná na suché zemské teplo (uzavřené systémy)**, která není vázaná na zdroj podzemní vody, a je využívána technologickým médiem pomocí tepelných čerpadel (TČ). V takovém případě využití takového zdroje energie nespadá pod zákon č. 254/2001 Sb., vodní zákon. Pokud se zdroj využívá neprůmyslovým způsobem, jsou vrty a potřebná zařízení brány jako součást hlavní stavby nebo stavby vedlejší. Realizace takového zdroje je podmíněna stavebním řízením u příslušného stavebního úřadu.
- d) **Geotermální energie vázaná na suché zemské teplo (uzavřené systémy)**, která není vázána na zdroj podzemní vody, a využívá se přímo průmyslovým způsobem, geotermální vrty těchto zdrojů této kategorie jsou tzv. zvláštním zásahem do zemské kůry (ZZZK) dle zákona č. 44/1988 Sb., o ochraně a využití nerostného bohatství (horní zákon). Realizace takového zdroje spadá stěžejně pod zákon č. 61/1988 Sb., o hornické činnosti, přičemž platí, že obecný stavební úřad řeší nadzemní technologie (rozvody, čerpadla, další technologické části sloužící k regulaci a transportu tepla k odběrateli), a podzemní technologie (vlastní vrt, vystrojení, bezpečnost apod.) je v kompetenci zvláštního stavebního úřadu, kterým je příslušný obvodní báňský úřad. Z praxe nicméně vyplývá, že přesné rozhraní není dosud stanoveno, jelikož takový zdroj dosud nebyl v ČR povolován. Prvním bude pravděpodobně geotermální zdroj v Litoměřicích.

Základním předpokladem pro využití geotermální energie je určení vhodného místa, kde je možné geotermální vrty realizovat. Pro hydrotermální systémy platí, že je třeba nejdříve realizovat podrobný geologický a hydrogeologický průzkum, který ověří zdroj termální vody a jeho vydatnost a další důležité parametry. Obecně lze konstatovat, že prozkoumanost území ČR z hlediska existence hydrotermálních zdrojů pro energetické využití je poměrně malá a neexistuje ucelená databáze s podrobnějšími informacemi, jež by potenciální investoři a orgány, jež tyto zdroje povolují, mohli využít, a tudíž je v současnosti nutné vyhodnotit každou lokalitu individuálně, což je poměrně nákladný a zdlouhavý proces (viz dále). Zejména pak nejsou prozkoumány potenciální hluboké hydrotermální zdroje.

U uzavřených mělkých geotermálních systémů je lokalizace dána především dostatečnou plochou na povrchu, kde je možné soustavy vrtů (pro výkony v jednotkách MWt) realizovat, a povolovací proces v zásadě odpovídá povolování vrtu pro tepelné čerpadlo (pro větší zdroje je ale již vyžadováno územní rozhodnutí a stavební povolení), tj. jedná se o relativně jednoduchý proces a zahrnuje zejm. stanovisko vodoprávního úřadu a dalších orgánů. Vlastní vrty (nad 30 m) jsou považovány za geologické práce, jejichž provádění se řídí zákonem o geologických pracích a jeho prováděcími předpisy, zejm. vyhláškou o projektování, provádění a vyhodnocování geologických prací (podrobně viz Metodický pokyn pro stavební úřady Ministerstva pro místní rozvoj: https://mmr.gov.cz/getattachment/Ministerstvo/Stavebni-pravo/Stanoviska-a-metodiky/Uzemni-rozhodovani-a-stavebni-rad/Umistení,-povoleni-a-uzivani-tepelnych-cerpadel/Dokumenty/Umistení,-povoleni-a-uzivani-tepelnych-cerpadel/Tepelna-cerpada_metodika_MMR_cervenec_2023_II.pdf.aspx?lang=cs-CZ&ext=.pdf).

Pro realizaci hydrotermálního zdroje je třeba získat územní rozhodnutí vydané příslušným stavebním úřadem podle příslušných ustanovení stavebního zákona. Dále je nutné zajistit si souhlas vodoprávního úřadu dle § 17 vodního zákona č. 254/2001 Sb., který stanovuje, že k vrtům využívajícího energetického potenciálu podzemních vod, z nichž se neodebírá nebo nečerpá podzemní voda, musí být žadateli vydán souhlas. Souhlas vodoprávního úřadu je vhodné si zajistit i v případě záměru na využití pouze zemského suchého tepla. K samotnému povolení vodního díla, do kterého dle bodu c) jsou zahrnuta i tepelná čerpadla využívající podzemní vody, je potřeba vydání stavebního povolení k vodním dílům dle § 15 vodního zákona č. 254/2001 Sb. Tento zákon v § 18 uděluje právo na získání vyjádření vodoprávního úřadu k záměru umístění (změny, odstranění) stavby nebo provádění jiných činností, které mohou ovlivnit mimo jiné vodní poměry a energetický potenciál povrchových a podpovrchových vod.

Podrobné informace vztahované k dokumentaci související se záměrem využití tepelných čerpadel jsou k nalezení ve vyhláškách stavebního zákona. Další důležitou vyhláškou je vyhláška č. 590/2002 Sb. o technických požadavcích pro vodní díla. Důležitým faktem je, že podle § 11 písm. b) vyhlášky č. 368/2004 Sb. o geologické dokumentaci se při vrtání vrtů pro realizaci staveb a jejich příslušenství týkající se tepelných čerpadel nepořizuje geologická dokumentace, jejíž obsah a náležitosti jsou stanoveny touto vyhláškou. Je však nutné dokumentovat nepředpokládané přítoky vody nebo neočekávané vývoje fyzikálních vlastností horninového prostředí, které by mohly mít vliv na bezpečnost práce nebo následné využití vrtu. Tato oblast je podrobně rozpracovaná v metodickém pokynu pro stavební úřady „Umístění, povolení a užívání tepelných čerpadel“, kterou v roce 2023 vydalo Ministerstvo pro místní rozvoj ČR a „Metodice geologických průzkumných prací pro budování tepelných čerpadel pro využití energetického potenciálu podzemních vod a horninového prostředí“, kterou vydalo Ministerstvo životního prostředí ČR.

Nejsložitější legislativní situace panuje v oblasti přímého průmyslového využití "suchého" zemského tepla, které se mimo stavební a vodní zákon váže především na horní zákon (zákon č. 44/1988 Sb.) a zákon o hornické činnosti (zákon č. 61/1988 Sb.) a jejich vyhlášky. Přehled o legislativě a legislativou stanovených požadavcích na problematiku spojenou s vrtými jako zvláštními zásahy do zemské kůry (ZZZK) a na zařízení pro průmyslové využívání geotermální energie poskytuje příloha k závěrečné zprávě projektu „Metodika stanovení podmínek ochrany při využívání tepelné energie zemské kůry“ Technologické agentury ČR 194. V přípravné fázi potenciálních HDR projektů je nutné vycházet též ze zákona č. 62/1988 Sb. České národní rady o geologických pracích a o Českém geologickém úřadě (geologický zákon). Stanovení území pro geologický průzkum spadá pod Ministerstvo životního

prostředí. Geologickým zákonem a jeho podzákonými předpisy jsou pak stanoveny požadavky na projektování a provádění geologického průzkumu. Jde například o vyhlášku č. 369/2004 Sb., o projektování, provádění a vyhodnocování geologických prací, oznamování rizikových geofaktorů a o postupu při výpočtu zásob výhradních ložisek.

Povolení ZZK předchází stanovení chráněného území pro zvláštní ZZK ze strany MŽP. Vlastní povolení ZZK se skládá z celé řady dílčích závazných stanovisek, zejm. pak ze souhlasu vodoprávního řádu a povolení k nakládání s povrchovými nebo podzemními vodami dle vodního zákona, dále zjišťovacího řízení o posuzování vlivu na životní prostředí (proces EIA – Environmental Impact Assessment) vydávaného MŽP a povolením hornické činnosti Státní báňskou správou (SBS) na základě zákona o hornické činnosti. SBS též dozoruje celou vlastní realizaci vrtů a organizace vykonávající záměr na vybudování vrtů musí mít oprávnění k hornické činnosti. Provozní náležitosti podléhají především již zmíněnému geologickému zákonu a zákonu o hornické činnosti. Provozní dokumentaci pro ZZK dozoruje právě SBS.

Problémem je, že v legislativě nejsou ukotvené ani základní pojmy spojené s GTE, například co to vlastně geotermální energie je. Zdá se, že není ani jasně definováno, kdo je vlastníkem toho tepla - zda je to majitel pozemku, nebo zda je to stát. Pokud toto není stanoveno, tak stát by neměl mít právo vyžadovat nějaké licenční poplatky za využívání GTE.

K dispozici není také registr geotermálních instalací a všeobecně není známo, kde se geotermální instalace nachází. Ví se pouze o těch větších, ale lokalizace malých geotermálních zdrojů, kterých je dnes instalováno více jak 20 tisíc, není nikde centrálně evidována. Může tedy nastat stav, kdy v hustě obydlených oblastech bude množství drobných instalací tak velké, že dvě blízké instalace si vzájemně budou konkurovat a nebudou tedy fungovat efektivně.

Kdo je oprávněn geotermální vrt po technické stránce realizovat

Hloubení vrtu hlubšího než 30 m (což je u geotermálních vrtů v ČR pravidlem) je považováno za činnost prováděnou hornickým způsobem (§ 3 písmena f zákona č. 61/1988 Sb. o hornické činnosti, výbušninách a o státní báňské správě, ve znění pozdějších předpisů). Výjimkou jsou vrty pro budování zvláštního zásahu do zemské kůry – tyto vrty jsou součástí hornické činnosti uvedené v § 3 písmena f) zákona č. 61/1988 Sb. Na tyto činnosti se nevztahuje živnostenský zákon a práce mohou realizovat pouze fyzické nebo právnické osoby, které mají k těmto činnostem oprávnění vydané obvodním báňským úřadem. Realizaci vrtu jsou tyto osoby povinny ohlásit místně příslušnému Obvodnímu báňskému úřadu nejméně 8 dní před jejím započatím. Pro realizaci hlubinných vrtů vyžadujících povolení ZZK musí mít investor zajištěnou odborně způsobilou osobu, kterou je tzv. závodní. Tato osoba dozoruje správný postup přípravy, realizaci a následně provoz geotermálních vrtů. Je nutné rovněž upozornit, že každý investor (resp. držitel povolení hornické činnosti pro ZZK) je povinen tvořit rezervu pro sanaci a rekultivaci a budoucí likvidaci vrtů, jež slouží k pokrytí nákladů v případě nenadálé havárie vrtů (a nutnost vrt uzavřít či opravit) během provozu, a k uzavření vrtů po skončení jeho energetického využívání. Za tímto účelem musí být součástí povolení ZZK báňský projekt, jež stanovuje postup likvidace vrtu a odhad nákladů, na jehož základě je příslušná finanční rezerva tvořena. Tato povinnost se nevztahuje na uzavřené vrty pro tepelná čerpadla (event. systém BTES), které jsou již během realizace vyplněny záložkou, a tudíž nepředstavují žádné riziko.

Lokalizace místa pro realizaci geotermálního vrtu.

Pro lokalizaci geotermálního vrtu je potřebné získat územní rozhodnutí vydané příslušným stavebním úřadem podle stavebního zákona. Stavební úřad na základě žádosti, kterou podává ten, kdo chce geotermální vrt využívat, posoudí případné střety zájmů a vydá územní rozhodnutí, ve kterém lokalizuje geotermální vrt jako stavbu nebo vodní dílo na konkrétní místo a konkrétní pozemek a stanoví podmínky pro jeho realizaci ve vztahu k ochraně zákonem chráněných zájmů. Tento postup je nutno dodržet i v případě, že vrt, který má být používán jako geotermální vrt, již existuje, protože byl součástí realizace geologických prací. Vrt provedený jako součást geologických prací nebyl ani povolován, ani umístován a podle § 16 odst. 2 zákona č. 62/1988 Sb., o geologických pracích, ve znění pozdějších předpisů, má být zlikvidován (uvedení pozemku do předchozího stavu). Pouze v případě, že proběhne územní a následně stavební nebo vodoprávní řízení, která již existující geologický vrt právně transformují na stavbu (vrt tedy přestane být součástí realizace geologických prací), není nutno vrt likvidovat.

Kdo realizaci geotermálního vrtu a využívání geotermální energie povoluje

- U zdroje geotermální energie uvedeného ad A) spadá povolování geotermálního vrtu pod lázeňský zákon (zákon č. 164/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů). Realizaci vrtu jako způsobu využívání termální energie přírodního léčivého zdroje povoluje Ministerstvo zdravotnictví na základě žádosti. Tyto případy však nejsou právně ani fakticky považovány za využívání geotermální energie, ale za výstavbu lázní a lázeňskou činnost.
- U zdroje geotermální energie uvedeného ad B) spadá povolování geotermálního vrtu pod zákon o vodách (zákon č. 254/2001 Sb., ve znění pozdějších předpisů). Postup je stejný jako u povolování studny.
- U zdroje geotermální energie uvedeného ad C) spadá povolování geotermálního vrtu pod stavební zákon. Jeho realizace je povolována jako součást realizace stavby a jejího příslušenství ve stavebním řízení, které je vedeno příslušným stavebním úřadem.
- U zdroje geotermální energie uvedeného ad D) spadá povolování geotermálního vrtu pod zákon č. 61/1988 Sb., o hornické činnosti, výbušninách a o státní báňské správě, ve znění pozdějších předpisů, protože realizace zvláštního zásahu do zemské kůry je hornickou činností. Hornickou činnost pro zvláštní zásahy do zemské kůry povolují obvodní báňské úřady.

Co dělat v případě, že zařízení pro využití geotermální energie chci zabudovat do již existujícího vrtu, který byl vyvrtán při předchozím geologickém průzkumu

Vrty realizované při provádění geologických prací se v žádném řízení neumísťují a nepovolují. Střety zájmů s jejich provedením musí vypořádat před jejich realizací řešitel geologických prací. Proto je nutné k přeměně průzkumného vrtu na geotermální vrt následně požádat stavební úřad o jeho umístění v územním řízení a příslušný úřad podle typu zdroje a způsobu jeho využívání (viz A – D) o povolení k vystrojení vrtu, osazení technologickým zařízením a připojení k místu spotřeby geotermální energie. Bez těchto řízení by případná realizace a provozování geotermálního vrtu byly „černou stavbou“ a jejím nepovoleným užíváním a příslušný úřad by ji měl dodatečně povolit nebo nařídít její odstranění.

5.5. Zdroje geotermální energie a technologie jímání zemského tepla

Technologie jímání zemské energie, tedy způsob, jak efektivně přeměnit teplo obsažené v zemské kůře na využitelnou energii pro vytápění, chlazení či výrobu elektřiny, jsou předmětem dlouhodobého vývoje a sahají až do počátku 20. století. V současnosti rozlišujeme dvě základní skupiny geotermálních zdrojů, a to na mělké a hlubinné zdroje, které se liší především teplotou zdroje a hloubkou vrtání, od nichž jsou následně odvozené použité technologie k extrakci zemského tepla. Zde je nutné zdůraznit, že toto rozdělení je umělé a čistě popisné. V legislativě neexistuje vymezená žádná hloubková hranice, která by odlišovala mělké a hluboké zdroje. V praxi se ale často využívá hloubka 400 m, nicméně jedná se o stále stejné zemské teplo, které se nachází nad i pod touto hranicí. Zjednodušeně lze říci, že čím hlouběji se zdroj v hornině nachází, tím vyšší má teplotu a poskytuje tedy více energie. V průměru platí, že v podmínkách ČR s každým kilometrem hloubky roste teplota o cca 33 °C, rozmezí je ale od 25 do 45 °C na kilometr hloubky. Zároveň platí, že mělké zdroje GTE do hloubky stovek metrů potřebují dodatečnou technologii (tzv. binární systémy) na zvýšení výstupní teploty, což je typicky tepelné čerpadlo, zatímco hlubinné zdroje nad 2-3 km (v podmínkách ČR) mohou dodávat tepelnou energii přímo do objektů či distribučních soustav, jelikož výstupní teplota dosahuje cca 85 °C a více. V případě potřeby vyšší teploty topného média bývá GTE využívána ve spojení s dodatečným zdrojem, zpravidla kogenerační jednotkou apod. Hlubinné zdroje nad 4 km by bylo možné i v českých podmínkách využívat na výrobu elektřiny.

V současnosti lze konstatovat, že jímání mělké geotermální energie pro vytápění tepelnými čerpadly je zcela konvenční a ověřenou technologií, která je však (až na výjimky) využívána velmi omezeně. Nejrozšířenější jsou malé instalace v sektoru bydlení (typicky rodinné domy), v posledních letech se začínají objevovat i projekty pro komerční využití (administrativní budovy, školy, průmyslové areály, rezidenční soubory) využívající série zpravidla vyšších desítek či stovek vrtů. Potenciál pro SZTE je dosud zcela nevyužitý. I mělké geotermální zdroje přitom mohou nahradit zdroje vytápění o výkonech v řádu jednotek megawatt, jediným limitem je v zásadě plocha, na které mohou být vrty zrealizovány, přičemž tento limit bude postupně řešen zvyšující se hloubkou vrtů.

Mělké geotermální zdroje

Tyto systémy patří k nejdostupnějším geotermálním zdrojům, v ČR se aktuálně využívají vrty do cca 200 m (evropské země uvažují mělkou geotermii cca do 400 m, viz německá směrnice z r. 2001 VDI 4640³). Jejich realizace je v současnosti technicky zvládnutá a nevyžaduje zásadní technologické změny, tyto zdroje jsou tak jednoduše velikostně škálovatelné, až na výjimečné případy lze realizovat prakticky kdekoliv. V ČR lze rovněž realizovat dle již existujících legislativních podmínek, představuje to ovšem poměrně složitý a časově náročný proces (více viz předešlá kapitola). V porovnání s dalšími evropskými zeměmi, například se Švédskem, je vidět, že **v současnosti je v ČR využíván pouze zlomek dostupného potenciálu, což do budoucna představuje velkou výzvu a zejména příležitost pro celý teplárenský sektor.** Mělké geotermální systémy zahrnují dvě základní technologické možnosti.

³ VDI 4640-2 Thermische Nutzung des Untergrundes – Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen, Technische Regel, 2001. Z německé směrnice pak vychází ČSN EN 15450 Tepelné soustavy v budovách – Navrhování tepelných soustav s tepelnými čerpadly.

Zaprvé jde o soustavy uzavřených vrtů systému země-voda (vrtných sond) nejčastěji 100 - 200 m hlubokých, vybavených výměníky, tj. jde o „suchý“ systém v anglofonní terminologii označované jako „closed-loop system“, kde teplotně nosná kapalina obíhá v potrubí instalovaném uvnitř každého vrtu v uzavřené smyčce, toto potrubí je zalité injektážní směsí z důvodu dobrého přenosu tepla z okolního horninového prostředí a z důvodu izolace jednotlivých zvodnělých vrstev. Každý vrt tak slouží k přímému transferu tepla mezi kapalinou uzavřenou uvnitř vrtu a okolním horninovým prostředím. Výhodou tohoto systému je, že teplotně nosné médium nepřichází do kontaktu s přírodním prostředím a nejsou dotčeny ani kolektory podzemní vody.

Druhý systém, tzv. voda-voda je systém (také tzv. hydrotermální systém, taktéž „open-loop system“), kde vrt slouží pouze k transportu podzemní vody, jež se přirozeně nachází v horninových kolektorech v podobě zvodně, která vzniká dlouhodobou akumulací podzemních vod v hornině. Tato podzemní voda má zároveň zhruba teplotu okolních hornin. Na povrchu je pak teplo z podzemní vody odebráno pomocí deskových výměníků a následně je ochlazená voda vtlačována zpět do horninového kolektoru, event. využita k jiným účelům, např. jako zdroj pitné vody. Tento systém je efektivnější než systém uzavřených vrtů, avšak pro jeho instalaci musí být na lokalitě vhodné geologické podmínky. Provoz takového systému může být složitější než u uzavřeného systému, nicméně největším benefitem je jeho energetická efektivita.

Výhodou prvního systému je zcela jistě jeho široké uplatnění prakticky v jakékoliv lokalitě a jeho výkonová variabilita v rozmezí desítek kW až jednotek MW instalovaného výkonu. **Například geotermální zdroj o výkonu 200 kW může vytopit (a zároveň vychladit) běžnou administrativní budovu o 8 patrech nebo bytový dům s několika desítkami bytových jednotek.** Rovněž relativně jednoduchá a rychlá realizace bez větších investičních rizik a možnost – vedle vytápění v zimě – generovat v létě chlad a nahradit tak energeticky náročné klimatizační jednotky, jsou jeho nesporné přednosti. Jednou z mála nevýhod mělkého uzavřeného systému je potřeba poměrně velké plochy pro realizaci série vrtů (vrtného pole) v případě, že je požadován vysoký instalovaný výkon. Například zdroj o výkonu 500 kW bude při hloubce 150 m vyžadovat cca 80 vrtů a plochu přibližně 80x80m. I přes potřebnou plochu, je omezení využití tohoto území jen dočasné a po výstavbě vrtného pole je možné území opět využívat konvenčním způsobem nebo dokonce třeba zastavět výstavbou. Orientační náklady na primární okruh těchto systémů lze v současnosti uvažovat cca 20-30 tis Kč/1kW. Často se proto tyto systémy realizují pod základy staveb, místo geotermálních vrtů pak mohou být využity i sondy v základech staveb (hloubka cca 10-30 m), do kterých se vloží výměník, což významně snižuje investiční náklady. Lze také očekávat, že s růstem počtu instalací budou náklady na jednotku instalovaného výkonu klesat (efekt z množství a technologicky rutinní postup).

Dalším řešením je využití hlubších vrtů (cca 200 - 400 m) s vyšším měrným výkonem na 1 m délky (stoupající teplota s hloubkou znamená vyšší zisk tepla z okolní horniny), nicméně zde je třeba počítat s vyššími investičními náklady na vrtné práce i technologicky náročnějším postupem (nároky na vrtnou soupravu, zajištění správné prostorové orientace - vertikality vrtů -, materiál na vystrojení vrtů apod.). Tyto systémy jsou již v západní Evropě realizovány, ale nepatří zatím mezi běžně používané, což se s velkou pravděpodobností v nejbližších letech změní.

Výhodou druhého systému (využití tepla podzemních vod) je jeho vysoká účinnost a výkon, rovněž relativně jednoduchá a rychlá realizace. Maximální pozornost je však třeba věnovat výběru lokality s dostatečným množstvím podzemní vody a kvalifikovanému posouzení těchto podzemních vod (mj.

hydrogeologické posouzení včetně rozboru vlivu odběru vody na celkový stav zvodně a na případné další odběratele vody).

U hlubších hydrotermálních systémů jsou hlavní nevýhodou poměrně omezené možnosti využití, jelikož lokalit se známým hydrotermálním zdrojem dostupným pro energetické využití je v ČR omezené množství. Jediným hlubokým hydrotermálním zdrojem v ČR napojeným do SZTE tak doposud zůstává Děčín.

Z technologického hlediska může být, ale ne vždy je to pravidlem, silná mineralizace čerpané vody způsobující rychlé zanášení deskových výměníků a dalších technologických součástí, nicméně i tyto problémy jsou řešitelné a dnes již nepředstavují významnější překážku.

Tento typ zdroje plně závisí na již dříve přírodou vytvořených podmínkách, jež nelze změnit.

Poznámka k dělení zdrojů GTE:

Jak bylo výše uvedeno, rozlišujeme dvě základní skupiny geotermální zdrojů, a to mělké a hlubinné, přičemž za mělké považujeme systémy do cca 400 m, za hluboké pak zpravidla ty nad 2 km (odůvodnění viz výše). Interval 400 až 2000-3000 m můžeme označit za středně hluboké zdroje, jež mají v podmínkách ČR podobné vlastnosti jako mělké (využití „suchého“ tepla hornin a využití energie podzemních vod), jejich hlavní odlišnost je tak zejména v potenciálním výkonu díky větším dosaženým hloubkám, a tudíž i teplotám okolního prostředí (primární energie horniny), jež dosahují 15-80 °C, což zvyšuje jejich celkovou účinnost. I tyto systémy ale potřebují dodatečnou technologii – tepelné čerpadlo -, aby mohly být využity pro komerční vytápění (zejm. SZTE). S ohledem na technologickou a finanční náročnost zejm. vrtných prací a vystrojení vrtů (výměníky) však tyto středně hluboké systémy nejsou dosud příliš rozšířené a jejich masivní využití je teprve v začátcích. Například program Horizont Evropa zaměřený na podporu inovací finančně podporuje vývoj a pilotní projekty až do 2 km, což souvisí s postupnou potřebou dosahování vyšších výkonů na menší ploše, typicky v prostředí husté zástavby evropských měst. Lze očekávat, že tyto systémy se začnou komerčně využívat do cca 5 let a Česká republika může v této oblasti představovat jednoho z lídrů v daném sektoru, zejména pokud se podaří realizovat např. testovací lokalitu v Litoměřicích, zaměřenou jak na hlubinnou, tak mělkou geotermální energii a ukládání tepla v horninovém prostředí.

Hlubinné geotermální zdroje

Hlubinné geotermální systémy jsou systémy, schopné ohřívat teplonosné médium na teploty vyšší než 80 °C. Tyto systémy tedy lze přímo napojit na odběrné místo (např. přes deskové výměníky do SZTE apod.). V podmínkách ČR jsou takové teploty dosahovány běžně v hloubkách 2,5 až 3 km, v některých lokalitách je však lze očekávat již kolem 2 km. Tato technologie již nevyžaduje použití tepelných čerpadel a je tedy i energeticky efektivnější.

I v těchto hloubkách se někdy nachází zdroje horké vody (tzv. zvodně), ze kterých lze čerpat horkou vodu o teplotě nejčastěji 120-180 °C, jedná se tedy o hydrotermální systémy (viz kap. 2.1). Zdroje blížící se těmto teplotám jsou zatím v ČR známy pouze v oblasti Karlových Varů (vzhledem k ochraně pro balneologické účely není, s výjimkou odběru tepla na povrchu z lázeňsky využitých vod, tyto zdroje zatím možné energeticky využívat), nelze však vyloučit, že se mohou na území ČR vyskytovat i jinde, detailní průzkum za tímto účelem dosud nebyl proveden. V sousedním Německu jde naopak o

velmi hojně využívanou technologii s řádově desítkami instalací, přičemž jejich počty se každoročně zvyšují. Hydrotermální systémy jsou také základem využívání geotermální energie ve vulkanických oblastech po celém světě (Island, Itálie, Japonsko, Nový Zéland, Keňa, střední Amerika atd.), kde však není zapotřebí dosahovat takových hloubek s ohledem na vyšší teplotní gradient.

V podmínkách ČR je tak možné zatím zvažovat pouze systémy, které využívají teplo horninového masivu, označované jako HDR (Hot Dry Rock) nebo EGS (Enhanced Geothermal Systems). Ačkoliv jde o dva rozdílné systémy (liší se charakterem geologických podmínek), oba vyžadují hydraulickou stimulaci k vytvoření puklinového výměníku (event. přirozeně narušené tektonické puklinové pásmo) pro cirkulaci kapaliny v hornině. Vytvoření tepelného výměníku spočívá ve vtláčení vody do speciálně vystrojeného hlubokého vrtu pod vysokým tlakem (injektažní vrt), kde v horké, přirozeně rozpukané hornině způsobí zvýšený hydraulický tlak rozšíření původních puklin. Tato tzv. hydraulická stimulace (rozšiřování již přítomných puklin) probíhá do doby, než se zvýší hydraulická vodivost horniny na úroveň potřebnou pro efektivní pohyb vody od vtačovacího vrtu k vrtu (vrtům) čerpacím (jímacím). Kapalina cirkuluje a odebírá přitom teplo okolním horninám. Povrchovým výměníkem se pak za nízkého tlaku přeměňuje voda na přehřátou páru použitelnou pro výrobu elektrické energie, resp. tepla.

Hlavní výhodou tohoto systému je opět jeho aplikace nezávisle na existenci přírodních zvodní (hydrotermální systémy) a možnost kombinované výroby elektřiny i tepla v případě dostatečně vysoké teploty, ideálně nad 150 °C. Největší slabinou je stále vysoká investiční náročnost a rizika spojená s hydraulickým propojením vrtů, jelikož nejde doposud o rutinní technologický postup a každá lokalita je v podstatě unikátní. Vhodnost geologického podloží je reálně možné ověřit až po odvrtání prvního hlubokého vrtu, což představuje náklad v řádech nižších stovek mil. Kč a může se jednat o zmařenou investici.

Řada připravovaných projektů tohoto typu po celém světě a technologické inovace ve vrtání⁴ do velkých hloubek a různých typů hornin by však v horizontu několika let měly znamenat poměrně zásadní průlom ve zvládnutí, a tudíž i zlevnění této technologie a zvýšení její **konkurenceschopnosti**.

Podzemní mezisezónní úložiště tepla (UTES - underground thermal energy storage)

Systémy pro ukládání energie zažívají velký rozvoj zejména v souvislosti s řešením nestability (volatility) produkce některých obnovitelných zdrojů, zejména solární a větrné energie, jež jsou závislé na klimatických podmínkách. Zejména jde o nesoulad poptávky a nabídky energie, jež je třeba vyrovnat, tj. uložit energii, když je jí přebytek, a naopak dodat energii, když je jí nedostatek. V tomto dokumentu se zaměřujeme na jeden typ úložiště tepelné energie, a to sezónní podzemní úložiště využívající zemní vrty (angl. zkratka UTES, resp. BTES – underground thermal energy storage, resp. borehole thermal energy storage), jelikož tato úložiště je možné zrealizovat v podstatě na jakémkoliv vhodném místě a jsou vhodná i jako doplňkový zdroj tepelné energie i pro systémy SZTE.

Úložiště má tři základní cykly – ukládání energie (dobíjení), skladování a čerpání energie (vybíjení). Na rozdíl od klasických tepelných čerpadel se zemními vrty využívají BTES systémy horninové prostředí

⁴ Jedním z řešení pro rizikovou stimulaci horninového prostředí a hydraulické propojení vrtů mohou být navzájem propojené horizontální vrty ve hloubce několik kilometrů, úspěšně odzkoušené v Kanadě v rámci projektu Eavor, kde systém dvou vrtů ve vzdálenosti 1,7 km a hloubce 2,4 km poskytl výkon přibližně 0,7 MW. Podobné pilotní projekty jsou v současnosti testovány i ve Švýcarsku.

jako místo, kam se ukládá zvnějšku dodaná (zpravidla v danou chvíli nepotřebná či přebytečná) energie. Může jít jak o teplo, tak o elektřinu (přeměněná na teplo např. s pomocí elektrokotle), v případě tepla s různou teplotou (cca 30-80 °C). Primární energie horninového prostředí je zde spíše doplňujícím zdrojem (pro TČ je naopak zdrojem hlavním). Účinnost takového systému je odvislá zejm. od charakteru geologického podloží (zejm. tepelná vodivost, porozita hornin, charakter proudění podzemních vod) a je zpravidla v rozsahu 50 - 80 %, tj. při uložení 1 MWh zpětně lze získat 500-800 kWh. BTES mohou fungovat jak pro ukládání tepla, tak chladu, závisí to na hloubce, ve které je teplo, resp. chlad s pomocí vrtů do horniny ukládán. V současnosti realizované BTES mají nejčastěji několik desítek až stovek vrtů do hloubky 60-150 m, přičemž jejich kapacita je nejčastěji v řádech jednotek až desítek GWh.

Hlavní výhodou BTES je široké rozpětí geologických podmínek, které umožňují vytvoření těchto úložišť. Celkově se vrty pro BTES v zásadě technologicky neliší od vrtů pro tepelná čerpadla, tudíž lze realizovat za stávajících legislativních podmínek, přesto, že podzemní úložiště zatím oporu v legislativě nemají. Jejich nespornou výhodou je jejich škálovatelnost (kapacita v MWh až GWh) a minimální zábor plochy, jelikož po realizaci lze opatřit odolnou pochozí i pojezdovou vrstvou či upravit do původní zelené plochy apod. Rovněž investiční náklady, spočívající především v realizaci desítek či stovek vrtů, jsou konkurenceschopné s ostatními systémy ukládání energie.

5.6. Nejčastější problémy spojené s využitím geotermální energie

Před provedením důkladného geotermického průzkumu je častým problémem je rozpoznání, kdy je geotermální teplo vázané na podzemní vody a působnost k jeho využití tedy spadá pod vodoprávní úřady, a kdy jde o „suché“ geotermální teplo, které není vázáno na podzemní vody, tj. přenos tepla zajišťuje v uzavřeném oběhu „technologické médium“ do vrtů dodávané. V tom případě spadá působnost k povolování pod stavební úřady. Pro rozlišení uvedených dvou variant je nutno vycházet z definic uvedených v § 2 zákona č. 254/2001 Sb., o vodách a o změně některých zákonů (vodní zákon), ve znění pozdějších předpisů. Ten přináší tyto definice (jde o výňatky ze zákona):

§ 2 Vymezení pojmů

(2) Podzemními vodami jsou vody přirozeně se vyskytující pod zemským povrchem v pásmu nasycení v přímém styku s horninami; za podzemní vody se považují též vody protékající drenážními systémy a vody ve studních.

(5) Nakládáním s povrchovými nebo podzemními vodami je jejich vzdouvání pomocí vodních děl, využívání jejich energetického potenciálu, jejich využívání k plavbě nebo k plavení dřeva, k chovu ryb nebo vodní drůbeže, jejich odběr, vypouštění odpadních vod do nich a další způsoby, jimiž lze využívat jejich vlastnosti nebo ovlivňovat jejich množství, průtok, výskyt nebo jakost.

Z uvedených definic jasně vyplývá, že do vrtu dodávané technologické médium, uzavřené a cirkulující ve vystrojeném vrtu, není podzemní vodou (nejde o „přirozený výskyt pod zemským povrchem“) a odebírání tepla hornin zprostředkovaného tímto médiem není nakládání s podzemními vodami. Na tomto nic nemění ani skutečnost, že při vrtání byla ve zvětralé připovrchové vrstvě zemin a hornin zjištěna hladina podzemní vody, pokud technickými prostředky (např. pažnicemi) byl v průběhu další realizace geotermální vrt od možné komunikace budoucího oběhu technologického média s těmito

potencionálními kolektory trvale izolován. Obdobně by se řešila situace v případech, kdy vrt sice zastihnul takové tektonické narušení hornin, které by umožňovalo trvalou komunikaci cirkulujícího technologického média s podzemními vodami v dosahu propustného tektonického narušení hornin, ale technickými prostředky došlo k úplné a trvalé izolaci od případných podzemních vod v dosahu tektonického narušení hornin.

Pokud by však k trvalému oddělení cirkulujícího média od okolí nedošlo a mohlo by v průběhu provozu geotermálního vrtu dojít také k čerpání podzemní vody, bylo by nutno tento stav posoudit jako nakládání s podzemními vodami a postupovat způsobem uvedeným ad B). Krajním případem by byl případ, kdy je vrt realizován do zdroje podzemní vody, není s ním nijak propojen a podzemní vodu nevyužívá, ale pro odběr zemského tepla je podstatný ohřev nosného média, cirkulujícího v uzavřeném prostoru geotermálního vrtu (odděleném od okolního horninového masívu), teplem odebíraným dominantně ze zdroje podzemní vody. V tomto případě by šlo o využívání energetického potenciálu podzemní vody a tedy o nakládání s podzemními vodami. Jaký je konkrétní vztah geotermálního vrtu a jeho provozování k podzemním vodám by mělo stanovit posouzení hydrogeologických poměrů v území, což je geologická práce, která by měla být realizována odpovědným řešitelem geologických prací pro obor hydrogeologie.

Dalším častým problémem je, zda organizace, která provádí vrt, který má sloužit k využití geotermální energie, musí mít zpracovaný samostatný projekt na realizaci vrtu projektantem s osvědčením vydaným podle zákona č. 61/1988 Sb. Přípravu a realizaci vrtných prací podrobněji upravuje prováděcí předpis, jímž je vyhláška č. 239/1998 Sb., o bezpečnosti a ochraně zdraví při práci a bezpečnosti provozu při těžbě a úpravě ropy a zemního plynu a při vrtných a geofyzikálních pracích a o změně některých předpisů k zajištění bezpečnosti a ochrany zdraví při práci a bezpečnosti provozu při hornické činnosti a činnosti prováděné hornickým způsobem. Ta ve svém § 23 stanoví, že pro „vrtné a geofyzikální práce, zajištění vrtu nebo sondy, likvidaci vrtu nebo sondy musí být vypracován projekt a technologický postup“. Vyhláška současně stanoví v § 23 odst. 2, že „Ke zpracování projektu je oprávněn jen báňský projektant“, a v příloze č. 1 stanoví náležitosti projektu vrtu. Podle § 5b odst. 2 zákona č. 61/1988 Sb., báňský projektant „odpovídá za správnost, celistvost a úplnost jím zpracované projektové dokumentace“.

Projekt vrtu je součástí dokumentace, která je předkládána k žádosti o povolení stavby nebo povolení stavby vodního díla a povolení k nakládání s podzemními vodami nebo povolení k využívání přírodního léčivého zdroje a je zpracována osobou autorizovanou podle zákona č. 360/1992 Sb. Pokud je geotermální vrt realizován jako součást zvláštního zásahu do zemské kůry, je jeho projekt součástí dokumentace zpracované podle přílohy č. 9 vyhlášky č. 104/1988 Sb., o hospodárném využívání výhradních ložisek, o povolování a ohlašování hornické činnosti a ohlašování činnosti prováděné hornickým způsobem, ve znění pozdějších předpisů.

5.7. Další otázky související s využitím geotermální energie

Průběh povolovacího procesu, časové a další hlediska povolování

Jak již bylo uvedeno výše, povolování geotermálních zdrojů (vrtů) se liší pro vrty s využitím termální vody (hydrotermální systémy), které jsou obecně náročné na prospekci, vyhodnocení a následně i provoz (např. z důvodu zanášení vodním kamenem, koroze apod.) a pro vrty pro stimulované

systemy. V případě realizace hlubokých vrtů (hloubky několika kilometrů), pak již zásadní rozdíl mezi hydrotermálními vrty a vrty pro stimulované systémy, není.

K povolovacímu procesu bude třeba připravit projekt geologického úkolu podle Vyhlášky č. 369/2004 Sb., o projektování, provádění a vyhodnocování geologických prací, oznamování rizikových geofaktorů a o postupu při výpočtu zásob výhradních ložisek. Doba přípravy podle rozsahu a prozkoumanosti zájmového území může trvat cca 6 až 12 měsíců.

Trvání povolovacího procesu a vyřešení střetů zájmů je možné orientačně odhadnout v lepším případě na 5 až 7 měsíců. Pokud bude správní orgán vyžadovat úplný proces EIA, pak se může trvání výrazně prodloužit.

Kompletní realizace hlubinného geotermálního vrtu do 2 - 3 km může být dokončena do 2 - 4 měsíců v závislosti na geologických podmínkách.

Hydrotermální i uzavřené hlubinné vrty vyžadují provedení celé řady testů (např. čerpací, event. zasakovací testy ad.), proto doba realizace např. systému 2 takových vrtů může být cca 1 rok. Celý proces (průzkum, vyhodnocení, projekt, povolování, soutěže, realizace) až do spuštění geotermální výroby pak může zabrat min. 3 roky, spíše však 4-5 let. První zkušenosti z celého procesu budou pravděpodobně opět v Litoměřicích, kde by k realizaci hlubinných vrtů mělo dojít v r. 2024 až 2026 v rámci výzkumného projektu pod vedením Přírodovědecké fakulty Univerzity Karlovy.

Výrazně jednodušší, méně nákladný a rizikový povolovací proces vyžadují mělké uzavřené systémy v kombinaci s tepelnými čerpadly. Projektová příprava pro daný pozemek zabere cca 1 měsíc, povolení zkušený projektant / firma vyřídí během 3-5 měsíců, realizace 1 vrtu do 200 m je možná během 5-10 dnů v případě jednodušších geologických podmínek, vyšší série vrtů jsou pak realizovány paralelně několika vrtnými soupravami.

Technické předpoklady pro realizaci geotermálního vrtu, dostupnost technologií a dodavatelů/realizačních firem

Realizace mělkých vrtů (do 500 m) se dnes považuje za rutinní a technologicky zvládnutý proces a vyžaduje pouze kvalitní projektovou přípravu vč. detailního geologického a hydrogeologického průzkumu, a zkušenou realizační vrtnou firmu. I v ČR existuje celá řada firem (v řádech desítek), které jsou schopné kvalitně realizovat vrty do cca 150 m, což je nejběžnější hloubka pro systémy s využitím tepelných čerpadel dosahující výkonů i v řádech MWt (viz dále přehledové tabulky). Tato hloubka je volena zejména z důvodu zachování svislosti vrtů (čím hlubší vrty, tím větší riziko kolize vrtů) a přítomnosti zvodnělých vrstev, což obecně vyžaduje složitější vrtný postup (mezi nejlevnějším vrtným postupem bez výplachu a pažení a složitějším může být rozdíl i násobku ceny za 1 m odvrтанé délky vrtu). Do budoucna se však počítá, i s ohledem na dostupnost plochy v intravilánu města a obcí, že vrty se budou postupně prohlubovat, čímž dojde i ke zvýšení jejich výkonu (viz odhad výkonů dle hloubky vrtů v tabulce níže).

Tabulka 3. Ukázka potenciálních výkonů GTE zdrojů s vrty a TČ v rozmezí 100-400-1000 m

Hloubka vrtu (m)	100-200	400	1000
Průměrná teplota horninového masivu *(°C)	9.15	20	32
Topný faktor	3,5-4,5	4,6	5
Tepelný výkon (W/m)**	30-70	50 - 90	70 - 110
Celková roční produkce (kWh/1m/rok)	90-140	150 - 180	200 - 220

*ustálená teplota horninového masivu pro celý vrt; parametr používaný pro návrh vrtné metráže

**v závislosti na režimu provozu TČ

Parametry vrtů pro uzavřené systémy a otevřené systémy

S ohledem na specifický charakter hlubinných stimulovaných systémů a prakticky nulovou zkušenost s těmito systémy v ČR, jsou níže uvažovány pouze mělké uzavřené systémy s využitím tepelných čerpadel a hydrotermální systémy jímající horkou vodu z větších hloubek (pro ukázkou zvolena hloubka 2 km). Pro informaci jsou uvedeny i rámcové náklady na typické podzemní úložiště tepla, které je vhodným doplněním GTE zdrojů zejm. díky své schopnosti uchovávat velké množství tepla i o poměrně vysoké teplotě (až 70-80°) po dlouhé období (hlubší pole vrtů např. 500m), ale také poskytovat chlazení (mělčí pole vrtů do 200 m) pro budovy i průmyslová zařízení (typicky ve spojení s FVE panely, H2 elektrolyzéry apod.)

Tabulka 4. Náklady mělkých geotermálních systémů (vrty s tepelným čerpadlem či kaskádou tepelných čerpadel různých výkonů bez DPH

Výkon zdroje (kW)	Výkon TČ (kW)*	Výkon bivalence (kW)	Počet a hloubka vrtů (m)	Cena TČ (Kč)	Cena vystrojení vrtu (Kč)	Cena vrtů vč. montáže (Kč)	Cena celkem (Kč)
100	80	20	11x160	800.000	1.350.000	3.000.000	5.150.000
200	160	40	21x160	1.600.000	2.700.000	6.000.000	10.300.000
500	400	100	52x160	4.000.000	4.050.000	15.000.000	23.050.000
1000	800	200	104x160	7.500.000	5.400.000	30.000.000	42.900.000
2000	1600	400	207x160	12.080.000	6.750.000	60.000.000	78.830.000
5000	4000	1000	516x160	30.250.000	8.100.000	150.000.000	188.350.000
10000	8000	2000	1032x160	60.500.000	10.800.000	300.000.000	371.300.000

* do 500 kW se uvažují „běžná“ TČ, od 1000 kW „velká“ TČ

Zdroj: AV TČ

Pro hydrotermální zdroje doposud podobné kalkulace nejsou k dispozici, jediný zrealizovaný zdroj, jak již bylo uvedeno výše, je v Děčíně, kde je voda jímána z hloubky 545 m a celý systém dosahuje výkonu cca 6,6 MWt. Celkové náklady dosáhly 531 mil. Kč . Obecně lze konstatovat, že v poměrech České republiky lze dosahovat vydatnosti hydrotermálních systémů spíše v rozmezí 10-30 l (lépe kg)/s z jednoho vrtu, přičemž teplota stoupá přibližně o 32 °C na 1 km hloubky, ve 2 km tak lze očekávat přibližně 60-70 °C, ve 3 km 90 – 100 °C (to nevylučuje anomálie s vyšším tepelným gradientem, viz právě lokalita Děčín). Tabulka níže zobrazuje teoretické (nezahrnuje ztráty) výkony hlubinných systémů v závislosti na teplotě horniny v cílové hloubce a dosaženém průtoku (tj. vydatnosti vrtu). Při využití tepelných čerpadel, jež ochladí vodu na 5 °C (tj. maximální odběr tepelné energie) lze získat tepelný výkon 5 MW ze 2 km přibližně při průtoku 20-25 kg/s.

V současnosti lze cenu 1 vrtu schopného přepravit 50 kg/s termální vody do 2 km odhadnout na 60-80 mil Kč (nezahrnuje nadzemní technologie a tepené čerpadlo), přičemž většinou je třeba zrealizovat 1 jímací vrt a jeden zasakovací vrt. Životnost těch vrtů (v závislosti na použitém vystrojení a charakteru termální vody) lze odhadnout na 25+ let.

Tabulka 5. Potenciální výkony GTE zdrojů dle vydatnosti vrtu a teploty horniny

Tabulka výkonu GTE systémů - závislost vydatnosti vrtu (průtok) a teplota horniny (vody)												
Ochlazování na 5 °C												
			Cerpání	Cerpání	Cerpání	Cerpání	Cerpání	Cerpání	Cerpání	Cerpání	Cerpání	Cerpání
			[kg/s]	[kg/s]	[kg/s]	[kg/s]	[kg/s]	[kg/s]	[kg/s]	[kg/s]	[kg/s]	[kg/s]
			1	2	5	10	15	20	25	30	35	40
T	Entalpie vody	Hloubka vrtu	Výkon	Výkon	Výkon	Výkon	Výkon	Výkon	Výkon	Výkon	Výkon	Výkon
[°C]	[kJ/kg]		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
(nad 5 °C)												
10	21,0		0,02	0,04	0,10	0,21	0,31	0,42	0,52	0,63	0,73	0,84
20	62,9		0,06	0,13	0,31	0,63	0,94	1,26	1,57	1,89	2,20	2,51
30	104,8	1 km	0,10	0,21	0,52	1,05	1,57	2,10	2,62	3,14	3,67	4,19
40	146,7		0,15	0,29	0,73	1,47	2,20	2,93	3,67	4,40	5,13	5,87
50	188,6		0,19	0,38	0,94	1,89	2,83	3,77	4,71	5,66	6,60	7,54
60	230,5	2 km	0,23	0,46	1,15	2,30	3,46	4,61	5,76	6,91	8,07	9,22
70	272,4		0,27	0,54	1,36	2,72	4,09	5,45	6,81	8,17	9,53	10,89
80	314,3		0,31	0,63	1,57	3,14	4,71	6,29	7,86	9,43	11,00	12,57
90	356,2	3 km	0,36	0,71	1,78	3,56	5,34	7,12	8,90	10,68	12,47	14,25
100	398,1		0,40	0,80	1,99	3,98	5,97	7,96	9,95	11,94	13,93	15,92
110	440,0		0,44	0,88	2,20	4,40	6,60	8,80	11,00	13,20	15,40	17,60
120	481,9	4 km	0,48	0,96	2,41	4,82	7,23	9,64	12,05	14,46	16,86	19,27
130	523,8		0,52	1,05	2,62	5,24	7,86	10,48	13,09	15,71	18,33	20,95
140	565,7		0,57	1,13	2,83	5,66	8,48	11,31	14,14	16,97	19,80	22,63
150	607,6	5 km	0,61	1,22	3,04	6,08	9,11	12,15	15,19	18,23	21,26	24,30
160	649,5		0,65	1,30	3,25	6,49	9,74	12,99	16,24	19,48	22,73	25,98
170	691,4		0,69	1,38	3,46	6,91	10,37	13,83	17,28	20,74	24,20	27,65
180	733,3	6 km	0,73	1,47	3,67	7,33	11,00	14,67	18,33	22,00	25,66	29,33
190	775,2		0,78	1,55	3,88	7,75	11,63	15,50	19,38	23,25	27,13	31,01
200	817,1	6,7 km	0,82	1,63	4,09	8,17	12,26	16,34	20,43	24,51	28,60	32,68

Tabulka 6. Orientační investiční náklady BTES úložišť (bez DPH)

Náklady na 1 m vrtu dané hloubky (Kč/m)*	Náklady BTES 30 vrtů (Kč)	Náklady na napojení vrtů do sběrné šachty (Kč)	Náklady na měřicí čidla do vrtů (Kč)**	Náklady projekt, zemní práce, odpady (Kč)	Celkem (Kč)***
100 m vrt - 1250	3.750.000	1.200.000	150.000	600.000	5.700.000
200 m vrt - 1500	9.000.000	2.500.000	200.000	1.000.000	12.700.000

* vrtání rotačním přiklepem, trojlísté dláto s pažením cca 30 * vrtu; soutěžní ceny mohou být o cca 100-200 Kč nižší, ale v případě nadměrného pažení nebo bentonit/polymerového výplachu cena i o 50 % vyšší

** 3 čidla do vrtu např. 10m, 50m, 100m sada na vrt 30 tis. Kč bez DPH, do vrtného pole třeba osadit 5 vrtů

***pokud nebyly provedeny průzkumné vrty, je vhodné připočíst rezervu 15 %

5.8. Případové studie geotermálních vrtů a praktické zkušenosti

Česká republika

Vrt DC-1 - Děčín

Zkušební vrt byl vyhlouben v roce 1998 a zdroj poté uveden do provozu v září 2002. Pro výrobu tepla se začala využívat geotermální energie z vody o teplotě cca **30 °C**. Geotermální voda vytéká přirozeným tlakem z vrtu o hloubce **545 m** a v technologii tepelných čerpadel se tepelný potenciál této geotermální vody využívá pro ohřátí otopné vody až na 72 °C (dle jiného zdroje až na 90 °C). Maximální vydatnost vrtu je **54 l/s**. Elektřina pro pohon kompresorů tepelných čerpadel se vyrábí kogeneračně, energii ve špičce dodávají kotle na zemní plyn. Není tedy čistě z obnovitelných zdrojů. Po **vychlazení na 10 °C** a jednoduché úpravě voda z vrtu splňuje požadavky na pitnou vodu a je dodávána do městského vodojemu v objemu kolem **1 milionu m³ ročně**. Kromě toho centrální zdroj tepla nahradil sedm menších lokálních kotlen na těžké oleje. Celý projekt včetně přípravných prací, geotermálního vrtu, stavby zdroje, rozvodné soustavy a přivaděče pitné vody do městského vodojemu stál přes **550 milionů korun**. Centrální zdroj tepla pro pravobřežní část města Děčína představuje zřejmě nejrozsáhlejší projekt v České republice na využití geotermální vody.

Geotermální zdroj pro CZT – Termo Děčín (realizace 1998 - 2002)

Příklad využití s pomocí tzv. otevřeného systému jímání horké vody s pomocí vrtů.

Společnost TERMO Děčín a.s. využívá geotermální energii z vody o teplotě cca 30 °C z podzemního jezera, které se nachází pod Děčínem. Geotermální voda vyvěrá přirozeným tlakem z vrtu o hloubce 545 m a v technologii tepelných čerpadel se tepelný potenciál této geotermální vody využívá pro ohřátí otopné vody až na 72 °C. Při maximálním výkonu je vydatnost vrtu 54 l/s. Celkový instalovaný výkon tepelných čerpadel je 2x 3,28 MWt, investiční náklady dosáhly 531 mil. Kč.



Teoretický topný výkon geotermálního zdroje (30 na 5 °C, 54 l/s): cca **5,65 MW_t**.

Ústí nad Labem

V roce 2002 byl proveden vrt hluboký **514 metrů**, který je zdrojem vody o teplotě **32° C**. Poté byly zahájeny vlastní práce na instalaci technologie jednotlivých stanic tepelných čerpadel a celkové rekonstrukci rozvodů topné vody v areálu ZOO. V roce 2005 byl spuštěn zkušební provoz nového topného systému.

Charakteristiky nízkopotenciálního zdroje tepla:

- hlubinný vrt s termální vodou, artézského charakteru, hloubka vrtu **515 m**,
- přítok termální vody zastižen v hloubce cca 400 - 470 m, hlavní přítok v hloubce 409 - 414 m,
- kapacita vrtu cca **5,6 l/s** při otevřeném vrtu (přeliv),
- termální voda je čerpána z hloubky **65 m**, vydatnost vrtu okolo **12,0 l/s** (max. 15,0 l/s),
- teplota termální vody se pohybuje na ústí vrtu okolo **32 °C**.

Projektovaný topný výkon celého systému s instalovanými **24 tepelnými čerpadly** v pěti stanicích rozmístěných v areálu ZOO může dosáhnout až **1,057 MW_t**, které mohou být v případě extrémních klimatických podmínek posíleny o 0,298 MW výkonu pro tento účel instalovanými elektrokotly. Celková výše investičních nákladů na tuto akci dosáhla **48,5 mil. Kč**.

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje (32 na 5 °C, 15 l/s): cca **1,70 MW_t**.

Pasohlávky – Aqualand Moravia

Vrt Mušov 3G

Tento zdroj přírodní minerální vody byl objeven v roce 1990 při provádění průzkumných prací, které byly zaměřeny na vyhledávání nových ropných nalezišť. Vydatnost tohoto zdroje je **74 l/s** a jde o termální, mineralizovanou vodu o teplotě **46 °C** a jeho hloubka je **1450 m**. Z vrtu dnes odebírá vodu pro svůj bazén blízký hotel Termal a taktéž obří areál Aqualandu Moravia do svých relaxačních bazénů a Wellness centra. Vyhláškou Ministerstva zdravotnictví ČR č. 290/1998 Sb. ze dne 26. listopadu 1998 prohlásilo Ministerstvo zdravotnictví ČR pramen Mušov-3G za přírodní léčivý zdroj.

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje (46 na 5 °C, 71 l/s): cca 12,19 MW_t.

Vrt Pasohlávky 3G

Vrt Pasohlávky-2G, byl vyprojektován a úspěšně odzkoušen jako vtlačný vrt pro likvidaci minerální – termální – vody z vrtu Mušov-3G. Zjištěn byl artéský přetok v množství až 40 l/s a voda z hloubky 1195 m dosahovala teploty 43,6°C.

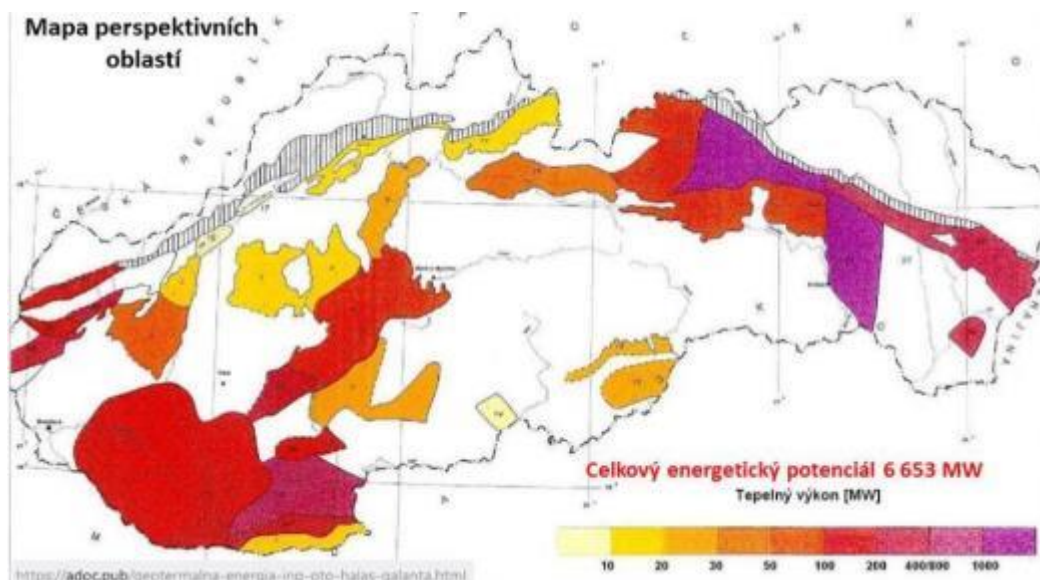
Teoretický topný výkon geotermálního zdroje (46.3 na 5 °C, 40 l/s): cca 7,75 MW_t.

Slovensko

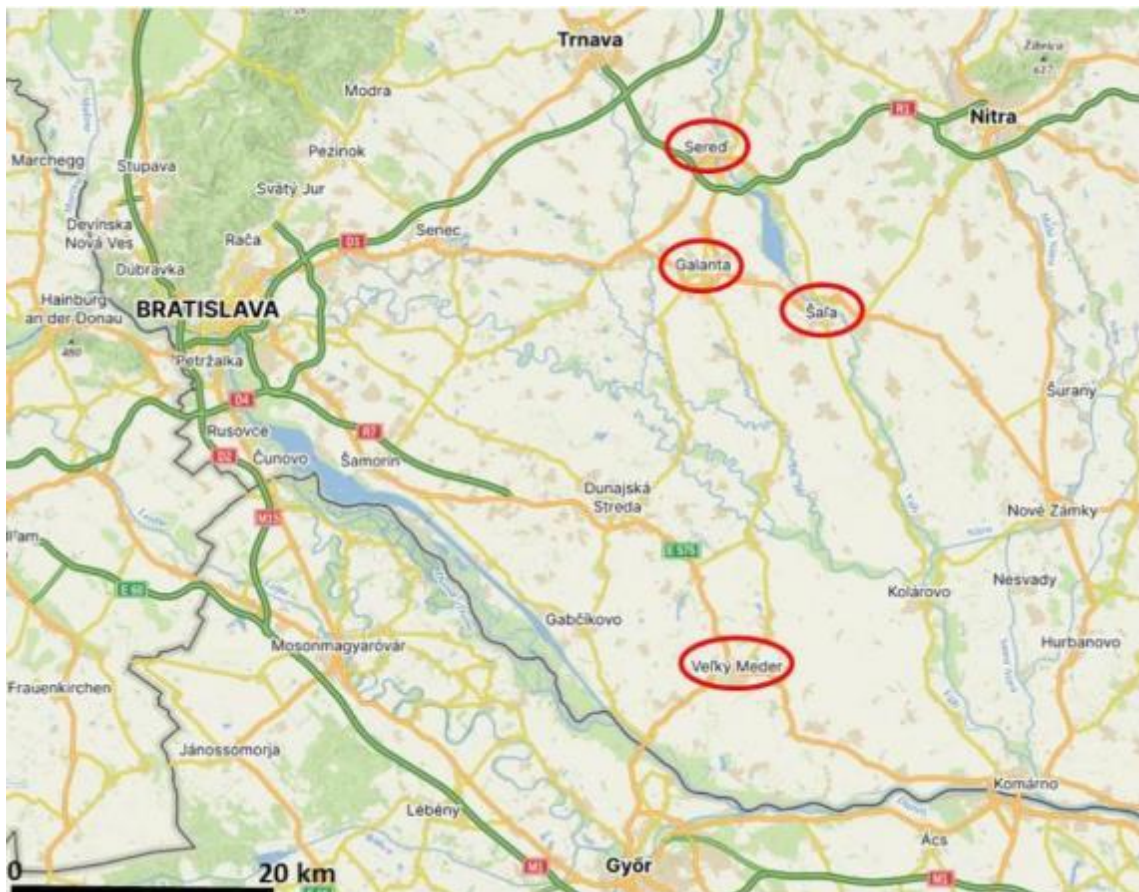
Dále uvedené případové studie ze Slovenska jsou pouze pro orientační představu. Pro území ČR jsou málo relevantní, protože území Slovenska má jiné geologické podmínky, které nejsou srovnatelné s ČR.

Energetický potenciál geotermálních vod na Slovensku se odhaduje na minimálně 6 653 megawattů tepelné energie, přičemž aktuálně se využívá asi 5 % z této kapacity. Celkový počet geotermálních vrtů na Slovensku dosahuje v současnosti zhruba 180. Některé z nich se však aktivně nevyužívají. Mapa perspektivních oblastí využití geotermální energie na Slovensku je na obr. 36.

Téměř 60 % vrtů slouží k rekreačním účelům. Zhruba 17 % se využívá při dodávce tepla a teplé vody v systémech centrálního vytápění. Příklady jsou města Galanta, Šaľa, Sereď, či nejnovější Velký Meder. Podobný (16 %) je i podíl vrtů se zemědělským využitím, zejména při vytápění skleníků a foliovníků. Stále více se používají tepelná čerpadla v termálních koupalištích, přičemž podíl takových vrtů tvoří zhruba 5 %. Doplňkovým využitím geotermální energie je chov ryb (2 %). Většina ze stávajících vrtů je ve formě volného přelivu. Voda tam sama od sebe pod tlakem vyvěrá, čímž lze ušetřit na provozu čerpadel. Zbývajících 10-15 vrtů, zejména v posledním období realizovaných systémů je již s čerpadlem. Vrty obsahují zabudovaná hlubinná čerpadla, která umožňují čerpat aktuálně potřebné množství geotermální vody.



Obrázek 11. Mapa perspektivních oblastí využití geotermální energie na Slovensku



Obrázek 12. Města v Podunajské nížině, která již využívají geotermální energii při dodávce tepla a teplé vody do systémů centrálního vytápění

Galanta

Zdrojem energie jsou dva geotermální vrty FGG-2 a FGG-3, jejichž hloubka je 2101 a 2102 m, z nichž se čerpá geotermální voda o teplotě 80 a 78 °C na ústí vrtu a s vydatností 15,7 a 18,0 l/s. Jejich voda je vysoce mineralizovaná přírodní voda (4,9 – 5,9 g/l). Tato geotermální voda se využívá k vytápění a výrobě teplé užitkové vody nepřímo, neboť vlivem fyzikálně-chemických vlastností ve zvýšené míře vytváří inkrustaci a korozi rozvodného potrubí. Používá se tedy jako primární teponosné médium přes výměníky tepla, kde předává svoji tepelnou energii sekundární vodě, tj. upravené vodě proudící v topném systému. Její tepelná energie se využívá kaskádovitě, tj. prochází kaskádovitě řazenými výměníky tepla za účelem dosažení jejího maximálního vychlazení při minimálním odběru.

Tepelné hospodářství Galantatermu tvoří centrální kotelná (energocentrum), kde se připravuje topná voda a TUV, a odběrná místa (výměňkové stanice). V systému jsou instalovány čtyři plynové kotle s tlakovými hořáky s celkovým tepelným výkonem 10,6 MW. Maximální poptávka po teple pro zásobované objekty je 14,7 MW.

Tepelný výkon získaný z geotermální vody je přibližně 7 MW a postačuje k pokrytí potřeby tepla do venkovní teploty 0°C. Geotermální systém je řízen počítačem, který zaznamenává všechny důležité parametry zdroje jako například průtok, teplota vody, tlak. Galantský geotermální systém je otevřený, využitá geotermální voda se vypouští do recipientu - nádrže Vodního díla Králová na řece

Váh. Před vypuštěním se ochladí na požadovanou teplotu 25 °C v chladicích bazénech mísením se studenou vodou z vrtaných studní. Bazény se mohou používat i pro rekreační účely.

Geotermální středisko zásobuje teplem přibližně 1 300 bytů a přilehlou nemocnici s poliklinikou.

Odběratelé tepla z geotermálního zdroje v Galantě

Odběratel	Podíl (%)
SBD Sládkovičovo a Galanta	38,48 %
Bysprav, s.r.o.	19,31 %
Nemocnica s poliklinikou Sv. Lukáša v Galante, a.s.	26,23 %
Patria-Domov dôchodcov	5,49 %
ZŠ Gejzu Dusika	3,74 %
Materská škola Óvoda	1,54 %
Gastrocentrum, s.r.o., Galanta	0,54 %
COOP Jednota Galanta	0,47 %
RÚVZ Galanta	0,84 %
Galantaterm SMS	0,86 %
TTSK, s.r.o.	2,50 %

vyše 1300 bytov

https://www.sas.sk/co-content/101646/poradenstvo-usluzby/termalac_001_galanta/101646/poradenstvo-usluzby/termalac_001_galanta.pdf

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje FGG-2 (80 na 5 °C, 15,7 l/s): cca 4,93 MWt.

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje FGG-3 (78 na 5 °C, 18,0 l/s): cca 5,50 MWt.

Velký Meder

Centrum pro využívání geotermální energie je od října 2016 čtvrtým městem na Slovensku využívajícím systém veřejného vytápění termální vodou.

Vrt VM-1 je hluboký 2450 metrů, teplota vody na hlavě vrtu je 93 °C. Vydátnost zdroje je zhruba 8 l/s. Ve vrtu je ponorné čerpadlo v hloubce 228 metrů, které dokáže zajistit maximální vydátnost až 16,7 l/s. Průměrná vydátnost je kolem 11 l/s a naplno běží čerpadlo zejména během ranní a večerní špičky v zimě, naopak v létě se čerpadlo vypíná. V současnosti se vytápí 1300 bytů, škola, školka a kulturní středisko.

Odpadní voda o teplotě kolem 50 stupňů se z geotermální centrály dopravuje podzemním potrubím o délce 1,2 kilometru na termální koupaliště, kde se touto vodou vytápí další tři dobudované bazény. Na tuto investici si městské zastupitelstvo vzalo úvěr ve výši 3,7 milionu eur a očekává se návratnost do deseti let.

Přínosy geotermálního projektu pro Velký Meder jsou nesporné. Díky energii ze země se ročně ušetří 1,3 milionu krychlových metrů zemního plynu, který se od roku 2019 prakticky vůbec nevyužívá. Odběr geotermální vody je regulován podle potřeby tepla, to znamená, že se také šetří podzemní zásoby vody.

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje VM-1 (88 na 5 °C, 16,7 l/s): cca 6,15 MWt.

Ďurkov

Existence významného geotermálního ložiska v Košické kotlině na východním Slovensku byla zjištěna již poměrně dávno během průzkumných prací vyhledávání uhlovodíkových ložisek. Predikce parametrů geotermální vody byly potvrzeny třemi geotermálními vrty (GTD-1, 2, 3) vyhloubenými v letech 1998 - 99 u obce Ďurkov (Obr. 13 a 14). V letech 1999 až 2001 proběhla seismická měření (2D seismika a 3D seismika) a hydrodynamické zkoušky na stávajících vrtech. Na základě komplexních geologicko-technických poznatků nabytých během tohoto období lze říci, že se jedná o jeden z nejvydatnějších a nejvýznamnějších geotermálních ložisek na evropském kontinentu.

Celkový energetický potenciál Košické kotliny je 1 200 MWt, přičemž prakticky lze využít 300 MWt. Geotermální ložisko se rozprostírá přibližně 15 km východně od Košic.

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje GTD-1 (130 na 5 °C, 56 l/s): cca 29,30 MWt.

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje GTD-2 (130 na 5 °C, 50 l/s): cca 26,16 MWt.

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje GTD-3 (130 na 5 °C, 65 l/s): cca 34,01 MWt.

Reálně se však předpokládá, že referenční teplota bude cca 50°C.

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje GTD-1 (130 na 50 °C, 56 l/s): cca 18,75 MWt.

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje GTD-2 (130 na 50 °C, 50 l/s): cca 16,74 MWt.

Teoretický topný výkon geotermálního zdroje GTD-3 (130 na 50 °C, 65 l/s): cca 21,77 MWt.

Hloubky vrtů:

GTD-1 vertikální vrt - 3210 m

GTD-2 usměrněný vrt – vertikální hloubka 3175 m, délka po náradí 3725 m

GTD-2 usměrněný vrt – vertikální hloubka 2226 m, délka po náradí 2625 m

Projekt využití geotermální energie pro vytápění města Košice uvažuje s vybudováním tří geotermálních středisek v obcích Bidovce, Ďurkov a Olšovany, v každém se šesti vrty. Předběžně se předpokládá se dvěma těžebními a čtyřmi reinjektážními vrty na každém středisku. Na geotermálním středisku Ďurkov jsou již tři vrty realizovány.

Ve střediscích budou kromě vrtů umístěny i výměňkové stanice, kde geotermální voda předá své teplo upravené topné vodě a následně bude zatlačena zpět do zemské kůry. Topná voda bude přivezena 16 km dlouhým teplovodem do Košic, kde bude využita k vytápění. Celkový tepelný výkon plánovaného projektu je 100 MWt. Jedná se tedy o uzavřený okruh bez jakéhokoliv zásahu do životního prostředí.

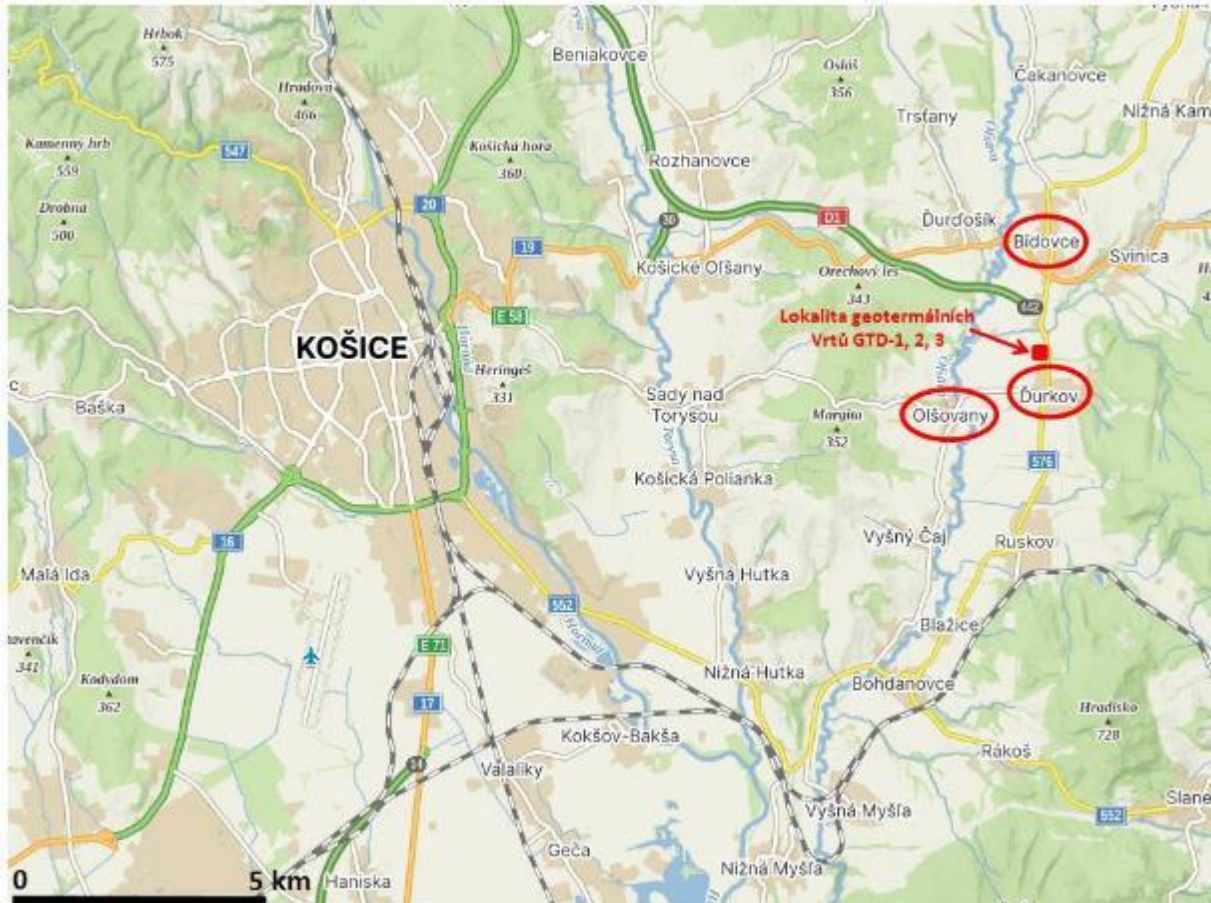
Teoretický topný výkon geotermálního zdroje 6 vrtů GTD (130 na 50 °C, 50 l/s): 100,46 MWt.

Projekt počítá i s následným využitím zbytkového tepla pro zemědělské, rekreační a další účely v obcích podél 15 kilometrové trasy teplovodu, od lokalit až do Košic. Díky geotermálnímu zdroji, který má potenciál být největším na Slovensku, by mohl celkový podíl obnovitelné energie na výrobě tepla pro Košice dosáhnout 42 % a pokrýt spotřebu tepla pro 171 000 odběratelů. Jde tedy o příklad, kdy zdroj hlubinné GTE pokryje významnou část spotřeby velké SZTE. V současnosti je vykoupěna půda pro vybudování geotermálních stanic, je vypracována kompletní projektová dokumentace a jsou vydána všechna potřebná stavební povolení a rozhodnutí příslušných orgánů. Projekt je tedy připraven k realizaci.

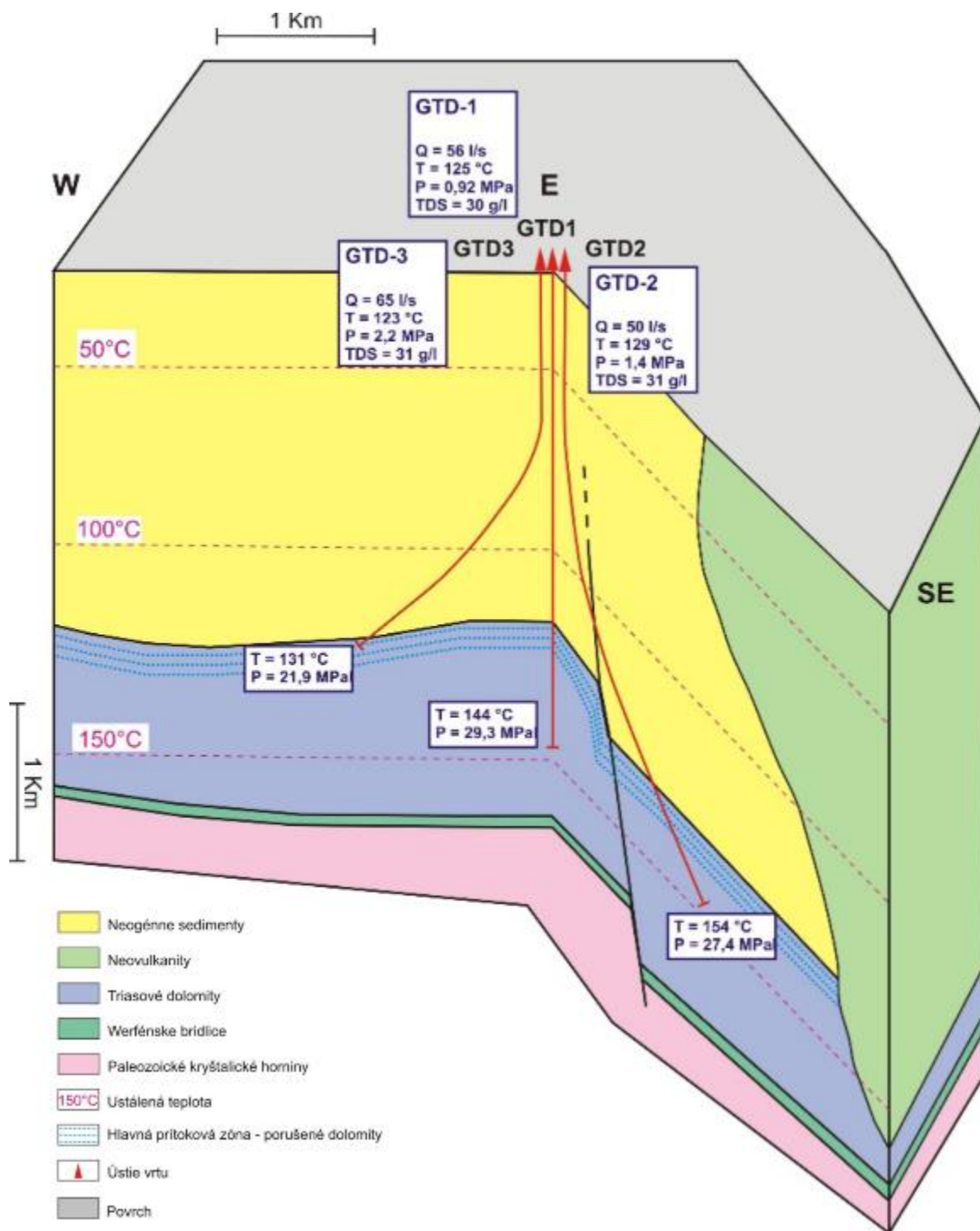
Zkušební provoz horkovodu z geotermálního zdroje u obce Ďurkov do Teplárny Košice by mohl začít v metropoli východu začátkem roku 2026. Celkové náklady projektu se odhadují na 110 – 120 milionů

eur (vrty, teplovod, geotermální střediska, atd.). Na vybudování teplovodu má být využita dotace z Operačních programů.

Na projektu se podílí i společnost EPH z ČR.



Obrázek 13. Lokalizace geotermálních vrtů GTD – 1, 2, 3 a plánovaných geotermálních středisek v oblasti Košické kotliny na Východním Slovensku

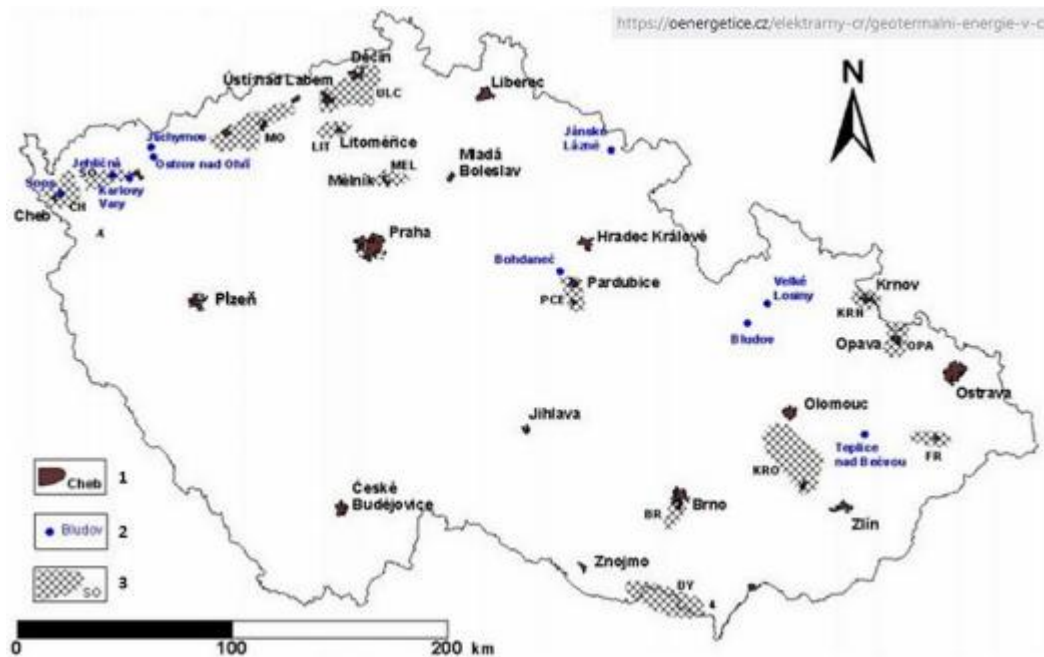


Obrázek 14. 3D geologické schéma v oblasti Ďurkova s realizovanými vrtmi GTD-1, 2 a 3.

Další projekty využití geotermální energie na Slovensku jsou zaměřeny na výstavbu geotermálních elektráren (Žiar nad Hronom, Prešov), kde se na vytápění počítá s tzv. odpadním teplem. Samotné projekty geotermálních elektráren momentálně procházejí procesem posuzování (EIA). Podobný projekt se realizuje také v Litoměřicích v České republice.

5.9. Perspektivy využití geotermální energie

Předložena je zběžná identifikace geologicky vhodných lokalit poblíž (ve vzdálenosti do cca 2 km) větších SZTE (města nad 10 000 bytů), kde by bylo teoreticky možné získat požadované parametry vrtu (s „výkonem“ alespoň 5 MW_t). Ve většině zájmových oblastí jsou docela dobré předpoklady pro využití geotermální energie. Je však otázkou v jakém množství je v jednotlivých lokalitách skutečně lze využít. Také vzdálenosti zdrojů od SZTE mohou být podstatně větší.



Obrázek 15. Výskyt lázní, horkých pramenů a vhodné lokality pro využívání geotermální energie v České republice

Perspektivy a koncepce využití geotermální energie v ČR a jednotlivých krajích jsou v celku přehledně zpracovány v projektu programu THÉTA "Analýza potenciálu geotermální energie ve středních a velkých hloubkách na území ČR na základě disponibilních údajů". Řešení projektu (TK02010092) bylo ukončeno v roce 2022. Hlavním cílem projektu byla analýza potenciálu geotermální energie na území ČR v hloubkách přibližně 400 m až 5000 m a následné podstatné zpřesnění, případně nové vymezení perspektivních oblastí ČR z hlediska využití geotermální energie ve vztahu k přímé produkci tepla nebo tepla a elektřiny.

5.10. Shrnutí a doporučení v rámci využití geotermální energie

V časovém horizontu do 10 let má potenciál stát se v ČR významným zdrojem tepelné energie zejména mělká GTE. Nástup hlubinné GTE lze vzhledem k podmínkám ČR, reálné úrovni jejího komerčního využívání a jejím ekonomickým parametrům, očekávat spíše až v další dekádě. Lze ale předpokládat, že v delším časovém horizontu se hlubinná GTE i v ČR stane důležitým zdrojem tepla, případně i elektřiny.

Pro systémy dálkového vytápění tak bude stěžejní rozvoj mělké geotermie v kombinaci s vysokoteplotními tepelnými čerpadly, jež jsou schopné dosáhnout teplot přesahující 100 °C, přičemž platí, že čím nižší teploty otopného systému budou dosaženy, tím je využití geotermální energie efektivnější. Cílovým stavem by měla být postupná revitalizace tepelných sítí, kde to bude technicky možné, tak, aby v ideálním případě byla výstupní teplota z GTE zdroje shodná s požadovanou teplotou otopného systému a použití dodatečných technologií pro navýšení teploty bylo minimalizováno.

Na základě statistiky Energetického regulačního úřadu z r. 2021 existuje v ČR přibližně 2000 soustav zásobování tepelnou energií (SZTE), které tvoří 3461 "individuálních" zdrojů. Z tohoto počtu pak 2434 zdrojů disponuje výkonem 0,05 až 4,99 MW a 122 zdrojů výkonem 5 MW-9,99 MW. Tyto zdroje jsou, z pohledu reálného dostupného výkonu, jež je možné z mělkých GTE zdrojů dosáhnout, vhodné k další analýze a ekonomickému vyhodnocení.

Tabulka 7. Systémy SZTE v České republice dle ERÚ

Všechny SZTE (tj. hlavní i podružné zdroje v dané lokalitě)	3 461
celkový instal. výkon v MW	31 502
všechny SZTE >100 MW	33
celkový instal. výkon v MW zdroje 50 kW až 9,99 MW	13 468
zdroje 5,00-9,99 MW	122
zdroje 50kW-4,99 MW	2434

Zdroj: Předběžné ceny tepelné energie v ČR k 1. 1. 2021 (statistika ERÚ)

a) Hydrotermální zdroje - využití podzemních vod

Při klasickém průzkumu na využití hydrotermální energie (energie podzemních vod) jsou z energetického hlediska důležité čtyři základní parametry: **vydatnost vrtu, teplota na hlavě vrtu, referenční teplota vychlazené geotermální vody a chemické složení vody**. Teplota obvykle nestačí, neméně důležitá je vydatnost zdroje, která je závislá na hydrogeologických podmínkách. Dobrými kolektorskými vlastnostmi (pórovitostí a propustností) se vyznačují pískovce, šterkopísky, či kavernózní a puklinové karbonáty.

Jak již bylo zmíněno, zejména pro mělké vrty na využití hydrotermálních zdrojů budou vyšší vydatnost a vyšší teploty v podmínkách ČR problematické. Vydatnost 120 – 80 l/s na jeden vrt je prakticky nereálná, a to nejen v podmínkách ČR, ale i na většině území kontinentální Evropy. Takové vydatnosti nemají ani vrty v jedné z největších zásobáren vod ve Střední Evropě - Podunajské nížině. Velkopřůměrové vrty (60 - 90 cm s hloubkou 80 m) jsou schopny dosahovat vydatnosti většinou v řádech prvních desítek l/s. V rámci této přípravné studie byla zjištěna největší vydatnost **70 l/s teplotou cca 10 °C**, a to se jedná o obrovský akvifer v kvartérních šterkopíscích o tloušťce 100 až 400 m.

V podmínkách ČR se bude u mělkých vrtů otevřeného systému pravděpodobně jednat o vydatnosti řádově v l/s, proto bude třeba realizovat poměrně velký počet jímacích vrtů na velké ploše ve značné vzdálenosti od sebe tak, aby se vzájemně neovlivňovaly a současně neovlivňovaly stávající zdroje podzemních vod. Bariérou tak mohou být vysoké počáteční náklady a neexistence podrobnějších dat o potenciálně vhodných lokalitách.

Před zahájením prací v kterékoli oblasti je nutné provést **kvalitní geologické a hydrogeologické posouzení** tak, aby se eliminovala všechna rizika. Prvním a velmi důležitým krokem je podrobná kompilace archivních údajů, zejména všech vrtů, které byly realizovány v zájmové oblasti. Existují i různá omezení, např. **střety zájmů**, která je také důležité prověřit a případně vyřešit.

b) Mělké geotermální systémy

Tyto systémy mělkých vrtů s tepelnými čerpadly lze z geologického a geotermického hlediska realizovat prakticky kdekoliv. Hlavním parametrem je tepelný výkon soustavy vrtů, který je dán celkovou délkou vrtů. Limitujícím faktorem je u těchto systémů zejména možnost realizace dostatečného počtu vrtů v bezprostřední blízkosti budovy nebo budov, pro které je systém určen. Před zahájením prací je nutné v zásadě pouze vyřešit střety zájmů a provést hydrogeologické a inženýrsko-geologické posouzení zájmové lokality, aby byla eliminována případná rizika.

c) Přímé využití tepla hornin

Pro tyto systémy má zásadní význam tepelný tok v lokalitě (a tedy teplota v konečné hloubce vrtů) a strukturní a petrofyzikální vlastnosti hornin (puklinatost, charakter puklin v horninách, charakteristiky minerálních výplní puklin, pórovitost atd). Tepelný tok a teplota ovlivňují přímo tepelný výkon, který lze z daných vrtů získat. Vlastnosti hornin mají vliv na možnosti vytvoření podzemního tepelného výměníku v příslušné hloubce a jeho kapacitu (což v konečném výsledku také ovlivňuje výkon, který lze z daného systému vrtů získat).

V ČR jsou v koncových oblastech vrtů hlubokých 2 – 3 km běžně dosahovány teploty 60 – 100 °C a v oblastech s vyšším tepelným tokem mohou být teploty v takto hlubokých vrtech 80 – 120 °C a v lokalitách s nejvyšším tepelným tokem až 100 – 150 °C. A pokud jsou v dané lokalitě vhodné podmínky pro vytvoření tepelného výměníku, lze z těchto vrtů získat tepelné výkony v řádech desítek MWt.

Stejně jako v případě hydrotermálních systémů je nutné práce na dané lokalitě zahájit důkladným geologickým a hydrogeologickým posouzením a průzkumem. Tj. je nutné provést podrobné zpracování disponibilních archivních podkladů a následně realizovat hluboký průzkumný vrt za účelem ověření teplotních parametrů fyzikálních vlastností hornin v hloubce. Samozřejmě je také nezbytně nutné prověřit všechny střety zájmů.

Jedním z největších rizik při výstavbě zdrojů na využití GTE je právě geologická a geotermická nejistota. Význam tohoto faktoru roste s hloubkou daného geotermálního systému. Geologický výzkum a znalost geologických podmínek výrazně snižují riziko ekonomického neúspěchu připravovaných geotermálních projektů.

e) Shrnutí postupu využití GTE v lokalitách s velkými SZTE

Prvním krokem pro realizaci využití hydrotermálního zdroje nebo přímého využití tepla by měla být **kompilace (vyhledání) archivní údajů** z realizovaných vrtů ve vytipované oblasti a vytvoření **účelové databáze**. Dalším krokem bude zpracování geologických a geotermických dat a konstrukce map zjištěných akviferů, map teplot v různých hloubkách a map tepelného toku. Neméně důležité je zpracování všech **střetů zájmů**.

Vhodné by bylo zpracovat **projekt geologického úkolu** pro vybranou zájmovou **lokalitu**. Výstupem geologického úkolu by byly v případě dosažených cílů **návrhy geotermálních vrtů**.

Zájmová oblast by mohlo být např. **oblast Hradec Králové – Pardubice, Brno** a jeho okolí, **Ústí nad Labem** a jeho okolí nebo **Olomouc** a jeho okolí, případně **Frýdek Místek** a jeho okolí. Dobu řešení geologické úlohy pro jednu lokalitu lze odhadnout na 1 - 2 roky, záleží od rozsahu území a počtu údajů.

6. Posouzení využitelnosti velkých tepelných čerpadel pro teplárenství

6.1. Úvodní shrnutí situace na poli tepelných čerpadel

V souvislosti s potřebou urychleného odchodu od spalování fosilních paliv je často zvažována současná a budoucí zdrojová základna nejen pro výrobu elektrické energie, ale také výroby tepla. Spotřeba primární energie v ČR je z poloviny tvořena poptávkou po teple. Česká republika se vyznačuje vysokým podílem obyvatel napojených na dálkové vytápění (> 40 % z celkového počtu obyvatel s celkovou roční výrobou tepla cca 160 petajoulů. Výroba dálkového tepla v ČR je však založena převážně na uhlí (54 %), které je jediným lokálně dostupným zdrojem energie a dováženého zemního plynu (26 %). V tomto kontextu je vhodné uvažovat o jiných dostupných alternativách vytápění v budoucnosti, kdy budou tato fosilní paliva postupně vytlačována. Jednou z možných alternativ je tzv. elektrifikace výroby tepla pomocí tepelných čerpadel.

V nedávné minulosti nebyl o tuto pokročilou technologii významný zájem hned z několika důvodů. Prvním a nejdůležitějším aspektem byla nízká cena zemního plynu způsobená jeho dostupností a širokým pokrytím. Ceny elektřiny nejen v ČR se dlouhodobě řídí podle cen plynu a ve chvíli, kdy je levný plyn a návazně na to i elektřina má vyrobené odpadní teplo velmi nízkou hodnotu. I z toho důvodu byl zájem o tepelná čerpadla minimální. Dalším důvodem bránícím širokému rozšíření této technologie je relativně nízké emisní zatížení zemního plynu, který byl (a je) považován za přechodové palivo z uhlí na alternativní zdroje energie. V ČR jsou znalosti o velkých tepelných čerpadlech relativně velmi omezené, neboť se jedná o sofistikovanou a novou technologii, přičemž efektivní integrace do stávající teplárenské soustavy může představovat relativně složitou inženýrskou úlohu a spektrum společností poskytující uvedené služby je omezené. Posledním důvodem jsou vyšší investiční náklady (až 10x oproti plynovému kotli) a nejistota dlouhodobé stability nákladů na provoz z důvodu chybějící provozní podpory.

V posledních dvou letech se však situace poměrně změnila. Konflikt na Ukrajině a z něj vyplývající energetická krize překreslila mapu energetiky nevídanou rychlostí. Současně se akceleroval tlak EU na zvýšení soběstačnosti a energetické efektivity, což mimo povinnosti přináší velké množství příležitostí k dekarbonizaci energetiky v České republice.

Energetická efektivita neboli „Energy efficiency first“ princip je definován v Country Reportu IEA z roku 2022 jako základní nástroj k dekarbonizaci výroby tepla. Tepelná čerpadla tento princip velmi dobře respektují, neboť se jedná o zařízení, díky kterému dochází k prokazatelnému a zásadnímu snížení spalování fosilních paliv jejich náhradou za obnovitelné zdroje energie jako jsou ČOV, řeky, geotermální energie, případně vzduch. Přestože je emisní faktor elektrizační soustavy ČR na relativně vysoké úrovni v porovnání s ostatními zeměmi EU, stále je nepřímá produkce emisí z tepelného čerpadla s topným faktorem 3 přibližně o 30% nižší, než v případě zemního plynu. Elektrizační soustava se navíc bude nevyhnutelně dále dekarbonizovat, což bude emisní zatížení dále snižovat.

Nástup OZE do výroby elektřiny má ještě další následek. Zvýšená produkce elektřiny z bezemisních zdrojů a nepředvídatelnost její výroby vyvolává zvýšenou potřebu flexibilních zdrojů pro zajištění stability. Dá se tedy přepokládat poptávka nejen po rychlých zdrojích elektřiny, ale i po efektivním využití přebytků v případě nadvýroby z OZE. Logicky je pak pro akumulaci přebytků elektřiny vhodné využít konverzi na teplo. Zapínáním tepelného čerpadla pracujícího ve flexibilním režimu v době přebytků pak zajistíme téměř bezemisní výrobu tepla. Toto je platné zejména v mimotopném období, kdy je sice poptávka po teple nízká, avšak stále představuje cca 25 % z celkové spotřeby.

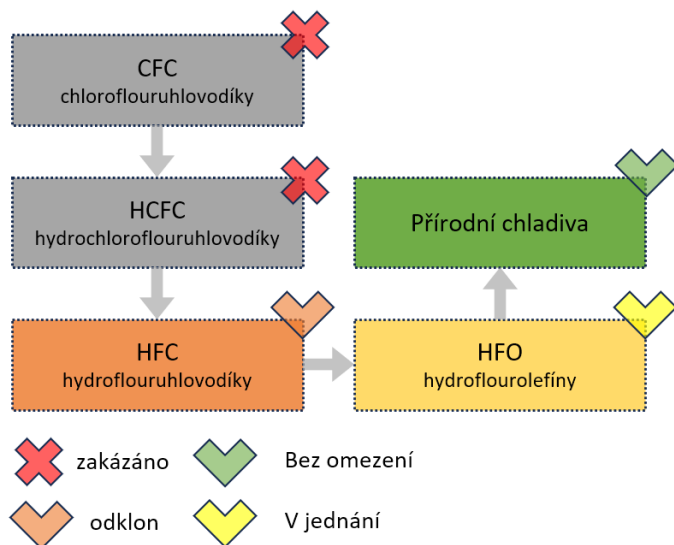
Cílem této části studie je získání většího vhledu do problematiky velkých tepelných čerpadel určených pro teplárenství pomocí mapování dostupné technologie. Výstupy z této studie budou sloužit zejména k identifikaci možností aplikovatelnosti na našem území a získání přehledu o klíčových aspektech týkající se této technologie jako jsou používané typy chladiv, typy kompresorů či možnosti realizace primárního okruhu tepelného čerpadla.

6.2. Chladiva

Chladiva v oběhu tepelného čerpadla vykonávají funkci energonositele. Montrealský protokol a související Kigalský dodatek (Rwanda) zajistil zásadní odklon od látek, které jsou z hlediska jejich ODP a GWP nejškodlivější. V souvislosti s prováděním dohod však zbývá ještě mnoho práce a přírodní chladiva by mohla být vhodným dalším krokem.

U freonů je vysoká hodnota ODP způsobena tím, že plyny stoupají do atmosféry, kde (v důsledku UV záření) reagují a uvolňují atom chloru, který reaguje s ozonem, čímž poškozují ozonovou vrstvu. Kromě toho má vysoký GWP. HCFC₃ mají ODP a GWP nižší než CFC, ale jejich hodnoty jsou stále značné. HFC₄ byly zavedeny jako náhrada, protože nemají žádný ODP díky tomu, že – na rozdíl od CFC a HCFC – HFC neobsahují chlor. Aby se snížilo i GWP, byly zavedeny HFO, které mají nízké hodnoty GWP.

Zjednodušený historický vývoj kategorií chladiv je znázorněn na obrázku 16. Ačkoli se použití jednotlivých kategorií chladiv překrývá, časová osa znázorňuje vývoj směřující k ambici snížit dopad jejich potenciálu poškozování ozonové vrstvy (ODP) a potenciálu globálního oteplování (GWP). Přírodní chladiva byla na této cestě přítomna, ale používána jen v menší míře.



Refrigerant	Type	Composition	GWP 100 years	*Real* GWP 20 years
R404A	HFC	44% R125 / 4% R134a / 52% R143a	4,200	6,600
R22	HCFC	100% R22	1,780	5,310
R407A	HFC	20% R32 / 40% R125 / 50% R134a	2,100	4,500
R410A	HFC	50% R125 / 50% R32	2,100	4,400
R407C	HFC	23% R32 / 25% R125 / 52% R134a	1,700	4,100
R134a	HFC	100% R134a	1,360	3,810
R448A (Solstice N40)	HFC/ HFO	26% R32 / 26% R125 / 21% R134a / 7% R1234ze / 20% R1234yf	1,400	3,100
R449A (Opteon XP40)	HFC/ HFO	24,3% R32 / 24,7% R125 / 25,7% R134a / 25,3% R1234yf	1,400	3,100
R449C (Opteon XP20)	HFC/ HFO	20% R32 / 20% R125 / 29% R134a / 31% R1234yf	1,200	2,900
R32	HFC	100% R32	704	2,530
R452B (Opteon XL55)	HFC/ HFO	67% R32 / 7% R125 / 26% R1234yf	710	2,100
R513A (Opteon XP10)	HFC/ HFO	44% R134a / 56% R1234yf	600	1,700
R454B	HFC/ HFO	68.9% R32 / 31.1% R1234yf	490	1,700
R450A (Solstice N13)	HFC/ HFO	42% R134a / 58% R1234ze	570	1,600
R744	Natural	CO ₂	1	1
R600a	Natural	Isobutane	<1	<1
R290	Natural	Propane	<1	<1
R1270	Natural	Propylene	<1	<1
R717	Natural	NH ₃	0	0
R718	Natural	H ₂ O	0	0
R729	Natural	Air	0	0

Do skupiny HFO patří R-1234ze(E) a R1234yf

Obrázek 16. Vývoj v regulaci chladiv pro tepelná čerpadla

Značení chladiv

Všechna chladiva jsou označena kódem. Kód začíná písmenem "R" (Refrigerant) a následuje číslo, ze kterého lze odvodit následující vlastnosti:

Obecný kód: Rxyz= R (počet atomů C-1), (počet atomů H-1), (počet atomů F). Například R134 se skládá ze dvou atomů C, 4 atomů H a 4 atomů F: C₂H₂F₄.

R000-R399: Chemická chladiva, jejichž složení je určeno jejich kódovým číslem.

Řada R400: Zeotropické směsi chladiv, které nemají bod vypařování, ale spíše rozsah vypařování.

Řada R500: Azeotropní směsi s pevným bodem vypařování.

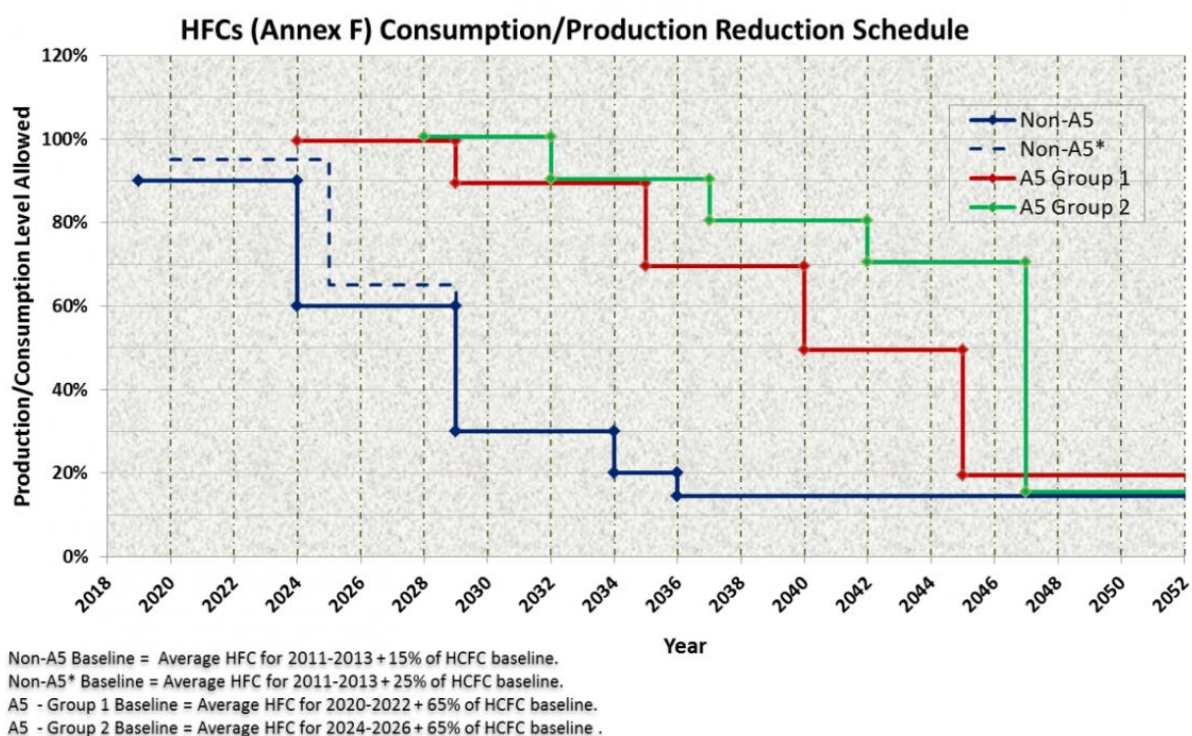
Řada R600: Ostatní organická chladiva.

Řada R700: Anorganická chladiva.

HFC

Tato chladiva jsou zařazena jako produkty s nulovým ODP a středním až vysokým GWP, takže nabízejí mírně příznivější alternativu k produktům ze skupin CFC a HCFC. Informace o aktuální legislativě týkající se regulace fluoridovaných plynů, tzv. F-plynů upravuje nařízení EU č. 517/2014.

Stávající legislativa se řídí zejména Kigali Amendment, se kterým ČR souhlasila dne 27.9.2018. Toto ustanovení definuje cíle a jejich časový rámec kontinuálního snižování produkce CO_{2eq} z F-plynů (HFC).



Group 1: všichni vyjma Group 2

Group 2: Bahrajn, Indie, Irán, Irák, Kuvajt, Omán, Pákistán, Katar, Saudská Arábie a SAE

Obrázek 17. Snižování výroby a prodeje chladiv HFC (zdroj UNEP)

Z výše uvedené dohody je jasné, že chladiva HFC jsou postupně nahrazována novějšími variantami chladiv, které jsou méně škodlivé životnímu prostředí. Investice do tepelného čerpadla s chladivem založeným na HFC považujeme v dnešní době za poměrně rizikovou. Tento fakt je samozřejmě reflektován výrobci technologií, kteří dnes v široké míře nabízejí ekologičtější alternativy. Z toho důvodu se i tato studie věnuje pouze technologiím založených na chladivech přírodního typu a HFO.

Ačkoli HFO mohou být některými považovány za chladiva budoucnosti, i ony však s sebou nesou nevýhody. HFO se v atmosféře během dvou týdnů rozkládají za vzniku kyseliny trifluoroctové (TFA), která patří do velké kategorie per – a polyfluoroalkylových látek (PFAS). Podle definice OECD se jedná o všechna chladiva obsahující vazbu uhlík-fluor. Jako příklad lze uvést R1234yf (s chemickým vzorcem C₃H₂F₄), který reaguje a vytváří C₂F₄O, který následně hydrolyzuje na TFA na C₂HF₃O₂. TFA se hromadí v životním prostředí, protože je velmi stabilní – často jsou nazývány jako věčné chemikálie. Vzhledem k obavám souvisejícím s účinky TFA na životní prostředí a zdraví byly provedeny studie, které mají zjistit jeho přítomnost. Studie financovaná německou vládou zkoumala přítomnost PFAS s krátkým řetězcem a ultrakrátkým řetězcem (přičemž TFA je jednou z nich). Tato studie identifikovala TFA ve 47 vzorcích a v roce 2021 byla identifikována ve 219 z 247 (89 %) zkoumaných vrtů podzemní vody. Pozoruhodná je i podobnost s účinkem pozorovaným u freonů, kdy chemický rozklad v atmosféře vede k nežádoucím vedlejším účinkům.

Návrh týkající se omezení látek PFAS včetně některých chladiv HFC a HFO předložilo Evropské agentuře pro chemické látky (ECHA) pět zemí: Německo, Nizozemsko, Švédsko, Norsko a Dánsko. Tento návrh však za předsednictví Švédska (v roce 2023) nebyl schválen.

Politická rozhodnutí týkající se regulace používání fluorovaných plynů mohou být na první pohled oblastí okrajového zájmu, ale všudypřítomnost jejich používání jako chladiva a význam těchto chladiv pro správné fungování ekonomiky vyžaduje, aby tvůrci politik pečlivě zvážili následný dopad rozhodnutí, která mají před sebou.

Chladiva se používají v nejrůznějších prostředích a podporují činnosti, které mají zásadní význam nejen pro hospodářství EU, ale i pro každodenní život občanů. Patří mezi ně zřejmé aplikace, jako jsou chladicí zařízení na potraviny v supermarketech nebo chladiva, která udržují čerstvost produktů při jejich přepravě z farmy na pulty. Patří sem také aplikace pro vytápění a chlazení v budovách v celé EU, od bytů a hotelů až po datová centra.

Podle změn stávajících předpisů o F-plynech navržených Evropským parlamentem by bylo používání chladiv s velmi nízkým potenciálem globálního oteplování (GWP), která jsou potřebná k dosažení alternativních, nízkouhlíkových a na fosilních palivech nezávislých zdrojů vytápění a chlazení, fakticky zakázáno. Kritici této iniciativy uvádějí, že nejsou zohledněny všechny pozitivní aspekty a akcentují zvýšení nákladů na pořízení zařízení, snížení účinnosti za současného omezení konkurenceschopnosti EU a hovoří také o potřebě technologické neutrality.

Významná část debaty kolem revize nařízení o F-plynech se soustředila na používání "přírodních alternativ", což je označení, které se někdy používá pro řešení na bázi propanu, CO₂ a čpavku jako alternativy k HFC nebo HFO. Organizace ATMOSphere prosazuje okamžité zastavení výroby chladiv obsahující PFAS a doporučují přírodní chladiva s nulovým dopadem na ŽP. Z dostupných poznatků lze jen doporučit, aby se při předpokládaném nasazení velkých tepelných čerpadel pro dálkové vytápění zajistilo používání přírodních chladiv. To lze uplatnit i bez uvedení typu tepelného čerpadla (nebo typu přírodního chladiva), které má být použito ve výběrovém řízení.

6.3. Technologie tepelných čerpadel

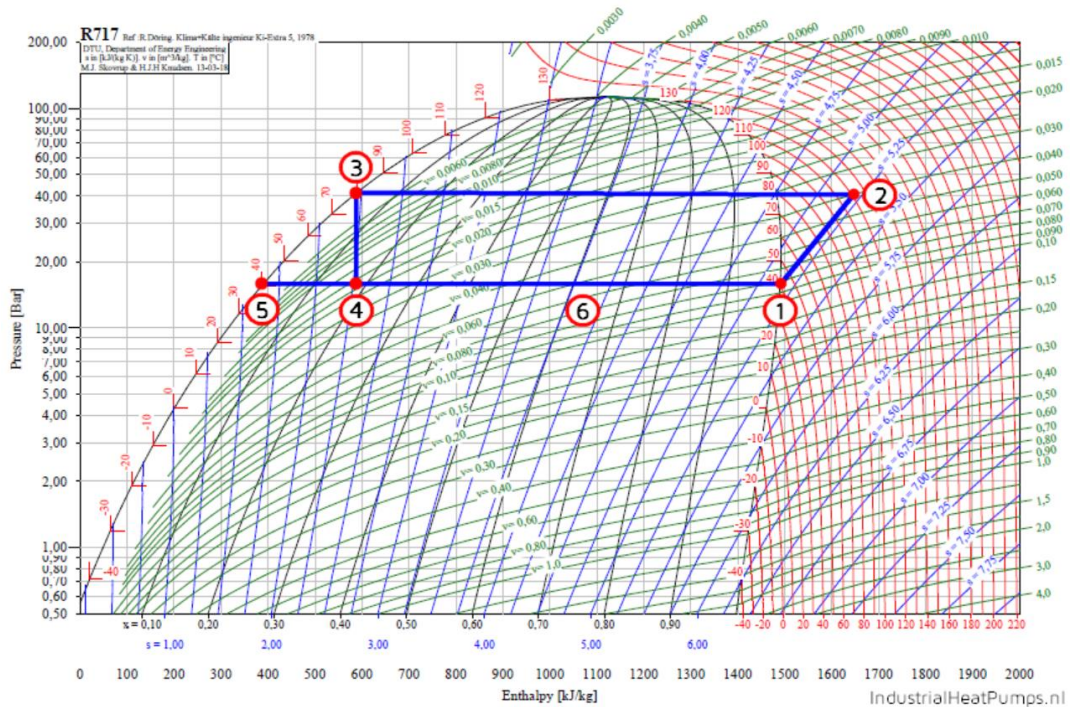
Princip tepelného čerpadla byl vynalezen koncem 19. století a je založen na fyzikální vlastnosti, že "bod varu kapaliny roste s tlakem". Snížením tlaku lze médium odpařovat, zatímco zvýšení tlaku vede ke kondenzaci.

K pochopení principu činnosti kompresorového tepelného čerpadla lze použít logaritmický P-h diagram. Logaritmický P-h diagram zobrazuje všechny stavové veličiny chladiva. Na vodorovné ose je zobrazena entalpie (h). Svislá osa má logaritmickou stupnici a zobrazuje tlak.

Ostatní čáry znázorňují:

1. Červená: teplota [°C]
2. Modrá: teplota (°C): Entropie [kJ/kg]
3. Zelená: Specifický objem [m³/kg]

Černá čára rozděluje graf podle různých stavů amoniaku (NH₃). Vlevo je znázorněna jeho kapalná fáze. Na pravé straně je amoniak v plynném stavu. Pod černou křivkou se nachází kombinace plynného a kapalného Amoniak. Oblast nad nejvyšším bodem se nazývá nadkritická oblast.



Obrázek 18. P-h diagram s pracovním cyklem čpavku (NH₃ neboli R717)

Popis termodynamického cyklu

Logaritmický p-h diagram znázorňuje cyklus kompresorového tepelného čerpadla. Body představují jednotlivé součásti tepelného čerpadla. V tomto diagramu je jako příklad uvedeno tepelné čerpadlo s kondenzační teplotou 80 °C a výparnou teplotou 40 °C.

1-2 Kompresor: Pomocí kompresoru se tlak plynného chladiva zvýší z 15 na 40 barů. V ideálním případě zůstává entropie (s) během tohoto procesu konstantní. Ve skutečnosti se entropie poněkud zvýší, protože elektrická energie potřebná k pohonu kompresoru je částečně absorbována chladivem. V důsledku toho se teplota plynu NH₃ zvýší na 120 °C.

2-3 Kondenzátor: Kondenzátor dodává užitečnou energii. V kondenzátoru se přehřátý plyn ochladí ze 120 °C na 80 °C. Poté dochází ke kondenzaci při konstantní teplotě 80 °C, dokud se všechny páry nepromění v kapalinu. Kapalina proudí do expanzního zařízení. V našem případě jde o stranu napojenou na soustavu CZT.

3-4 Expanzní zařízení: V expanzním zařízení se tlak sníží ze 40 na 15 barů. V důsledku expanze vzniká směs plynného a kapalného čpavku. Tato směs proudí do odlučovače kapaliny. U plynných chladiv (CO₂) se využívá místo expanzního ventilu ejektor či expandér – vysvětleno dále v textu.

4-5/1 Odlučovač kapaliny: Uvnitř odlučovače kapaliny se nachází kapalný (5) i plynný (1) čpavek. Jeho nejdůležitější funkcí je oddělit kapalinu a páru. Páry proudí do kompresoru; kapalina je čerpána přes výparníky.

5-6 Výparník: Tekutý čpavek na dně odlučovače je čerpán přes výparník(y). Uvnitř výparníku se část čpavku odpařuje při konstantní teplotě 40 °C. Energii potřebnou k odpařování dodává zdroj odpadního tepla. Směs kapalného a parního amoniaku proudí zpět do separátoru (6) a opět se rozdělí na kapalinu a páry.

Výpočet COP

Účinnost chladicích systémů a tepelných čerpadel se označuje topným faktorem (COP – coefficient of performance). COP je určen poměrem mezi spotřebou energie kompresoru a množstvím užitečného chladu na výparníku (u chladicího zařízení) nebo užitečného tepla odebraného z kondenzátoru (u tepelného čerpadla).

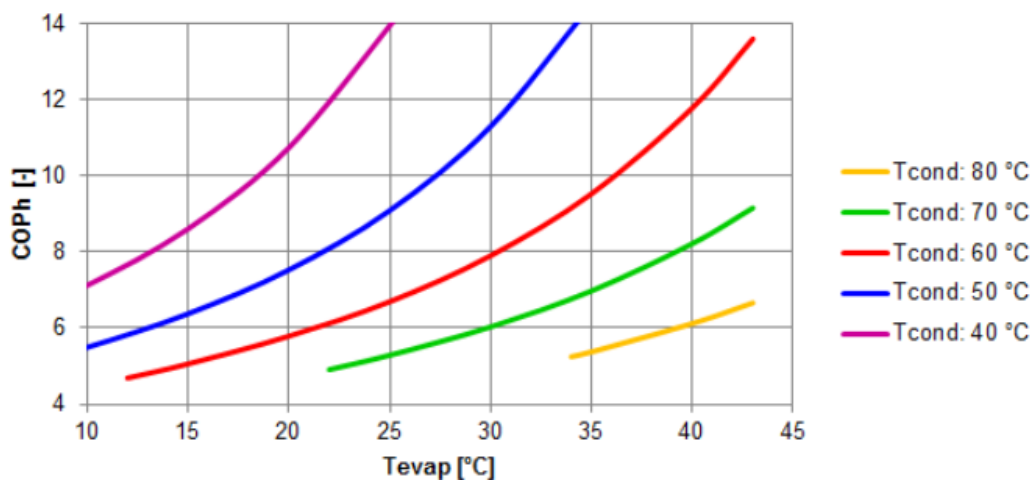
Většina elektrické energie potřebné k pohonu kompresoru se uvolňuje do chladiva jako teplo. Proto je v kondenzátoru k dispozici více tepla, než kolik je odebráno ve výparníku tepelného čerpadla.

U tepelného čerpadla hodnota COP 4 znamená, že k uvolnění 4 kW tepla na kondenzátoru je třeba přidat 1 kW elektrické energie. Na straně výparníku se odebere 3 kW tepla. Dodatečné teplo je generováno kompresorem. Naopak u chladicího systému COP 4 znamená, že k odběru 4 kW tepla na výparníku je zapotřebí 1 kW elektrické energie. Vzhledem k tomuto důležitému rozdílu v definici COP se u tepelného čerpadla často hovoří o COP_h a připočítává se +1 jako přeměna elektřiny v teplo. V této zkratce "h" znamená heating neboli vytápění.

$$COP_h = \frac{Q_{\text{useful heat}}}{Q_{\text{electric}}} \approx \frac{Q_{\text{waste heat}}}{Q_{\text{electric}}} + 1$$

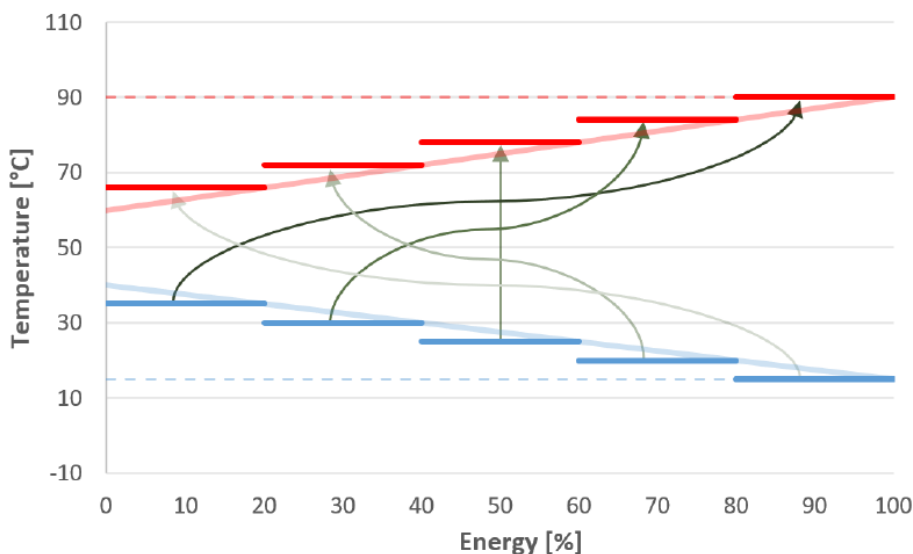
Obrázek 19. Výpočet COP

Účinnost tepelného čerpadla, COP_h, závisí na několika faktorech. Zdaleka nejdůležitějším faktorem je rozdíl teplot mezi zdrojem odpadního tepla a SZTE. O účinnosti rozhoduje především teplotní rozdíl mezi kondenzační a výparnou teplotou: čím je tento rozdíl menší, tím vyšší je COP_h. Obrázek níže znázorňuje vliv teplotního rozdílu (liftu) na hodnotu COP_h. Tyto hodnoty vycházejí z údajů kompresoru Grasso 65HP s chladivem čpavek. Z obrázku je patrný nárůst COP_h se zvyšující se výparnou teplotou. Dále ukazuje pokles COP_h s klesající teplotou kondenzace. Obecně platí, že COP_h klesá s rostoucím rozdílem teplot mezi kondenzací a vypařováním. Výrobky dostupné na trhu se dají rozdělit dle typu kompresoru či velikosti zařízení.



Obrázek 20. Závislost COP na teplotním liftu

Často lze použít pro vyšší teplotní lift zapojení zařízení do kaskády. Takové řešení může být v sérii na chladně či topné straně, případně na obou streamech. Obecně je kaskádové řešení velmi složité na výpočet a vlastní řízení při běžném provozu, avšak při správném návrhu a stabilnímu provozu je možné zajistit nezanedbatelné úspory plynoucí z nižší spotřeby elektrické energie. Pro ilustraci základního principu „skládání“ kaskády může sloužit níže uvedený diagram:



Obrázek 21. Princip zapojení tepelných čerpadel do kaskády

Z diagramu je například patrné, že největší rozdíl (lift) může být až 80K (90-10), avšak tento lift není rozumné realizovat napřímo a naopak je vhodné hledat oblast s menším liftem – zde 60K (70-10) s cílem dosažení optimálního COP. Tento diagram je samozřejmě extrémní případ, kdy je v kaskádě zapojeno 5 čerpadel – takto se systémy nenavrhují, avšak čtenáři tento diagram umožní pochopit princip zapojení do kaskády (zde s konstantním liftem 60K).






Pro teplotní soustavy je vhodné uvažovat o různých režimech provozu, kdy v letních měsících můžeme (paradoxně) vyžadovat maximální výstupní teplotu z TČ, neboť není k dispozici žádný jiný

zdroj, který by dohřál přívod na finální teplotu. Naopak v topném období může být potřeba výstupní teploty nižší, neboť tepelné čerpadlo slouží primárně jako předeřev vratné větve a v závislosti na disponibilním průtoku je nastavena kondenzační teplota. Tyto aspekty je však nutné posuzovat případ od případu, což je jeden z důvodů, proč výrobci tepelných čerpadel dnes mají relativně omezenou škálu standardizovaných produktů. Každá optimalizace účinnosti může mít v dlouhodobém kontextu výrazné benefity, které by byly ztraceny ve chvíli volby standardizovaného tepelného čerpadla, které by však nepracovalo v optimální provozní oblasti. V praxi se často vyskytují dotazy, jak vypočítat účinnost tepelného čerpadla v konkrétním provozním bodě. Jednoduchá otázka, na kterou však neexistuje univerzální odpověď, neboť tato je závislá na několika okrajových faktorech jako typ chladiva, kompresoru atd. Pro přiblížení se využívá výpočet tzv. Carnotovy (teoretické) účinnosti a její přepočítání na skutečnost. Typicky je hodnota η na úrovni 45-60 %. Do jisté míry to navíc determinuje potenciál do budoucna, kdy je stále možná téměř zdvojnásobit účinnosti díky technologickým inovacím.

$$\text{COP}_{h,\text{Carnot}} = \frac{T_{\text{cond}} [\text{K}]}{T_{\text{cond}} - T_{\text{evap}}} \qquad \text{COP}_h = \eta \cdot \text{COP}_{h,\text{Carnot}}$$

Obrázek 22. Výpočet teoretické účinnosti tepelného čerpadla

Obecně existuje několik typů kompresorů používaných v tepelných čerpadlech, přičemž každé zařízení má svá specifika. Mezi nejběžnější patří níže uvedené:

	Scroll	Pístový	Šroubový	Turbo
				
Tepelný výkon				
Teplotní/tlakový lift	★	★ ★ ★	★ ★	★ ★
Flexibilita provozu	★ ★	★ ★	★ ★ ★	★ ★
Výstupní teplota	★	★ ★ ★	★ ★	★ ★ ★
Cena	★	★ ★ ★	★ ★	★ ★ ★
Účinnost	★ ★	★ ★ ★	★ ★	★ ★
Náklady na servis	★	★ ★ ★	★ ★	★ ★

Obrázek 23. Rozdělení základních typů kompresorů a jejich charakteristiky

Nejmenší tepelná čerpadla pro rezidenční aplikaci či light commercial segment, kde nejsou vyžadovány vysoké teploty, se hojně používají hermetické kompresory scrollového typu. Tyto kompresory lze skládat do kaskády a dosáhnout tak výkonů v řádech stovek kW. Pro teplotní aplikace se však jedná o velmi okrajový segment, jak z hlediska dostupného výkonu, tak z hlediska maximální dosažitelné teploty na úrovni cca 60 °C (80 °C v případě varianty voda/voda). Tato čerpadla se v ČR aplikují zejména pro využití plnicí směsi kogeneračních jednotek, jako samostatné jednotky se však prakticky nevyužívají. Scrollové kompresory jsou téměř výhradně konstruována na provoz se syntetickými chladivými, vyjma propanu R290. Z důvodu zaměření této studie na vyšší výkony se scrollovým kompresorům dále nevěnujeme.

Oblíbeným a hojně používaným typem kompresorů jsou pístové stroje, které jsou schopny dosáhnout vysokého teplotního (a tlakového) spádu, proto jsou velmi dobře použitelné do teplot na úrovni 90-95°C. Maximální instalovaný výkon tepelného čerpadla s pístovým kompresorem je na úrovni 2-3 MW, což je již zajímavá alternativa pro provoz v rámci teplotního zařízení. Maximální teplotní rozdíl chladné a topné strany je u pístových kompresorů cca 50K (v jednom stupni). Pístové stroje pracují s relativně konstantním průběhem účinnosti při částečném zatížení, přičemž minimální zatížení je na úrovni 50 %. Pístové stroje se často realizují ve dvoustupňovém uspořádání, kdy první stupeň pracuje do výstupní teploty cca 70 °C a druhý stupeň pak realizuje výtlaček na 90°C. Nevýhodou jsou poměrně značné požadavky na zastavěný prostor a potřeba údržby dvou točivých strojů v rámci jednoho zařízení. Regulace výkonu se provádí odlehčováním ventilů (největší kompresory mají až 10 válců), případně pomocí frekvenčního měniče. Takové stroje nabízí například Johnson Controls či GEA Heating & Refrigeration viz níže.



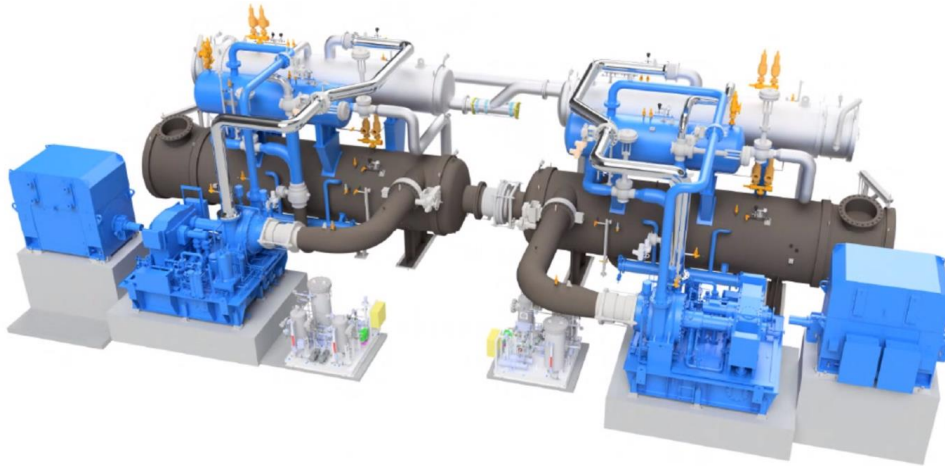
Obrázek 24. Dvoustupňové tepelné čerpadlo Johnson Controls (Sabroe) o výkonu cca 1,2MW a jednostupňový stroj od GEA

Pístové stroje se uplatňují zejména v provozu s chladivem čpavek (R717) či CO₂ (R744), pro vysokoteplotní aplikace pro průmysl se využívá HFO, např. R1233zdd či R1234ze.

Šroubové kompresory se používají na aplikace, kde není účinnost považována za prioritu a naopak se dbá na vysokou provozní spolehlivost, dlouhé servisní intervaly a životnost. Šroubové kompresory lze často kombinovat ve dvoustupňovém uspořádání s pístovým strojem. Šroub je využit na nízké teplotě

a píst pak na vysoké. Výhodou šroubového kompresoru je nižší cena, než u pístového kompresoru, avšak účinnost může být ve stejném provozním režimu nižší až o 1.

Pro největší jednotky se používají turbokompresory, které poskytují nejvyšší výkon, avšak za cenu menší flexibility či nutnosti řadit kompresory do série pro zajištění dostatečného teplotního liftu. Turbokompresory ve svých aplikacích používají výrobci SIEMENS, MAN, Friotherm, Turboden a Atlas Copco. Maximální velikost jednoho stroje je racionálně omezena výkonem cca 25 MW, nicméně tyto kompresory lze spojovat paralelně či do série pro dosažení požadovaného výkonu. Dosud největší instalovanou jednotkou je 60 MW ze Švédska (instalace z 80. let).



Obrázek 25. Paralelní zapojení kompresorů do děleného výparníku na chladné straně, do série na topné straně (zdroj Friotherm)

Teplárenské soustavy v ČR jsou svým teplotním profilem relativně podobné soustavám v Německu, proto je vhodné využít zobrazení dle typu kompresoru, výkonu a výstupní teploty do SZTE pomocí následujícího grafu. Uvedený graf současně determinuje efektivní pracovní oblast pro konkrétní typ kompresoru. Například pro požadovaný výkon stroje 10MW s výstupní teplotou 95°C je typické využití turbokompresoru a pro nižší výkony se používají šroubové či pístové stroje.

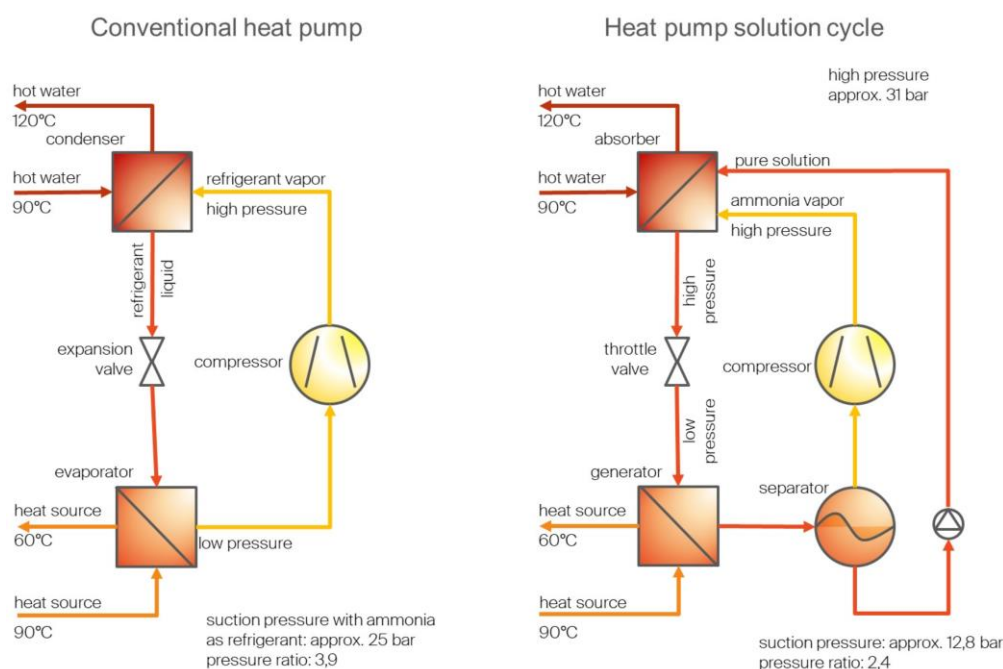


Obrázek 26. Výkonové řady dle typu kompresoru a výstupní teploty (zdroj Fraunhofer IEG)

Do kategorie výroby tepla v tepelných čerpadlech lze zahrnout ještě další inovativní technologie – zejména rotační tepelné čerpadlo pracující na Joulově rotačním principu odstředivých sil. Takové zařízení je schopno při maximálním teplotním liftu 50K dosáhnout deklarované výstupní teploty až 150°C, případně na výrobu páry. Uvedené zařízení lze aplikovat například v místech, kde zákazník požaduje vyšší teplotu, než je v soustavě v průběhu roku (dle ekvitermní regulace a s ohledem na tepelné ztráty) a lze ji aplikovat přímo u spotřebitele, kde funguje jako heat booster. Heat booster umožní provoz SZTE v optimálním provozním režimu a současně můžeme pokrýt poptávku po tepla o vyšší kvalitě, než je v soustavě dostupná. Rakouská společnost ECOP vlastní několik patentů vázaných k této technologii a dle dostupných informací jde o jedinou společnost na světě takové čerpadlo vyrábějící. Díky netradičnímu principu funkce lze dosáhnout poměrně zajímavých účinností, avšak za omezující podmínku lze považovat komplikovanou konstrukci (TRL 6-8) a maximální výkon 700 kW v jedné jednotce. Jednotku lze aplikovat například v kombinaci s kondenzátorem spalín na menší biomasové kotle (do 5MW), přičemž deklarované hodnoty účinnosti jsou: chladná strana 60/30 °C, topná 60/100 °C @ COP=5,44. Jako chladivo se zde využívají přírodní vzácné plyny: He, Kr, Ar.

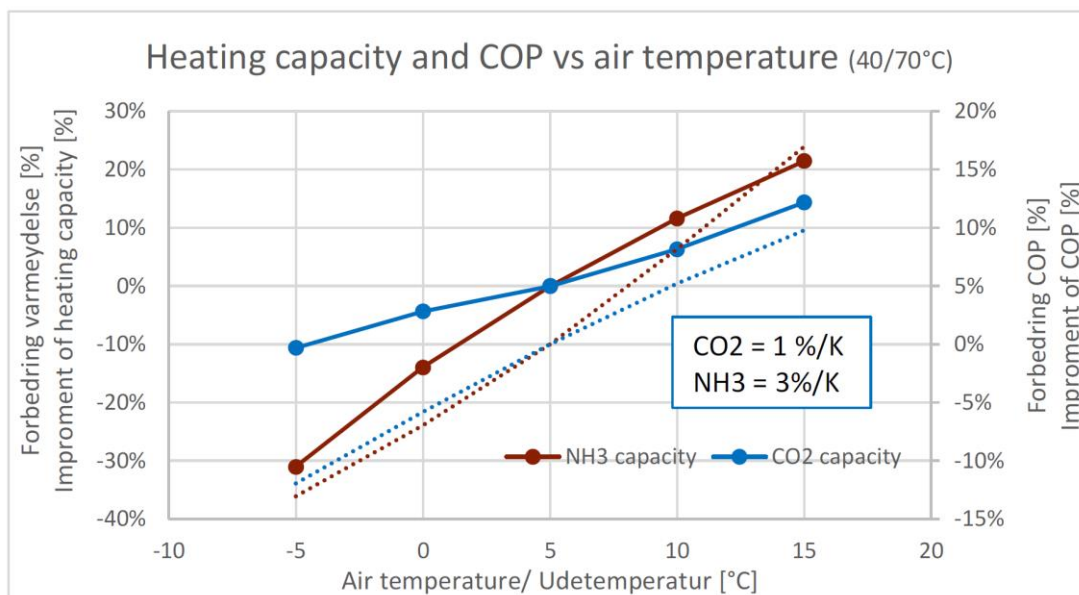
Další alternativní technologií je kombinace kompresorového čerpadla s absorpčním. Tato technologie se nazývá hybridní tepelné čerpadlo, kdy je možné se čpavkovým okruhem dosáhnout výstupní teploty až 120 °C s použitím šroubového kompresoru. Část mechanické práce je realizována pomocí termochemické reakce změnou koncentrace čpavku a vody v chladícím okruhu. Výhodou je nízký tlakový poměr a z něj vyplývající vysoká účinnost za současného provozu s komponenty na tlakové úrovni PN25. V EU jsou dnes pouze dvě společnosti takové řešení dodávající – AGO-Energie

z Německa a Johnson Controls (díky akvizici Norské Hybrid Energy). Za nevýhodu lze považovat relativní komplexnost procesu a mírně vyšší investiční náklady na pořízení zařízení.



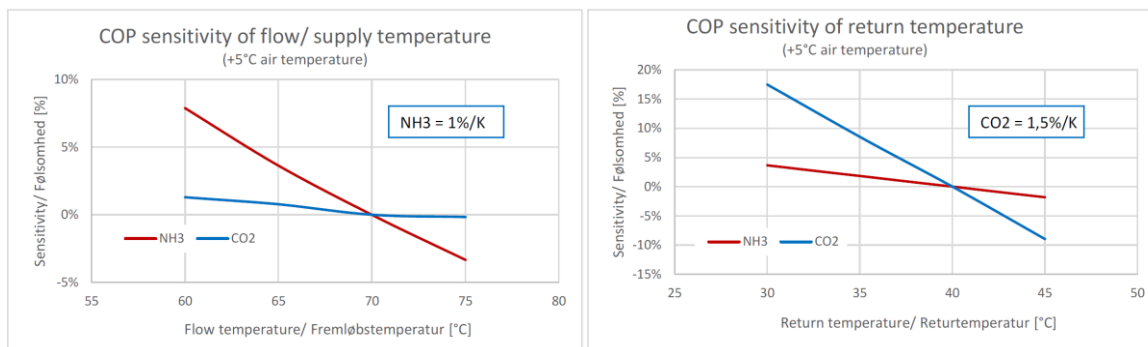
Obrázek 27. Hybridní tepelné čerpadlo – porovnání s konvenčním systémem

Posledním speciálním řešením oproti standardním kondenzačním strojům je realizace chladicího okruhu pomocí CO₂. Toto chladivo pracuje v oběhu v nadkritickém stavu, což umožňuje využít jeho zajímavých termodynamických vlastností. V nadkritickém stavu (kritická teplota je 31,1 °C) je na sobě teplota a tlak nezávislá a místo standardního kondenzátoru je na výstupní straně instalován tzv. chladič plynu, který ochladí chladivo, avšak to má stále konstantní (vysoký) tlak, jež je využito v ejektoru či expandéru, který se u tohoto chladiva využívá místo standardního expanzního ventilu. Taková aplikace umožňuje výbornou účinnost ohřevu média s velkým teplotním spádem v jednom stupni. Je tedy vhodná pro aplikaci na přímý ohřev teplé vody, doplňovací vody a dalších proudů. Za výhodu lze taktéž považovat i nízkou redukci výkonu při nižší vstupní teplotě (např. okolní vzduch) a rychlé starty/odstavení zařízení. Dnes tepelná čerpadla s CO₂ vyrábějí zejména společnosti MAN Energy Solutions a FENAGY, přičemž MAN pracuje s turbokompresorem a FENAGY se semi-hermetickými pístovými kompresory. Redukce výkonu při nižších teplotách chladného média je téma, které je poměrně složité uchopit, avšak má ve vlastním dimenzování stroje velký význam. Jako „rule of thumb“ pro běžná chladiva lze použít níže uvedený graf (zde platné pro stroj vzduch/voda)



Obrázek 28. Průběh redukce výkonu a COP pro chladiva R717 a R744

Současně lze takto porovnat i vliv na vstupní a výstupní teploty ve vztahu k účinnosti stroje. Pro CO2 je důležitá teplota vratné vody a pro NH3 je důležitější teplota výstupní vody. Oba systémy se tedy mohou v některých aplikacích vhodně doplňovat, a naopak některé aplikace jsou pro konkrétní chladivo zcela nevhodné. V každém návrhu tepelného čerpadla do SZTE je třeba všechny tyto aspekty kvalifikovaně zhodnotit a zvolit optimální chladivo pro konkrétní provoz.



Obrázek 29. Změny COP u chladiv R717 a R744 se změnou vstupních/výstupních podmínek

6.4. Výrobci tepelných čerpadel v EU

Při průzkumu trhu týkajícího se dostupného spektra výrobců, kteří svoje produkty zaměřují na výrobu velkých tepelných čerpadel, se ukázalo, že naprosto dominantní část výroby je realizována v EU. To lze jistě považovat za konkurenční výhodu a rozvoj této technologie je a měl by být akcentován i

v plánech EU z hlediska soběstačnosti, energetické bezpečnosti a v souladu s cíli REPowerEU. V průběhu zpracování studie bylo osloveno celkem 12 výrobců čerpadel s požadavkem na zpracování technicko-ekonomických podkladů. Požadované informace byly získány od pěti výrobců. Výrobci používají různé typy kompresorů a zaměřují se také na odlišnou volbu chladiv pro svá zařízení.

Tabulka 8. Seznam oslovených výrobců tepelných čerpadel

P.Č.	Společnost	Region	Zastoupení v ČR	Data poskytnuta
1	SIEMENS Energy	Německo	ANO	ANO
2	MAN Energy Solutions	Švýcarsko	ANO	ANO
3	Friotherm	Švýcarsko	NE	NE
4	AGO-Energie	Německo	NE	ANO
5	GEA Heating & Refrigeration	Německo	ANO	ANO
6	Johnson Controls	USA / Dánsko	ANO	NE
7	Turboden	Itálie	NE	ANO
8	Atlas Copco / Strabag	Německo	ANO	NE
9	Wiessmann	Německo	ANO	NE
10	TRANE	USA	ANO	NE
11	Carrier	USA	ANO	NE
12	FENAGY	Dánsko	ANO	ANO

Specifikace pro poptávku respektovala posouzení pěti typických případů, které se liší instalovaným výkon (roční výrobou tepla) a současně různými zdroji primární energie. U každého výrobce byly kromě poskytnutí podkladů k jednotlivým strojům poptány i investiční náklady a náklady na provoz po dobu 80 tis. provozních hodin.

Souhrn typických projektů:

1. Využití odpadního tepla z ČOV s plánovanou výrobou tepla z TČ 200 GWh ročně
2. Využití povrchové vody (řeka) s plánovanou výrobou tepla z TČ 200 GWh ročně
3. Využití mělké geotermální energie s plánovanou výrobou z TČ 50 GWh ročně
4. Využití energie okolního vzduchu s plánovanou výrobou z TČ 20 GWh ročně
5. Využití energie okolního vzduchu s plánovanou výrobou z TČ 10 GWh ročně

Pro potřeby dimenzování zařízení jsme vycházeli z typických teplotních spádů teplotních soustav v ČR, přičemž jsme odhadli možný proběh stroje v jednotlivých provozních stavech. Zde je třeba zdůraznit, že pracujeme s tepelným čerpadlem vždy jako baseload zdrojem a je samozřejmě nutné

posoudit vhodnost instalace ve vztahu ke stávající zdrojové základně – typicky kde je dnes instalováno ZEVO musí mít výroba z odpadu přednost a velikost tepelného čerpadla pak musí tuto skutečnost respektovat. Dále je nutné upozornit na rozhodnutí neposuzovat variantu geotermál 200 GWh, neboť pokud by taková instalace měla na území ČR vzniknout, vždy se bude jednat o hluboké geotermální vrty, které však budou mít na výstupu z vrtu teplotu kolem 100°C a ta je využitelná pro SZTE přímo bez potřeby tepelného čerpadla. Proto při našich výpočtech uvažujeme se vstupní teplotou geotermální vody na úrovni 30°C, což odpovídá skutečným podmínkám projektu v Termo Děčín, kde jsou v provozu v podstatě jediná tepelná čerpadla pro SZTE na území ČR o výkonu 2x3,2 MW. Na základě provedeného průzkumu trhu lze konstatovat, že výrobci větších strojů se zaměřují se svými produkty výhradně na řešení voda/voda. Výrobci pracující se čpavkem jsou schopni pokrýt celou škálu poptávaných řešení a výrobci pracující s CO2 se specializují zejména na řešení se vzduchem. V tabulce níže přehledně uvádíme, jaké nabídky a kalkulace byly od jednotlivých vendorů získány.

Tabulka 9. Obdržené produktové podklady od jednotlivých výrobců

		CASE1	CASE2	CASE3	CASE4	CASE5
P.Č.	Výrobce	WWTP	řeka	geotermál	vzduch	vzduch
1	MAN Energy Solutions					
2	AGO-Energie					
3	Turboden					
4	SIEMENS Energy					
5	FENAGY					
6	GEA					

6.5. Využití odpadního tepla z ČOV s plánovanou výrobou tepla z TČ 200 GWh ročně

V návaznosti na tento souhrn uvádíme zadávací podmínky – specifikaci pro projekt ČOV 200 GWh. Někteří výrobci si zadání mírně upravili a proto nejsou hodnoty účinnosti ve 100% souladu a porovnatelné.

Tabulka 10. Specifikace pro výrobce – case ČOV

	Unit	Summer	Summer 50%	Winter	Winter MAX
District Heating inlet	°C	50	50	60	60
District Heating outlet	°C	90	90	80	140
Chilled water inlet	°C	20	20	13	13
Chilled water outlet	°C	5	12,5	1,3	1,3
Chilled water flow	kg/s	400	399	1000	1000
HP thermal capacity	MW	25	12,5	22	22
Yearly production	GWh	72	0	105	23
Operation	h/year	2880	0	2340	500
Electricity consumption	MW	vendor	vendor	vendor	vendor
COP	-	vendor	vendor	vendor	vendor

Ze specifikace je patrné, že jako design case (pro určení nominálního výkonu stroje/strojů) uvažujeme režim léto a zimní či přechodové režimy jsou dopočteny jako offdesign cases. Současně je patrné, že baseloadová jednotka pro zajištění výroby cca 200 GWh vyžaduje nominální instalovaný výkon 25-30MW. Zadání jsme provedli i pro poloviční výkon v rámci letního provozu (pro zjištění turndown) a zimní provoz s cílem zjistit maximální dosažitelnou teplotu na výstupu z tepelného čerpadla.

Tabulka 11. Výsledky z mapování – projekt ČOV režim léto

Výrobce	MJ	MAN-ES	MAN-ES	Turboden	Turboden	AGO	GEA	GEA	SIEMENS	SIEMENS
Chladivo	-	CO2	CO2	isobutan	isobutan	hybrid	čpavek	čpavek	HFO	HFO
	-	R744	R744	R600a	R600a	R717	R717	R717	R1234ze	R1234ze
Objem chladiva	kg/s	-	-	-	-	4600	-	-	15000	15000
Počet jednotek	-	1	1	1 (2)	1 (2)	3	3	3	1	1
Typ kompresoru	-	turbo	turbo	turbo	turbo	šroub	šroub	šroub	turbo	turbo
Zatížení stroje	%	100	50	100	100	100	100	50	100	50
Topná strana IN	°C	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Topná stran OUT	°C	90	90	90	110	90	90	90	90	90
Topná strana průtok	kg/s	148,8	74,4	149,1	99,6	149,3	149,1	74,4	158,1	74,6
Chladná strana IN	°C	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Chladná strana OUT	°C	5	12,5	9,4	9,9	5	5	12,5	9,1	15
Chladná strana průtok	kg/s	245	263,4	400	400	280	400	399	400	400
Topný výkon	kW	25000	12500	25000	25000	25020	25000	12500	26500	12500
Spotřeba el. energie	kW	9580	4200	8000	8910	7899	8330	3910	8717	4529
COP		2,61	2,98	3,13	2,81	3,17	3,00	3,20	3,04	2,76

Z tabulky je patrné (označeno tučně) jaké jsou okrajové podmínky pro jednotlivá řešení. Například je patrné, že Turboden disponuje nejvyšší účinností, avšak drží průtok na chladné straně a výstupní teplota z TČ je pak 9,4 resp. 9,9 °C, což je však vyšší než 5 °C u ostatních vendorů. Na druhou stranu jsou tato data užitečná i pro menší ČOV, které nedisponují takto velkým průtokem. Poloviční zatížení uvedl jen MAN, GEA a SIEMENS. Turboden navíc uvedl přepočtení na maximální výstupní teplotu 110°C.

Tabulka 12. Výsledky z mapování – projekt ČOV režim zima

Výrobce	MJ	MAN-ES	MAN-ES	Turboden	AGO	GEA	SIEMENS	SIEMENS
Chladivo	-	CO2	CO2	isobutan	hybrid	čpavek	HFO	HFO
		R744	R744	R600a	R717	R717	R1234ze	R1234ze
Objem chladiva	kg	-	-	-	4600	-	15000	15000
Počet jednotek	-	1	1	1	3	3	1	1
Typ kompresoru	-	turbo	turbo	turbo	šroub	šroub	turbo	turbo
Zatížení stroje	%	100	100	100	100	100	100	100
Topná strana IN	°C	60	60	60	60	60	60	60
Topná stran OUT	°C	80	140	80	120	80	80	95
Topná strana průtok	kg/s	261,9	65,5	262,5	87,3		279,5	153,4
Chladná strana IN	°C	13	13	13	13	13	13	13
Chladná strana OUT	°C	1,3	1,3	5,5	1,3	1,3	5,1	5,6
Chladná strana průtok	kg/s	237,6	236,9	489	261	204,5	482,0	482,0
Topný výkon	kW	22000	22000	22000	22020	45000	23400	22500
Spotřeba el. energie	kW	10330	10360	7200	9801	15000	7826	8093
COP		2,13	2,12	3,06	2,25	3,00	2,99	2,78

Pro variantu zima jsme poptávali řešení pro předeřev vratné větve (např. 60/80°C) a současně uvedení maximální dosažitelné výstupní teploty. AGO-Energie s hybridním systémem je schopno dodat teplotu až 120°C. Zajímavý případ je MAN s chladivem CO2, u kterého je patrné, že výstupní teplota nemá prakticky vliv na účinnost, neboť výstup 80 nebo 140 °C disponuje identickou účinností. Jednotky CO2 jsou mnohem více závislé na teplotě vratné vody a v případě vratu na úrovni cca 40 °C (typické např. pro Dánsko) bude účinnost při výstupní teplotě 140 °C na úrovni 3,4-3,7. Turboden si stejně jako v létě mírně upravil zadání, kdy drží konstantní průtok z ČOV a mají na výstupu vyšší než požadovanou teplotu (5,5 vs. 1,3 °C). Díky tomu má vyšší celkovou účinnost. Stejně tak SIEMENS. Maximální výstupní teplota z jednotek se čpavkem je na úrovni 90-93 °C (někteří výrobci deklarují i 95 °C), proto není maximální hodnota uvedena. V zimních měsících umožní zařízení nominální výkon 22 MW, v porovnání s 25 MW jako letní design case. Někteří výrobci uvádějí hodnoty účinnosti vztažené k výkonu na hřídeli stroje (COP_shaft), avšak skutečné hodnoty účinnosti musí být vztaženy k hodnotě (COP_Line), které v sobě zahrnují i ztráty na generátoru, spotřebu ŘS, spotřebu čerpadel vnitřních okruhů atd. Rozdíl v těchto hodnotách je typicky na úrovni 5-6 %, což je patrné například na hodnotách od SIEMENS, kde je v letním režimu COP shaft cca 3,24, avšak deklarované COP_Line je 3,04. V zadávací dokumentaci musí být jasně uvedeno, o jaké hodnoty se jedná. Pohledem na typy

chladiv a kompresorů se v této výkonové kategorii vyskytují pouze turbokompresory a šroubové kompresory. Všechny nabízené varianty pracují pouze s přírodními chladivy (CO₂, butan, čpavek), případně s HFO (SIEMENS). Z hlediska počtu kompresorů se jedná zpravidla o 1-3 kusy zapojených paralelně. U čpavku se jedná o dvoustupňový ohřev, ve skutečnosti se musíme uvažovat s celkem 6 ks kompresorů.

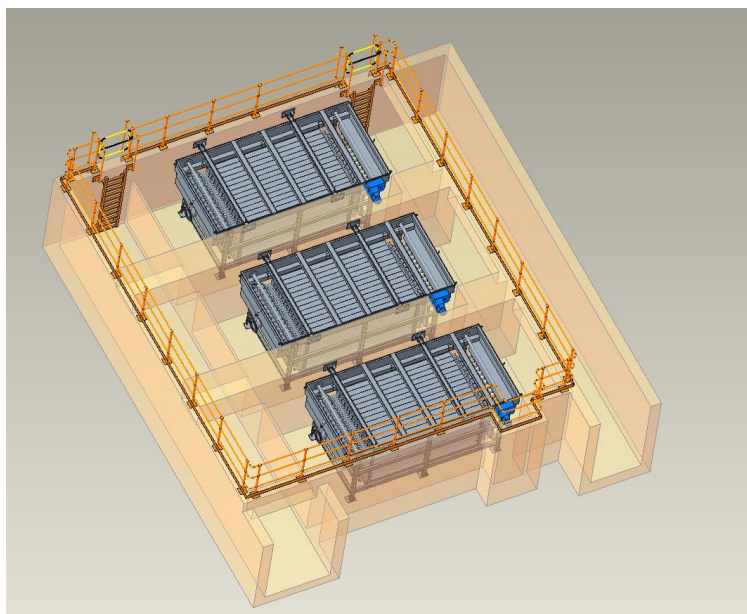
Primární okruh tepelného čerpadla pro ČOV

Energie získaná z ČOV má v našich podmínkách zajímavý potenciál díky relativně konstantní teplotě vyčištěné vody z ČOV v průběhu roku, která se pohybuje mezi 13 až 22 °C (měsíční průměry). V chladných lokalitách s venkovní výpočtovou teplotou -18 °C mezi 18 až 8 °C.

Referenční množství odpadní vody je cca 0,0025 kg/s/EO. Jedná se o hodnotu vhodnou pro identifikaci potenciálu ČOV různé velikosti. Pro náš případ uvažujeme ČOV s kapacitou 200 000 EO a množství odpadní vody 16 mil. m³/rok. Při návrhu TČ je třeba zohlednit jak kolísání průtoku během dne (až ±50 %), tak typickou letní potřebu tepla v SZTE v takové lokalitě. Pro tyto okrajové podmínky je vhodná velikost TČ cca 30 MW (při návrhových podmínkách dT na zdroji 10K a COP=3). Takový výkon umožní dosáhnout roční projezdu cca 7000 plnohodin a výrobu tepla cca 200 GWh.

Řešení primárního okruhu je v zásadě možné třemi způsoby. První způsob je instalace tzv. jímacího objektu s přepadem, který je instalován na výstupu z ČOV a typicky využívá ponorná čerpadla, které čerpají vodu do deskového výměníku meziokruhu chlazení. Tento meziokruh pracuje s velmi malým nedohřevem a díky tomu lze dosáhnout optimální účinnosti. Standardně jde o okruh voda/glykol, případně voda/voda pro vyšší teploty, kde nehrozí zamrznutí systému. Řešení s deskovým výměníkem je současně méně investičně náročné a je jednodušší na údržbu (výměník mimo výtok z ČOV přímo v objektu). Jako zásadní riziko, které při tomto řešení spatřujeme a které bylo explicitně potvrzeno několika výrobci (např. Friotherm na projektu Katri Vala ve Finsku) je zanášení teplosměnných ploch nečistotami. Ty způsobují razantní snížení efektivity teplosměnných ploch a tím pádem zvýšení nedohřevu, ze kterého pak vyplývá nízká účinnost zařízení. Částečně lze uvedené negativní vlastnosti eliminovat instalací zdvojené filtrace na vstupu, která se řeší např. svíčkovými filtry či filtry pracujícími na Beroulliho principu. Nevýhodou je potřeba dodatečné čerpací práce pro ponorná čerpadla. S ohledem na zkušenosti provozovatelů s čerpáním chladicí vody z řek lze toto riziko hodnotit pouze na konkrétním projektu, a nikoliv obecně pro segment jako celek.

Další variantou, která je z našeho pohledu robustnější, je řešení pomocí trubkového výměníku ponořeného přímo do jímacího objektu. Trubkový výměník má mírně nižší účinnost, nicméně při zahrnutí nákladů na čerpací práci meziokruhu se návratnost do takového řešení, v porovnání s PHE pohybuje na úrovni cca 7 let. Trubková varianta však vyžaduje i vyšší nároky na zastavěný prostor a investiční náročnost bude taktéž vyšší, neboť řešení např. od spol. HUBER pracuje s bateriemi 2x2 a pro každou dvojici výměníků je nutné realizovat vlastní kanál z důvodu kotvení do betonové části jímacího objektu. Současně je mírně problematické řešení maximálních průtoků z ČOV v době dešťů, které by muselo být řešeno dodatečným bypassem, což však může v určitých provozních stavech mít negativní vliv na účinnost celého procesu. Současně lze řešit sestavu výměníků sériově či paralelně, což umožňuje určitou formu optimalizace účinnosti, avšak nelze stanovit obecná pravidla pro návrh takového zařízení.

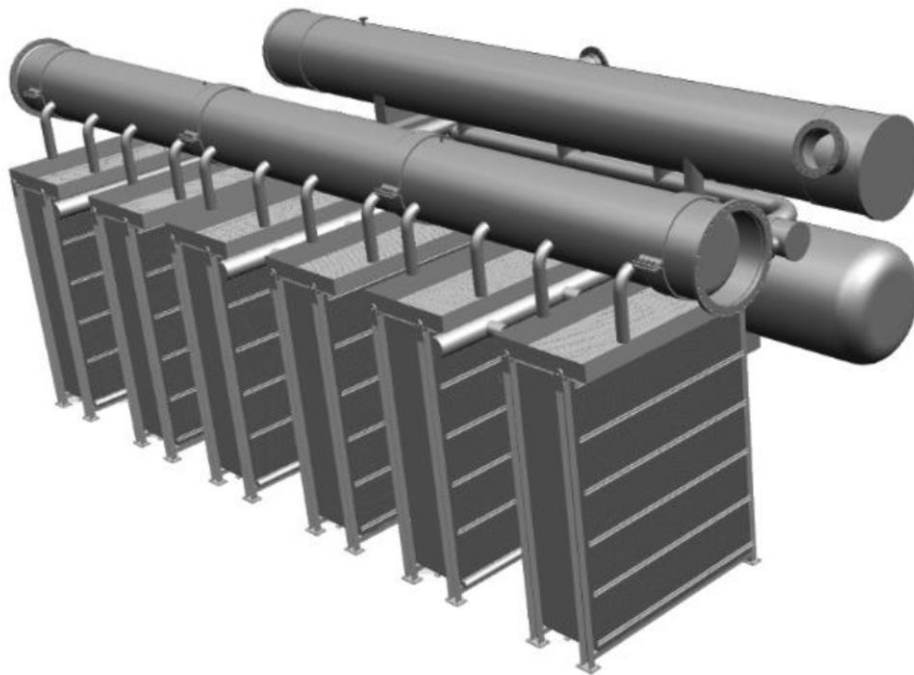


Obrázek 30. 3D pohled na výměníky HUBER (cca 2MW)



Obrázek 31. Fotky z realizace 2x1 BG14 z roku 2012, Švýcarsko

Primární okruh přímo spojený s vyčištěnou vodou představuje zajímavou příležitost zvýšení účinnosti a touto cestou se vydává výrobce Turboden deklarující zkušenosti s významně zasolenou vodou z geotermálních vrtů. Pro čištění výparníků pak používají systém Taprogge. Stejným směrem se vydává i MAN na projektu Esbjerg (DK), kde je využita mořská voda. Zde existují dvě varianty standardního trubkového výměníku (pro zdroje > 4°C), či tzv. falling film evaporator (pro teploty nižší), se kterým je možné dosáhnout výstupní teploty vody z ČOV i kolem 1°C. Řešení s přímým odparem má nejvyšší účinnost, a pokud jsou dodavatelé schopni se za takové řešení zaručit, jde o zajímavou alternativu řešení.



Obrázek 32. Falling film evaporator (skrápěný výparník panelového typu) zdroj: SIEMENS

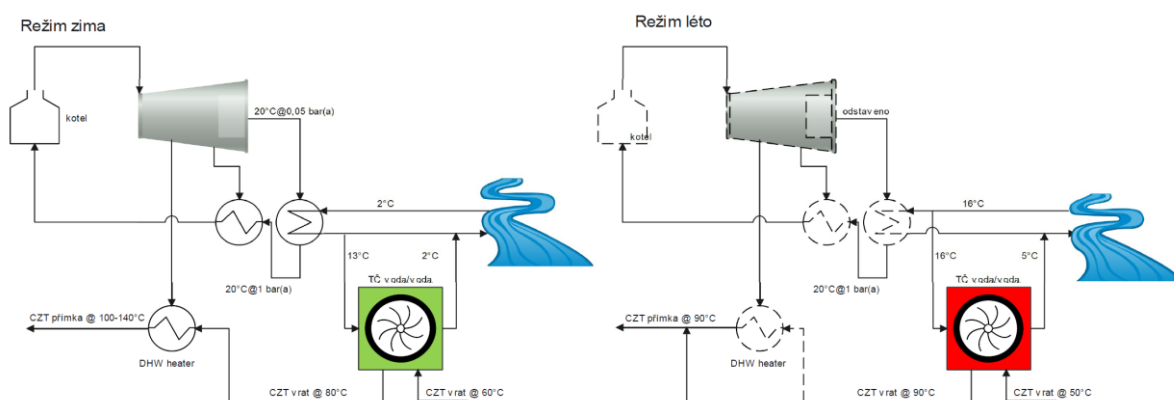
Principem výměníku s padajícím filmem je oksličení vody protékající systémem. Chladivo proudí uvnitř panelů, voda z ČOV proudí kolem panelů vně, čímž se minimalizuje riziko tvorby ledu. V případě tvorby ledu se tento tvoří ve vnějším prostředí a není zde riziko prasknutí trubek. Mezi panely je prostor pro servis.

Jako jeden z poznatků do případných výběrových řízení pak může být nezbytná potřeba zachovat celý rozsah jednomu dodavateli – tedy dodávka tepelného čerpadla včetně primárního okruhu. Současně je vhodné ponechat ve výběrových řízeních určité stupně volnosti pro návrh celého systému a definovat pouze okrajové podmínky. Při příliš fixovaných podmínkách můžeme omezovat kreativitu dodavatelů a znevýhodnit tak očekávané výsledky na straně investora.

U všech typů výparníků je třeba vést v patrnosti, že pracují s hydraulickým omezením na straně konstrukce výměníku a nedoporučuje se častá fluktuace průtoku. Regulace tedy typicky probíhá kvalitativně s konstantním průtokem, tedy s víceméně konstantním dT na úrovni 5 či 10K. Tato informace částečně determinuje potenciál využitelnosti odpadního tepla a současně dosažitelnou účinnost cyklu. Již ve fázi návrhu je nutné tyto aspekty reflektovat.

6.6. Využití povrchové vody (řeka) s plánovanou výrobou tepla z TČ 200 GWh ročně

Povrchové vody představují v ČR zajímavý potenciál využití odpadního tepla díky své relativní dostupnosti a zejména s ohledem na fakt, že některé teplárenské provozy využívají říční vodu pro chlazení kondenzátorů parních turbín a defacto mají primární okruh již připravený (například EOP). Často se provozovatelé potýkají s omezením ze strany správce vodního toku, který může omezovat roční či denní maximální průtoky, ale zejména dochází k omezení maximální výstupní teploty vrácené vody do řeky. Instalací tepelného čerpadla v podstatě obrátíme tok energie, a naopak budeme v určité části roku říční vodu vychlazovat. To je vhodné zejména v letním období, kdy jsou teploty řek vyšší než v zimě. Zajímavé je však i využití v zimním režimu, kdy na vstupu do kondenzátoru je říční voda ohřata pomocí změny skupenství páry a tato energie je pak využitelná pro primární okruh tepelného čerpadla, které v tomto režimu pracuje jako předeřhrev topné vody. Zvýšíme tím disponibilitu zařízení a současně dosáhneme obdobné či lepší účinnosti jako v letním režimu. Zimní režim bude samozřejmě poplatný vývoji ceny komodit v tomto období. Jedním z výstupů této studie je i možnost zohlednění využití této energie, o které dříve provozovatelé neuvažovali. Otevírá se tím zajímavá možnost kombinace zdrojů tepla se zahrnutím určitého podílu OZE do teplárenského provozu. Zapojení je patrné na zjednodušeném schématu níže.



Obrázek 33. Provozní režimy zima/léto pro zdroj s průtočným chlazením

Uvedené zapojení bylo uvažováno pro specifikaci tohoto provozního režimu, avšak zjištěné výsledky jsou velmi dobře použitelné i pro zdroje umístěné mimo vlastní teplárnu.

Tabulka 13. Zadávací podmínky pro Case 2

	Unit	Summer	Summer 50%	Winter	Winter MAX
District Heating inlet	°C	50	50	60	60
District Heating outlet	°C	90	90	80	140
Chilled water inlet	°C	16	16	13	13
Chilled water outlet	°C	5	11,4	2	2
Chilled water flow	kg/s	652	652	652	652
HP thermal capacity	MW	30	12,5	30	30
Yearly production	GWh	86,4	12,25	86	15
Operation	h/year	2880	980	2880	500
Electricity consumption	MW	vendor	vendor	vendor	vendor
COP	-	vendor	vendor	vendor	vendor

Jednotliví výrobci byli poptáni i pro odhad maximální výstupní teploty z tepelného čerpadla, jež se poměrně zásadně mění (a s nimi i účinnost konverze na teplo). Například MAN umí na výstupu z TČ dosáhnout i teploty 140 °C, výrobce AGO-Energie má limit na 120 °C a SIEMENS na 98 °C. Jak již bylo zmíněno, čpavek je omezen a max. 95 °C. Zajímavostí je, že účinnosti nejsou zásadně rozdílné oproti variantě ČOV a je proto vhodné uvažovat o možnostech výroby tepla z řek na podobné úrovni jako z ČOV. Je však nutné zmínit, že uvedená synergie s průtočným chlazením není možná u dislokované výroby vzdálené od hlavní teplárny. I zde však lze uvažovat s předeřevem vratné větve v zimním období.

Pro dosažení roční výroby na požadované úrovni je třeba volit tepelné čerpadlo o výkonu cca 30MW a roční proběh přes 7.000 hodin. Z hlediska řešení primárního okruhu (a rizik s tím spojených) se dají aplikovat obdobné premisy jako pro teplo z ČOV.

Tabulka 14. Výsledky z mapování – projekt říční voda, režim léto

Výrobce	MJ	MAN-ES	MAN-ES	Turboden	AGO	GEA	GEA	SIEMENS	SIEMENS
Chladivo	-	CO2	CO2	isobutan	hybrid	čpavek	čpavek	HFO	HFO
		R744	R744	R600a	R717	R717	R717	R1234ze	R1234ze
Objem chladiva	kg	-	-	-	5100	-	-	-	-
Počet jednotek	-	1	1	1	3	3	3	1	1
Zatížení stroje	%	100	50	100	100	100	50	100	50
Typ kompresoru	-	turbo	turbo	turbo	šroub	šroub	šroub	turbo	turbo
Topná strana IN	°C	50	50	50	50	50	50	50	50
Topná stran OUT	°C	90	90	90	90	90	90	90	90
Topná strana průtok	kg/s	178,6	74,4	179,4	201,6	179	179	185,9	91,4
Chladná strana IN	°C	16	16	16	16	16	16	16	16
Chladná strana OUT	°C	5	11,4	8,2	5	5	11,4	8,2	12,3
Chladná strana průtok	kg/s	400,1	423,4	652	441	430,3	652	652	652
Topný výkon	kW	30000	12500	30000	30000	30000	12500	31200	15300
Spotřeba el. energie	kW	11520	4320	9730	10320	10000	3910	10400	5563
COP		2,60	2,89	3,08	2,91	3,00	3,20	3,00	2,75

I zde u některých výrobců došlo k mírné úpravě zadávacích podmínek, proto výsledky nejsou 100% porovnatelné, nicméně ilustrují potenciál pro větší aplikace, kde je dostatek disponibilního průtoku říční vody a naopak.

Tabulka 15. Výsledky z mapování – projekt říční voda, režim zima

Výrobce	MJ	MAN-ES	MAN-ES	Turboden	AGO	GEA	SIEMENS	SIEMENS
Chladivo	-	CO2	CO2	isobutan	hybrid	čpavek	HFO	HFO
		R744	R744	R600a	R717	R717	R1234ze	R1234ze
Objem chladiva	kg	-	-	-	5100	-	-	-
Počet jednotek	-	1	1	1	3	3	1	1
Zatížení stroje	%	100	100	100	100	100	100	100
Typ kompresoru	-	turbo	turbo	turbo	šroub	šroub	turbo	turbo
Topná strana IN	°C	60	60	60	60	60	60	60
Topná stran OUT	°C	80	140	80	120	80	80	98
Topná strana průtok	kg/s	357,1	89,3	358,4	119,0	358,4	347,1	176,5
Chladná strana IN	°C	13	13	13	13	13	13	13
Chladná strana OUT	°C	2	2	5,3	2	2	5,8	6,3
Chladná strana průtok	kg/s	347,7	346,8	652	382	652	652	652
Topný výkon	kW	30000	30000	30000	30000	30000	29000	28100
Spotřeba el. energie	kW	13940	13980	9820	13239	10000	9797	10255
COP		2,15	2,15	3,05	2,27	3,00	2,96	2,74

Uvedené výsledky značí poměrně značné rozdíly v účinnosti, avšak současně uvádějí maximální dosažitelné teploty na výstupu ze zařízení.

6.7. Využití mělké geotermální energie s plánovanou výrobou z TČ 50 GWh ročně

Využití geotermální energie pro výrobu tepla má v ČR dnes velmi omezené zkušenosti vázané na jediný projekt v Děčíně (provozuje ENETIQA, a.s.). Na Slovensku je situace mírně lepší díky lepším geotermálním podmínkám a například MHTH, a.s. plánuje až 90 MW zdroj v Košicích. Existující vrty mají zajistit výrobu až na úrovni cca 180 GWh ročně, avšak dostupná geovoda má teplotu cca 120°C a je tak přímo využitelná pro soustavu bez nutnosti tepelného čerpadla. V Děčíně je nominální výstupní teplota z vrtu na úrovni 30 °C při maximálním průtoku 54 kg/s, při hloubce vrtu 540m. Vydatnost zdroje determinuje využitelnost a velikost soustavy, do které je možné takto vyrobené teplo aplikovat. Při návrhu tohoto případu jsme vycházeli z pravděpodobnějšího scénáře, kdy potenciální

investor bude realizovat spíše mělkou geotermii a tomu odpovídají i zvolené parametry primárního okruhu jako zadávací podmínky pro návrh TČ. Zadávací podmínky pro tento případ jsou uvedeny v tabulce níže.

Tabulka 16. Zadávací podmínky pro Case 3

	Unit	Summer	Summer 50%	Winter	Winter MAX
District Heating inlet	°C	50	50	55	55
District Heating outlet	°C	85	85	70	95
Chilled water inlet	°C	30	30	30	30
Chilled water outlet	°C	5	17,5	5	5
Chilled water flow	kg/s	96	96	96	96
HP thermal capacity	MW	10	5	10	10
Yearly production	GWh	21,5	0	24	5
Operation	h/year	2150	0	2380	500
Electricity consumption	MW	vendor	vendor	vendor	vendor
COP	-	vendor	vendor	vendor	vendor

Současně jsme dle předchozího vyjasnění zrušili variantu geotermální energie s roční výrobou 200 GWh. Teploty jsou zvoleny mírně nižší, než v předchozích případech, neboť se bude pravděpodobně jednat o menší soustavu (v porovnání s case 1 a 2) a z toho důvodu i provozní teploty mohou být nižší. Předpokládaný instalovaný výkon pro zajištění výroby 50 GWh ročně je na úrovni cca 10 MW při proběhu kolem 5 tis. hodin ročně. Výsledky mapování odpovídají menšímu absolutnímu rozdílu mezi chladnou a topnou větví a výsledné vyšší COP než v předchozích případech.

Tabulka 17. Výsledky z mapování – projekt geotermál 50GWh, režim léto

Výrobce	MJ	MAN-ES	MAN-ES	Turboden	AGO-Energie	GEA	GEA
Chladivo	-	CO2	CO2	isobutan	hybridní	čpavek	čpavek
		R744	R744	R600a	R717	R717	R717
Objem chladiva	kg	-	-	-	5400	-	-
Počet jednotek	-	1	1	1	1	4 (x2)	4 (x2)
Zatížení stroje	%	100	50	100	100	100	50
Typ kompresoru	-	turbo	turbo	turbo	šroubový	pístový	pístový
Topná strana IN	°C	50	50	50	50	50	50
Topná stran OUT	°C	85	85	85	85	85	85
Topná strana průtok	kg/s	68	34	68,4	68,1	68	34
Chladná strana IN	°C	30	30	30	30	30	30
Chladná strana OUT	°C	5	17,5	11,9	5	5	17,5
Chladná strana průtok	kg/s	55,7	64,1	96	70	96	96
Topný výkon	kW	10000	5000	10000	10000	10000	5000
Spotřeba el. energie	kW	4150	1630	3040	2826	2860	1250
COP		2,41	3,07	3,29	3,54	3,50	4,00

Tabulka 18. Výsledky z mapování – projekt geotermál 50GWh, režim zima

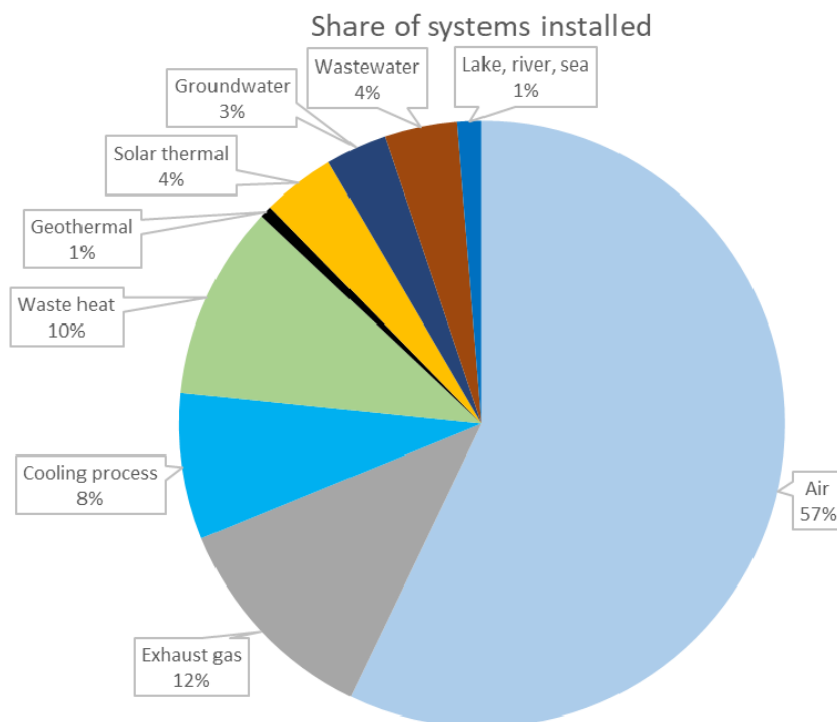
Výrobce	MJ	MAN-ES	MAN-ES	Turboden	AGO-Energie	GEA
Chladivo	-	CO2	CO2	isobutan	hybridní, čpavek	čpavek
		R744	R744	R600a	R717	R717
Objem chladiva	kg	-	-	-	5400	-
Počet jednotek	-	1	1	1	1	4 (x2)
Zatížení stroje	%	100	100	100	100	100
Typ kompresoru	-	turbo	turbo	turbo	šroubový	pístový
Topná strana IN	°C	55	55	55	55	55
Topná stran OUT	°C	70	95	70	95	70
Topná strana průtok	kg/s	158,7	59,5	159,6	59,6	158,7
Chladná strana IN	°C	30	30	30	30	30
Chladná strana OUT	°C	5	5	11,3	5	-
Chladná strana průtok	kg/s	54,8	54,5	96	67	96
Topný výkon	kW	10000	10000	10000	10000	10000
Spotřeba el. energie	kW	4250	4280	2790	3173	2380
COP		2,35	2,34	3,58	3,15	4,20

Průměrné COP se pohybuje na úrovni 3-3,5 přičemž zde je již patrné, že např. GEA zvolila pístové kompresory, které se vyznačují vyšší účinností. Tato aplikace je pro turbokompresory spodní výkonová hranice, naopak pro pístové stroje jde o hranici horní (za předpokladu, že neuvažujeme o zapojení do kaskády či paralelně – viz např. projekt GEA v Malmo o výkonu 4x10MW). Z výsledků je patrné, jak chladivo CO2 reaguje na vyšší teploty vratné vody a (stejně jako v předchozím případě) umožňují předložené tabulky hodnotit i jiné velikosti/vydatnosti dle zdroje primárního okruhu (54 vs 96 kg/s).

6.8. Využití energie okolního vzduchu s plánovanou výrobou z TČ 20 a 10 GWh ročně

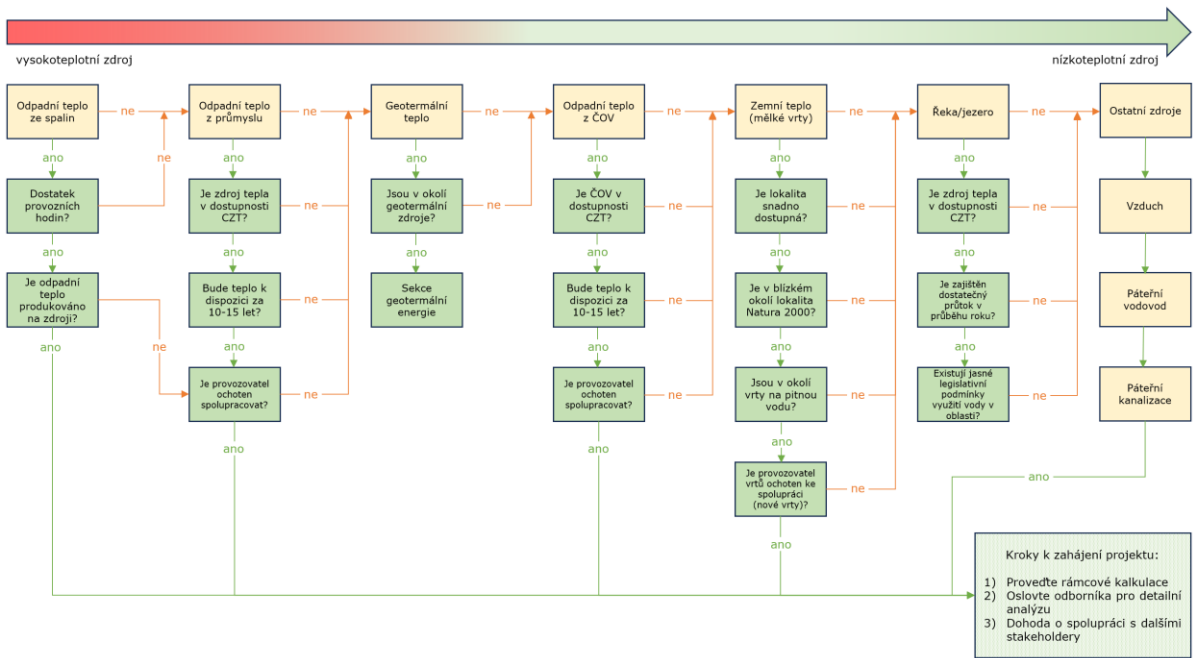
Využití energie vzduchu by se dle obecných pouček měla využívat až ve chvíli, kdy není v okolí dostupný žádný jiný adekvátní zdroj odpadního tepla. Kupodivu je v Dánsku, které je právem považováno za průkopníka na poli soustav zásobování teplem vzduch dominantní zdroj tepla. Dnešní

instalace se nezdřídka pohybují na výkonové úrovni 10 MW i vyšší, což otevírá nové možnosti a zjednodušení celého projektu instalace tepelného čerpadla.



Obrázek 34. Podíl vzduchových tepelných čerpadel v SZTE v Dánsku (ke konci r. 2022)

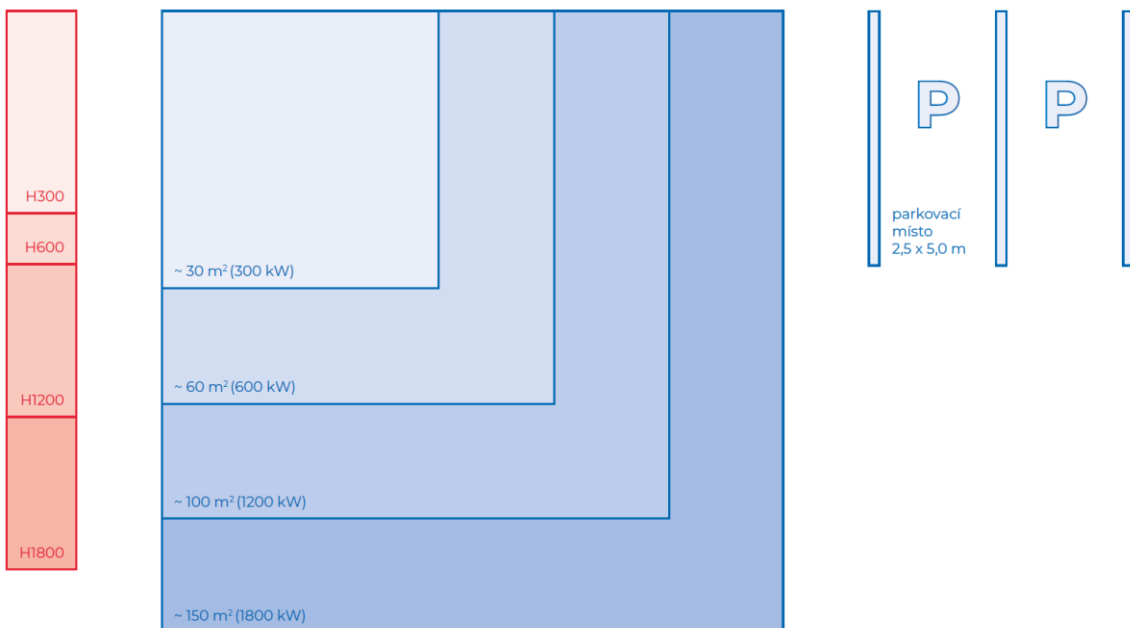
Obecně by se při přípravě každého projektu mělo věnovat dostatečné úsilí identifikaci vhodného zdroje odpadního tepla, které má v předmětné lokalitě největší potenciál – jak z hlediska jeho vydatnosti, tak z pohledu dlouhodobé dostupnosti, možnosti rozumného ročního proběhu atd. Pro tento případ jsme připravili jednoduchou „rozhodovací matici“, kterou je vhodné při rámcových úvahách brát v potaz. Zde je energie okolního vzduchu vedena téměř jako poslední možnost, avšak počet (a instalovaný) výkon v Dánsku hovoří o opaku. Důvodem pro takové rozšíření může být mimo určitý technologický průlom i relativně levná realizace, kdy se větší jednotky pohybují na úrovni cca 1.000 EUR/kW, avšak zahrnují v sobě již primární okruh, který je zpravidla velmi nákladný. Z hlediska povolovacího procesu je pak nutné přihlídnout „pouze“ na hlukové poměry v místě realizace a možnosti zastavěné plochy. Dokážeme si představit, že dnešní centralizované výměňkové stanice mohou být velmi dobře a v krátké době doplněny vzduchovými tepelnými čerpadly pro pokrytí letního a přechodového období. Sníží se tím ztráty v rozvodech a navíc umístěním těchto tepelných čerpadel blíž spotřebitelům odpadne nutnost ohřívání topného média na vysoké teploty. Jako „rule of thumb“ pro dimenzování můžeme uvažovat pro 5MW výměňkovou stanici instalaci cca 1-1,5 MW tepelného čerpadla s pokrytím 25-40% z celkové spotřeby.



Obrázek 35. Rozhodovací matice volby optimálního zdroje odpadního tepla (zdroj IEA DHC Annex TS3)

Požadavek na zastavěnou plochu u vzduchových čerpadel je násobně vyšší než v případě jednotek voda/voda, kde je primární okruh realizován jiným způsobem. Zde lze uvést pro porovnání jednoduché vizuální zobrazení těchto požadavků.

Zastavěná plocha výparníků pro čerpadlo „vzduch-voda“



Obrázek 36. Velikost TČ a zastavěná plocha pro výparníky dle instalovaného výkonu (zdroj sCOP s.r.o.)

Z uvedeného zobrazení je patrné, že pro 2 MW výkonu je třeba cca 170 m² zastavěné plochy. Platné pro chladivo CO₂. Pro ostatní typy chladiv tyto informace nebyly zjištěny, dá se však předpokládat, že požadavky budou obdobné.



Obrázek 37. Instalace o výkonu 3,3 MW v Sonder Felding, Dánsko (zdroj FENAGY)

Zajímavostí tohoto projektu je významně předimenzovaná akumulace (4,5 m³/osoba) oproti standardu v ČR. Kapacita cca 230 MWh. Přes vysoké investiční náklady provozovatel očekává minimalizaci nákladů na provoz, zejména díky instalaci uvedeného tepelného čerpadla a elektrokotle o výkonu 10 MW. Jako doplňkový zdroj slouží 2x2,5 MW biomasové kotle. Zdroj s instalovaným výkonem 20 MW zásobuje pouhých 800 rezidenčních odběrných míst a z akumulace je možno zajistit nepřetržitý provoz po dobu 1 týdne. Samozřejmě nelze tento projekt zcela porovnávat s podmínkami v ČR, neboť struktura výroby elektřiny je v Dánsku významně založena na offshore větru, což vnáší do cen elektřiny významné a pravidelné výkyvy cen, ze kterých lze benefitovat.

Tabulka 19. Výsledky z mapování – projekt vzduch 20GWh, režim léto

Výrobce	MJ	AGO	FENAGY	FENAGY	GEA	GEA
Chladivo	-	hybrid	CO2	CO2	čpavek	čpavek
		R717	R744	R744	R717	R717
Objem chladiva	kg	2500	-	-	-	-
Počet jednotek	-	3	2	2	2 (x3)	2 (x3)
Zatížení stroje	%	100	100	50	100	50
Typ kompresoru	-	Pístový	pístový	pístový	Šroub/píst	šroub/píst
Topná strana IN	°C	40	40	40	40	40
Topná stran OUT	°C	70	70	65	70	65
Topná strana průtok	kg/s	39,9	39,9	39,9	39,9	39,9
Teplota okolí	°C	20	20	20	20	20
Topný výkon	kW	5000	5000	5000	5000	5000
Spotřeba el. energie	kW	1212	1350	1330	2000	1920
COP		4,13	3,70	3,76	2,50	2,60

Obdržené výsledky od spol. GEA velmi pravděpodobně obsahují chybu, neboť pro definované okrajové podmínky očekáváme, že účinnost bude na úrovni cca 4. Výrobce jsme oslovili k provedení opravy, avšak do odevzdání studie jsme neobdrželi odpověď/úpravu těchto hodnot. Pro zimní provoz se jedná o identické jednotky jako v letním provozu – s redukováným výkonem vlivem nižší teploty okolí.

Tabulka 20. Výsledky z mapování – projekt vzduch 20GWh, režim zima

Výrobce	MJ	AGO-Energie	FENAGY	FENAGY	GEA
Chladivo	-	hybrid	CO2	CO2	čpavek
		R717	R744	R744	R717
Objem chladiva	kg	2500	-	-	-
Počet jednotek	-	3	2	2	2 (x3)
Zatížení stroje	%	100	100	100	100
Typ kompresoru	-	Pístový	Pístový	Pístový	šroub/píst
Topná strana IN	°C	55	50	55	50
Topná stran OUT	°C	90	80	90	80
Topná strana průtok	kg/s	22,5	22,5	22,5	22,5
Teplota okolního vzduchu	°C	0	0	0	0
Topný výkon	kW	3300	3300	2400	3300
Spotřeba el. energie	kW	1406	1370	1300	1380
COP		2,35	2,41	1,85	2,39

Z uvedených výsledků je patrné, že jednotky s chladivem CO₂ jsou náchylné na teplotu vratné vody více než standardní kondenzační stroje. Všechny uvedené jednotky jsou schopny dosáhnout maximální výstupní teploty 90 °C, což považujeme za dostatečné pro většinu provozních režimů.

7. Přístup k řešení

Byly identifikovány 4 klíčové zdroje nízkoemisního nízkoteplotního tepla využitelné pomocí průmyslových tepelných čerpadel:

- 1) Teplo z povrchových vod
- 2) Teplo z čistíren odpadních vod
- 3) Geotermální teplo
- 4) Teplo vzduchu

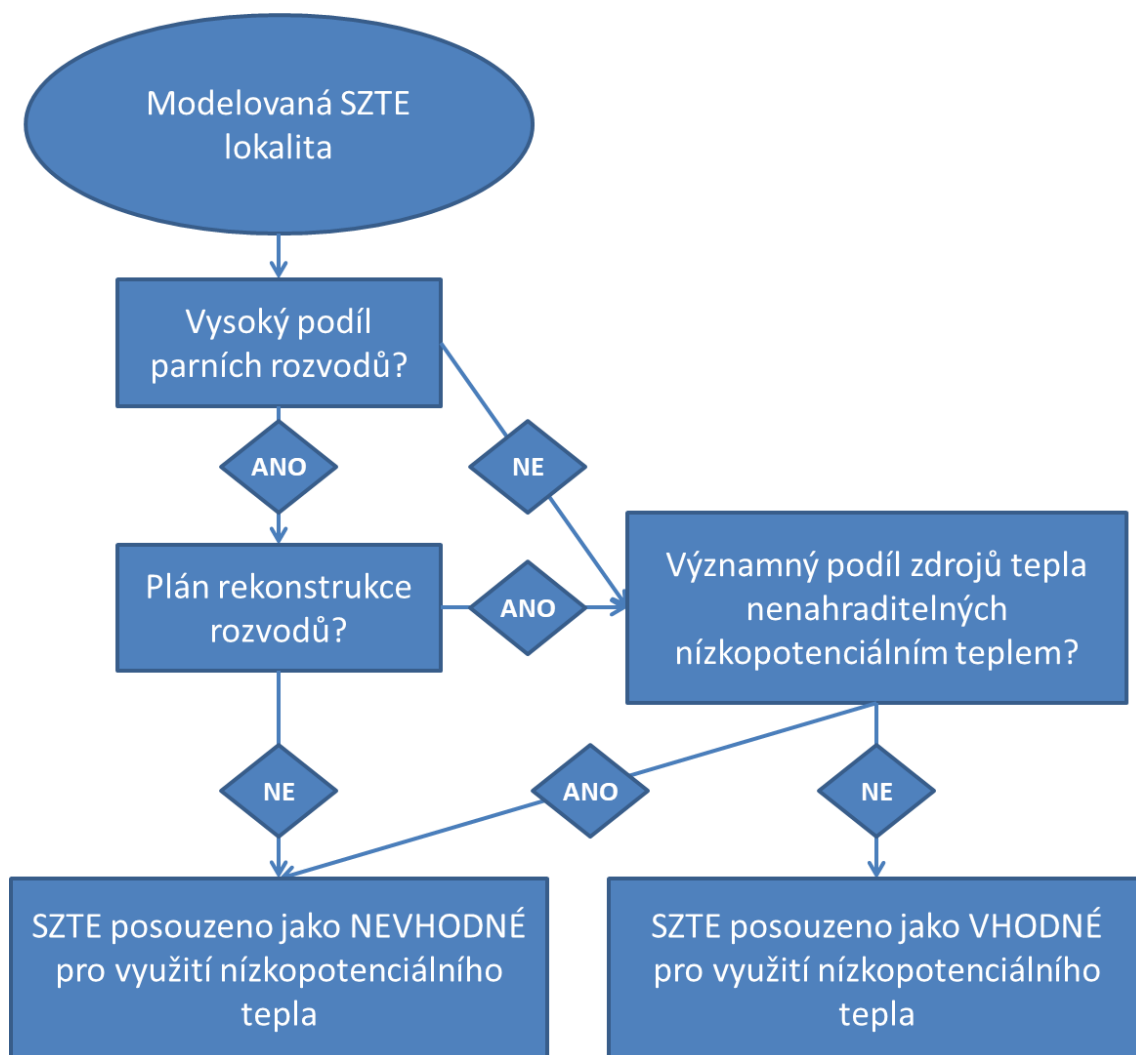
Ve všech případech se jedná o zdroje, které budou v případě využití klasifikovány jako obnovitelné a při jejich využití dojde k naplnění technicko-ekonomicky využitelného potenciálu v diagramu zatížení teplotních soustav.

Zdroji odpadního tepla jsme se podrobněji nezabývali, i když ho rozhodně neztracujeme. Jeho významným zdrojem budou samotné kogenerační teplárny a zařízení na energetické využití odpadu (např. využití citelného tepla spalin za kotlem). V průmyslu zdroje otázkou dlouhodobá dostupnost odpadního tepla, protože díky elektrifikaci a přechodu na moderní technologie bude množství odpadního tepla klesat. Hrozí také ukončení činnosti některých průmyslových podniků. Novým zdrojem odpadního tepla mohou být datová centra, ale jejich výstavba zatím probíhala spíše v blízkosti elektráren a daleko od potenciální spotřeby tepla. Vzhledem k vyšším cenám elektřiny také ČR není pro toto podnikání příliš perspektivní. Další zdroje odpadního tepla jsou zpravidla silně rozptýlené a tudíž obtížně využitelné. Navíc platí, že si různé zdroje nízkoemisního tepla vzájemně konkurují a prostor v diagramu SZTE obsazený jedním takovým zdrojem už nemůže být využit jiným zdrojem. Na úrovni obecnosti této studie proto není nutné se zabývat všemi dostupnými alternativami, protože konečný výsledek z pohledu emisí a dalších parametrů nebude významně odlišný a výše uvedené alternativy umožňují pokrýt technicko-ekonomický prostor pro tyto zdroje ve všech analyzovaných SZTE.

Klíčovou technickou bariérou pro využití nízkooteplotních zdrojů tepla jsou v soustavách zásobování tepelnou energií parní rozvody. Do roku 2030 je možné využití těchto zdrojů pouze mimo parní rozvody nebo tam, kde existují plány na jejich přeměnu na horkovodní/teplovodní do roku 2030. Do roku 2040 předpokládáme, že dojde k další podstatné náhradě parních rozvodů a budou zachovány pouze tam, kde jsou nezbytné dodávky páry pro průmysl.

Z ekonomického hlediska pak nedává smysl nízkooteplotními zdroji tepla nahrazovat nízkoemisní zdroje tepla s nízkými variabilními náklady, zejména teplo z jaderných elektráren a z energetického využití komunálního odpadu. Přístup k rozhodování pro modelování potenciálu v rámci soustav zásobování tepelnou energií zobrazuje rozhodovací schéma na Obr. 38. Další omezení ekonomického potenciálu pro využití nízkooteplotního tepla představuje typický diagram zatížení soustav dálkového vytápění, který se vyznačuje výrazným poklesem poptávky po teple v letních měsících a naopak relativně krátkodobou zimní špičkou. Dále je potřeba počítat s tím, že v období zimní špičky budou ceny elektřiny vysoké a bude potřeba provozovat zařízení pro kogenerační výrobu elektřiny, proto je v tomto období počítáno s útlumem využití teplených čerpadel s výjimkou geotermální energie a čistíren odpadních vod.

Podrobněji bylo hodnoceno 38 největších teplárenských lokalit (viz. seznam uvedený v příloze) v časových řezech situace k roku 2030 a 2040 s ohledem na potenciál využití nízkooteplotního tepla. Tyto lokality představují cca 70% dodávek tepla v rámci SZTE (dle dat ERÚ k roku 2022). Každá z těchto lokalit byla posouzena dle Rozhodovacího schématu na obr. 38. Ostatní lokality představující menší soustavy zásobování teplem byly posouzeny souhrnně s tím, že do roku 2040 bylo předpokládáno využití 75 % potenciálu pro využití nízkooteplotních zdrojů tepla s využitím tepelných čerpadel.



Obrázek 38. Rozhodovací schéma pro modelování potenciálu SZTE lokalit

V jednotlivě posuzovaných lokalitách bylo přednostně voleno využití tepla z čistíren odpadních vod, pokud se nacházejí v technicko-ekonomickém dosahu. Jako druhé pak bylo navrhováno využití tepla z větších řek, zejména pokud se teplárna nachází na jejich břehu a už dnes využívá vodu pro průtočné chlazení. Pokud nebyly tyto zdroje k dispozici a v lokalitě je možné očekávat potenciál geotermální energie, bylo navrženo její využití. V ostatních případech bylo navrhováno využití tepelných čerpadel vzduch-voda.

Celkový potenciál geotermální energie je v ČR ve srovnání s okolními zeměmi a Maďarskem spíše podprůměrný, zejména v severozápadních Čechách pak využití geotermální energie významně omezují ochranná pásma lázeňských zdrojů. Přestože je potenciál geotermální energie na území ČR poměrně dobře zmapován, je její využití spojeno se značným rizikem ohledně vydatnosti vrtu a případného znečištění vody, které může vyvolat nutnost jejího čištění nebo dokonce po jejím ochlazení vtlačení zpět do geologických struktur, odkud je získávána. Pro využití ve větších SZTE lze za perspektivní považovat vrtu od cca 500 metrů s tím, že optimální hloubka vrtů se v závislosti na lokalitě bude pohybovat spíše mezi 1000 a 1500 metry, kde lze očekávat dostatečně vydatné zdroje

vody s teplotou přes 40 °C. Pro moderní vrtací technologie nepředstavují tyto hloubky zásadní problém a jsou komerčně dostupné.

V rámci modelování byly využity následující vstupy:

ČGS (2023): Podklady pro studii „Potenciál využití nízkoteplotních zdrojů tepla v soustavách zásobování tepelnou energií (SZTE) v ČR“

Exergie (2023): Velká tepelná čerpadla pro teplárenství - studie proveditelnosti

Porsenna (2023): Přejít na bytových domů na Nízkoteplotní systém ve vztahu k PENB

8. Výsledky modelování

8.1. Jednotlivě hodnocené soustavy zásobování tepelnou energií

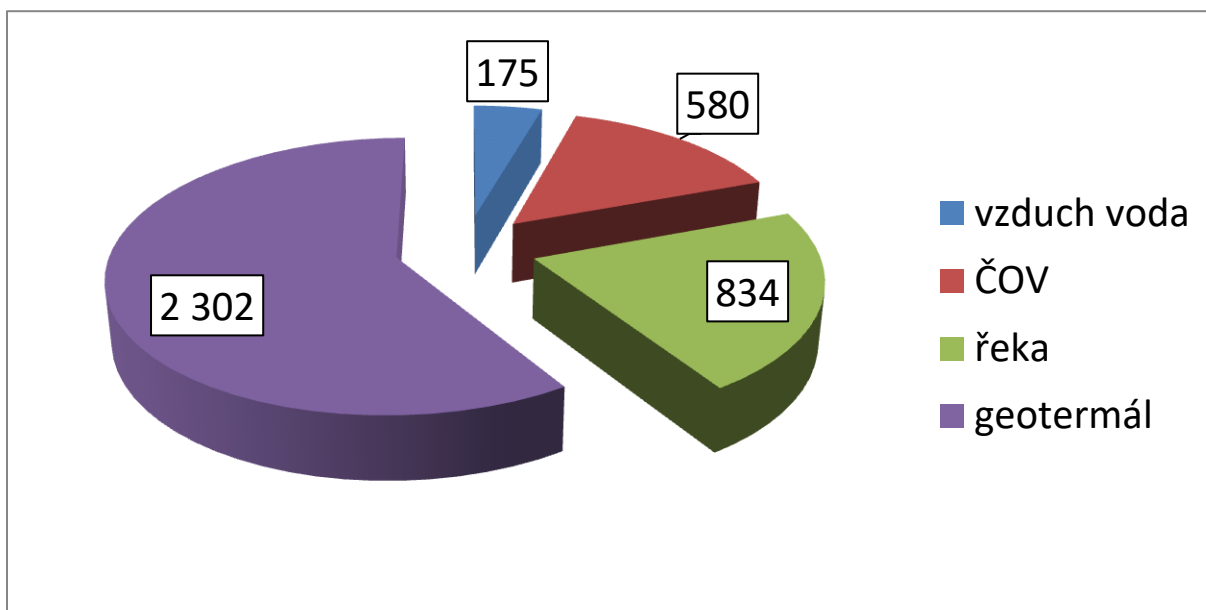
K roku 2030 se z 38 hodnocených lokalit plánuje využití tepla z energetického využití odpadů v 10 lokalitách (z toho 2 doplněné teplem z jaderného paliva), 5 plánuje využití biomasy, další 2 lokality předpokládají zejména využití odpadního tepla z průmyslových procesů, 9 lokalit má investiční plány do roku 2030 bez uvažování tepelných čerpadel a 2 lokality nemají podrobnější plány rekonstrukce parních rozvodů. Všechny tyto lokality (tedy celkem 28) byly z dalšího posouzení potenciálu k roku 2030 vyřazeny. Naopak 10 lokalit zvažuje využití tepla z tepelných čerpadel již k roku 2030. Tyto lokality byly dále modelovány dle předběžných plánů provozovatelů teplárenských zdrojů v daných lokalitách.

Tabulka 21. Hlavní výstupy z modelování podrobněji řešených lokalit SZTE:

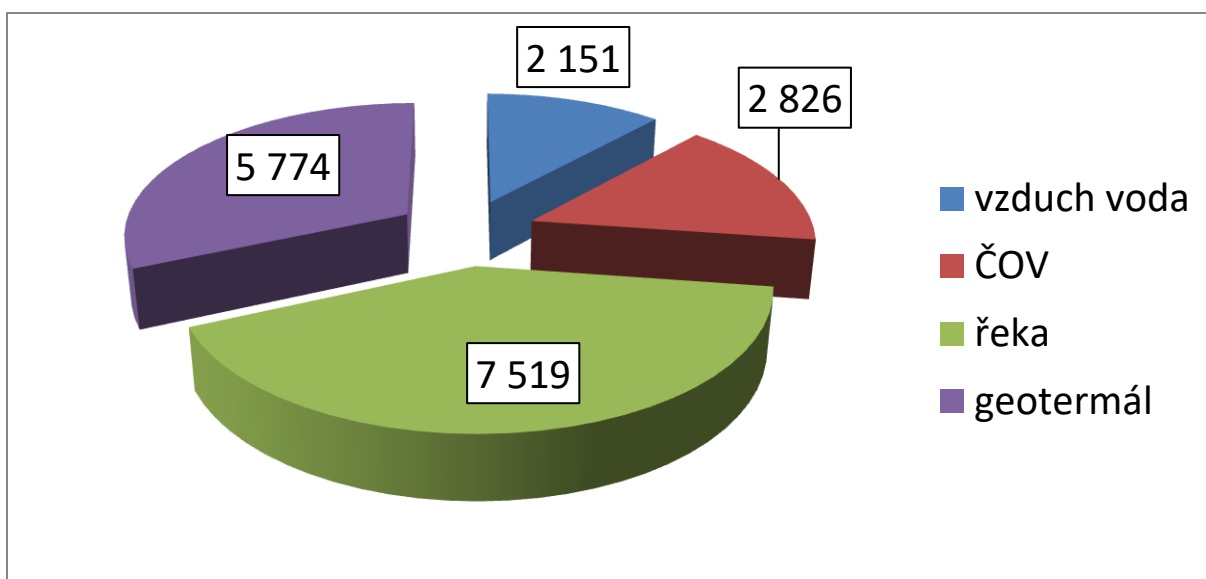
Rok	2030			
	Dodávka tepla	Předpokládaný výkon	Předpokládané investice	Spotřeba elektřiny
technologie TČ	TJ/rok	MWt	mil. Kč	GWh
vzduch voda	175	9	377	16
ČOV	580	25	750	52
řeka	834	31	970	77
geotermál	2 302	120	7500	170
Celkem	3 891	185	9 597	315

Rok	2040			
	Dodávka tepla	Předpokládaný výkon	Předpokládané investice	Spotřeba elektřiny
technologie TČ	TJ/rok	MWt	mil. Kč	GWh
vzduch voda	2 151	111	4 810	192
ČOV	2 826	121	3 630	254
řeka	7 519	306	10 520	696
geotermál	5 774	298	15 700	427
Celkem	18 270	836	34 660	1 569

K roku 2040 z 38 hodnocených lokalit plánuje využití tepla z energetického využití odpadů 10 lokalit (z toho 2 doplněné teplem z jaderného paliva), další 1 lokalita předpokládá zejména využití odpadního tepla z průmyslových procesů a 1 lokalita nemá jasný výhled dalšího rozvoje ani k roku 2040. Všechny tyto lokality (tedy celkem 12) byly z dalšího posouzení potenciálu k roku 2040 vyřazeny. Ve zbývajících 26 lokalitách bylo modelováno využití tepla z nízkoteplotního zdroje podle jeho dostupnosti.



Obrázek 39. Potenciál dodávek tepelné energie z TČ v rámci řešených SZTE v ČR k roku 2030 v TJ



Obrázek 40. Potenciál dodávek tepelné energie z TČ v rámci řešených SZTE v ČR k roku 2040 v TJ

8.2. Další lokality soustav zásobování tepelnou energií hodnocené souhrnně

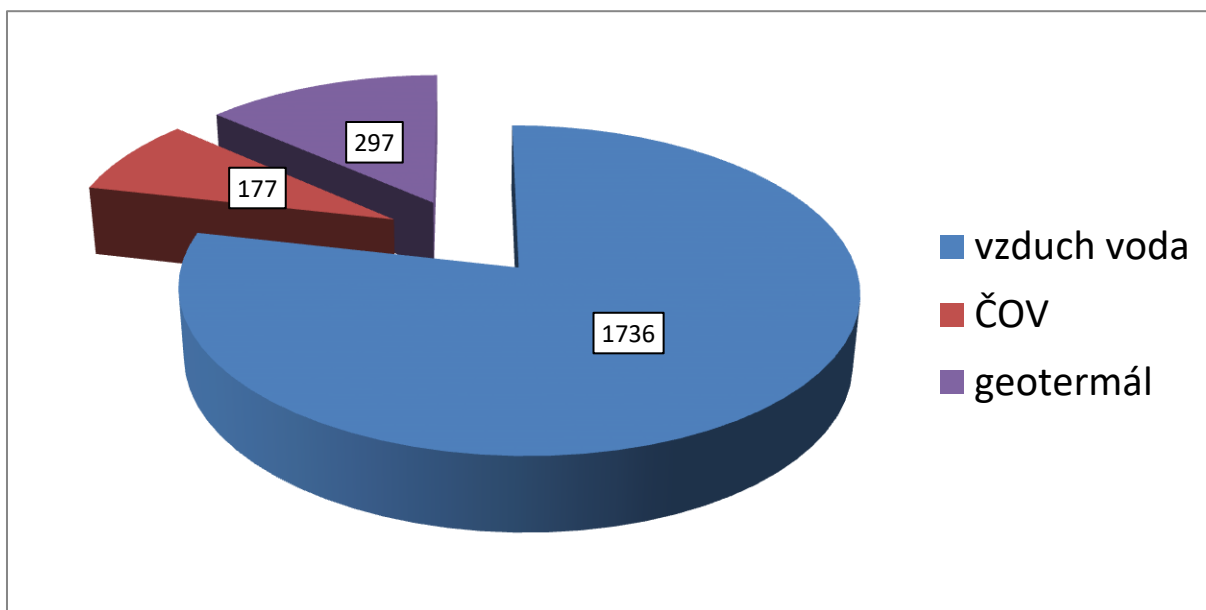
Potenciál využití nízkopotenciálních zdrojů tepla ve zbývajících SZTE (na základě dat ERÚ k roku 2022 cca 30% dodávky tepla v SZTE) byl modelován na základě následujících předpokladů:

- dodávky nevyhnutelného tepla dle dat ERÚ k roku 2022 – tedy dodávky tepla z jaderného paliva (mimo hodnocené lokality České Budějovice a Brno), odpadního tepla a energie prostředí
- uvažováno energetické využití komunálního odpadu mimo jednotlivě hodnocené lokality na úrovni kapacity cca 110 kt odpadu ročně
- následně uvažováno vyloučení celé lokality založené na nevyhnutelných zdrojích tepla (jádro/odpady/odpadní teplo)
- s ohledem na potřebnou flexibilitu uvažováno zejména využití čerpadel vzduch-voda na 80% lokalit, 10% lokalit s využitím ČOV a 10% s využitím geotermální energie
- podíl konvertovaných lokalit do roku 2030 uvažován na úrovni 20%, podíl do roku 2040 pak na úrovni 75% potenciálu

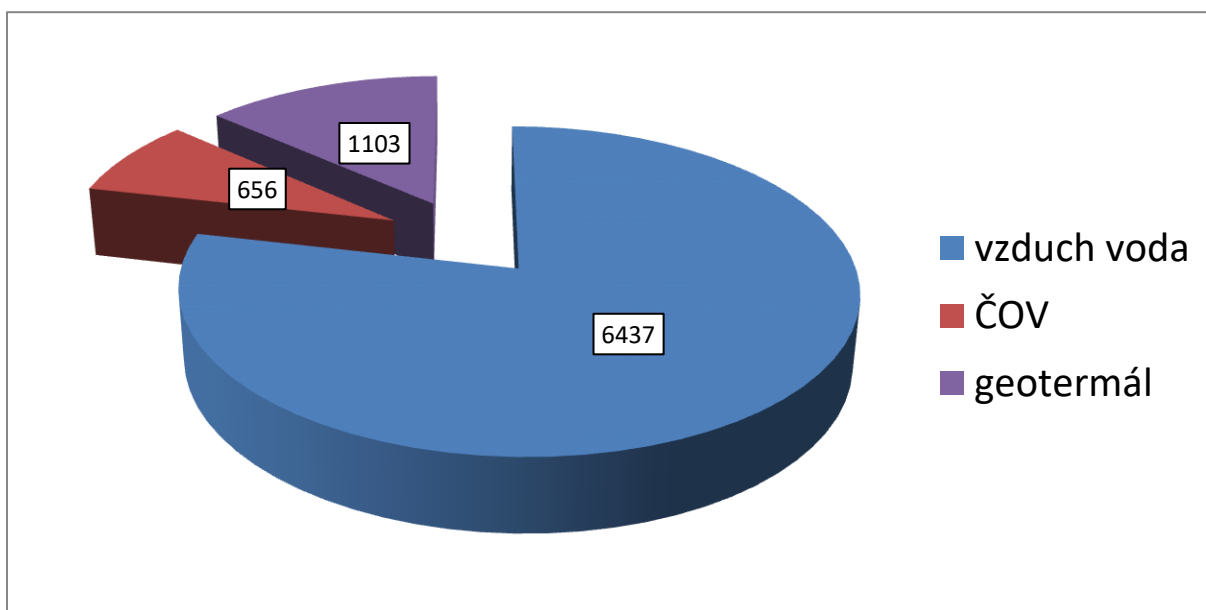
Tabulka 22. Hlavní výstupy z modelování pro souhrnně hodnocené lokality:

Rok	2030			
technologie TČ	Dodávka tepla	Předpokládaný výkon	Předpokládané investice	Spotřeba elektřiny
	TJ/rok	MWt	mil. Kč	GWh
vzduch voda	1 736	89	3 857	155
ČOV	177	8	240	16
geotermál	297	14	700	22
Celkem	2 210	111	4 797	193

Rok	2040			
technologie TČ	Dodávka tepla	Předpokládaný výkon	Předpokládané investice	Spotřeba elektřiny
	TJ/rok	MWt	mil. Kč	GWh
vzduch voda	6 437	330	14 300	575
ČOV	656	28	840	99
geotermál	1 103	53	2 650	48
Celkem	8 195	411	17 790	722



Obrázek 41. Potenciál dodávek tepelné energie mimo řešené SZTE z TČ k roku 2030 v TJ



Obrázek 42. Potenciál dodávek tepelné energie mimo řešené SZTE z TČ k roku 2040 v TJ

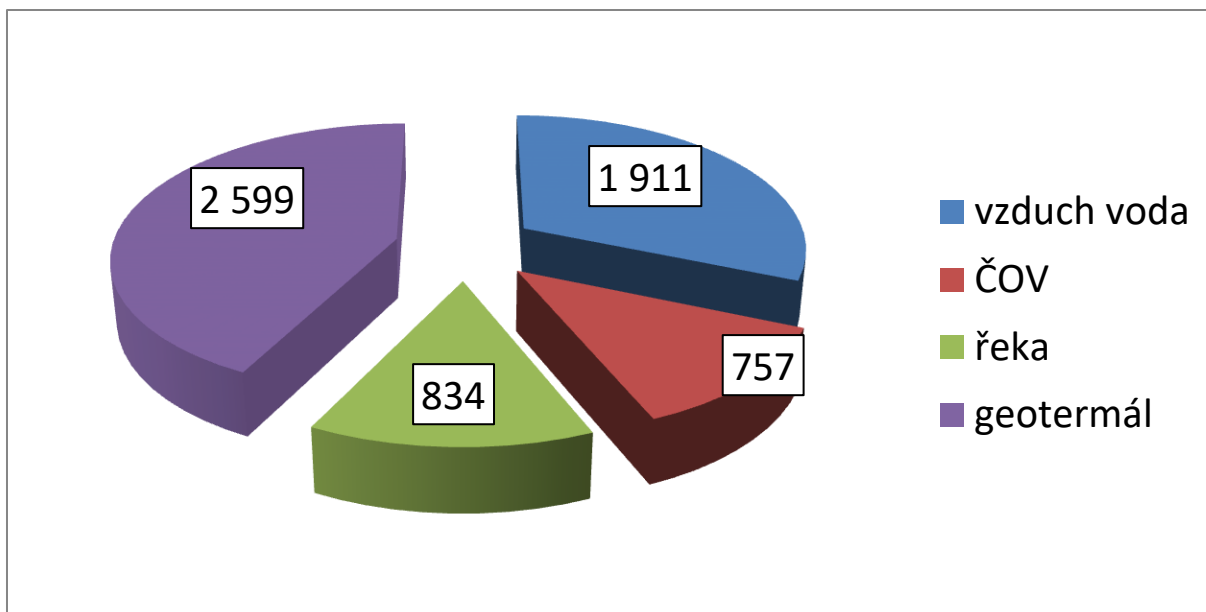
8.3.Souhrnné výstupy pro využití nízkoteplotních zdrojů tepla

Sečtením výstupů za jednotlivě hodnocené soustavy zásobování tepelnou energií a lokality soustav zásobování tepelnou energií hodnocené souhrnně byly získány souhrnné výstupy potenciálu využití nízkoteplotních zdrojů tepla pro roky 2030 a 2040. V roce 2030 tak předpokládáme dodávku tepla z nízkoteplotních zdrojů pomocí tepelných čerpadel 6,1 PJ při spotřebě 0,5 TWh elektřiny. V roce 2040 dochází k nárůstu dodávky tepla z nízkoteplotních zdrojů na 26,5 PJ při spotřebě 2,3 TWh elektřiny. V roce 2030 se jedná o 7,9 % předpokládané celkové dodávky, zatímco v roce 2040 roste podíl na 34,6 %.

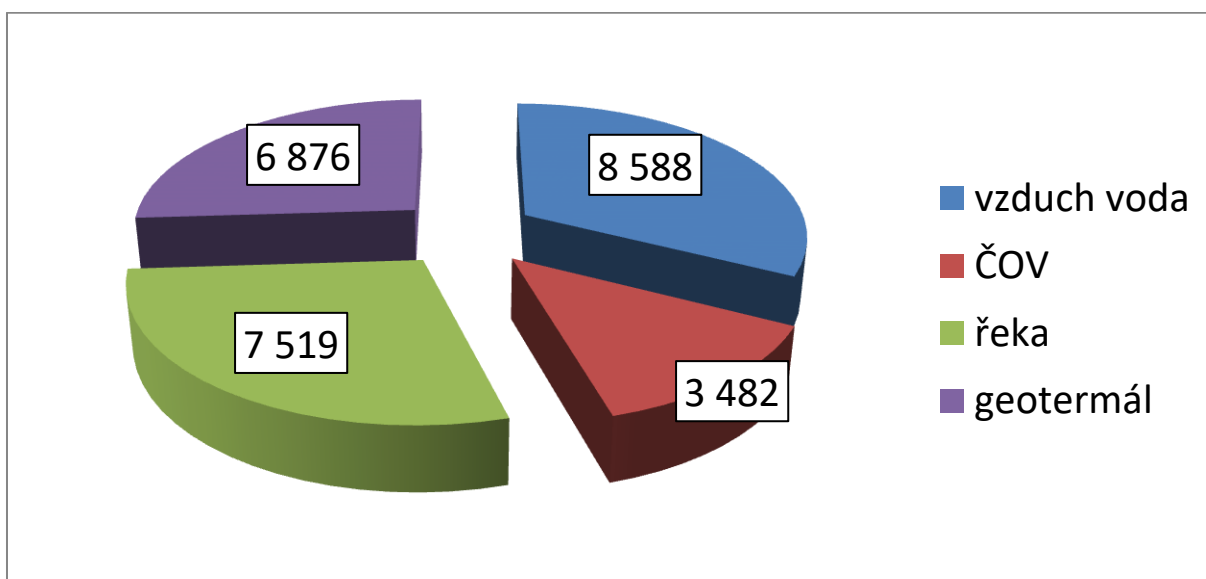
Tabulka 23. Souhrnné výstupy – Celkový potenciál využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE v ČR

Rok	2030			
technologie TČ	Dodávka tepla	Předpokládaný výkon	Předpokládané investice	Spotřeba elektřiny
	TJ/rok	MWt	mil. Kč	GWh
vzduch voda	1 911	98	4 233	171
ČOV	757	33	990	68
řeka	834	31	970	77
geotermál	2 599	134	8 200	192
Celkem	6 101	296	14 393	508

Rok	2040 (včetně 2030)			
technologie TČ	Dodávka tepla	Předpokládaný výkon celkem	Předpokládané investice celkem	Spotřeba elektřiny
	TJ/rok	MWt	mil. Kč	GWh
vzduch voda	8 588	441	19 110	767
ČOV	3 482	149	4 470	313
řeka	7 519	306	10 520	696
geotermál	6 876	351	18 350	508
Celkem	26 465	1 247	52 450	2 284

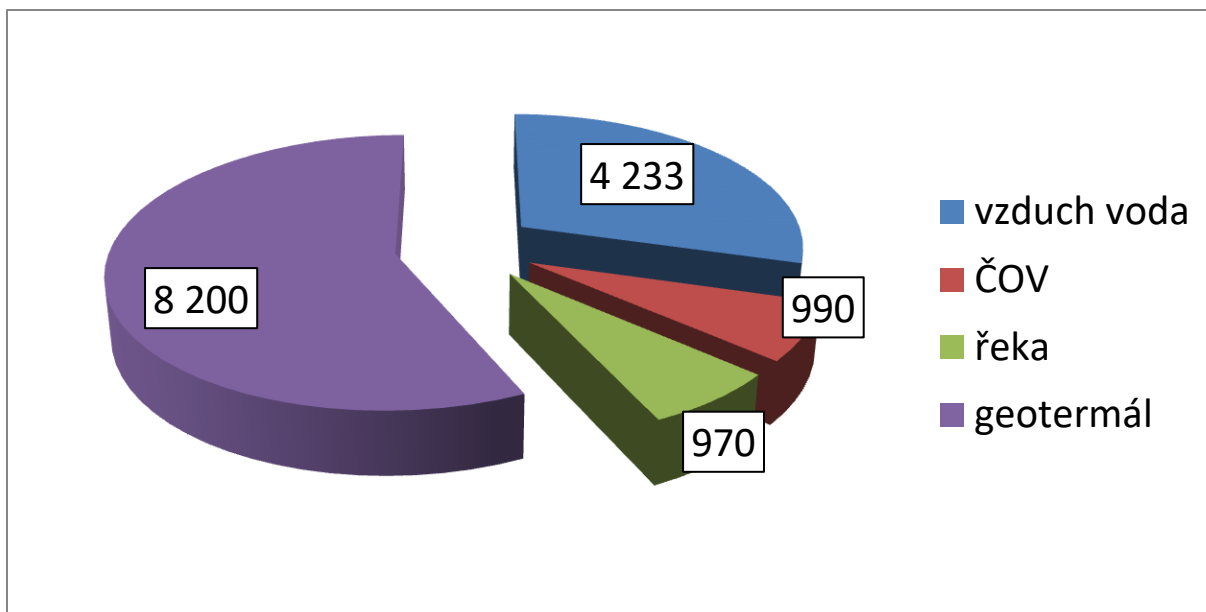


Obrázek 43. Celkový potenciál využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE v ČR k roku 2030 v TJ

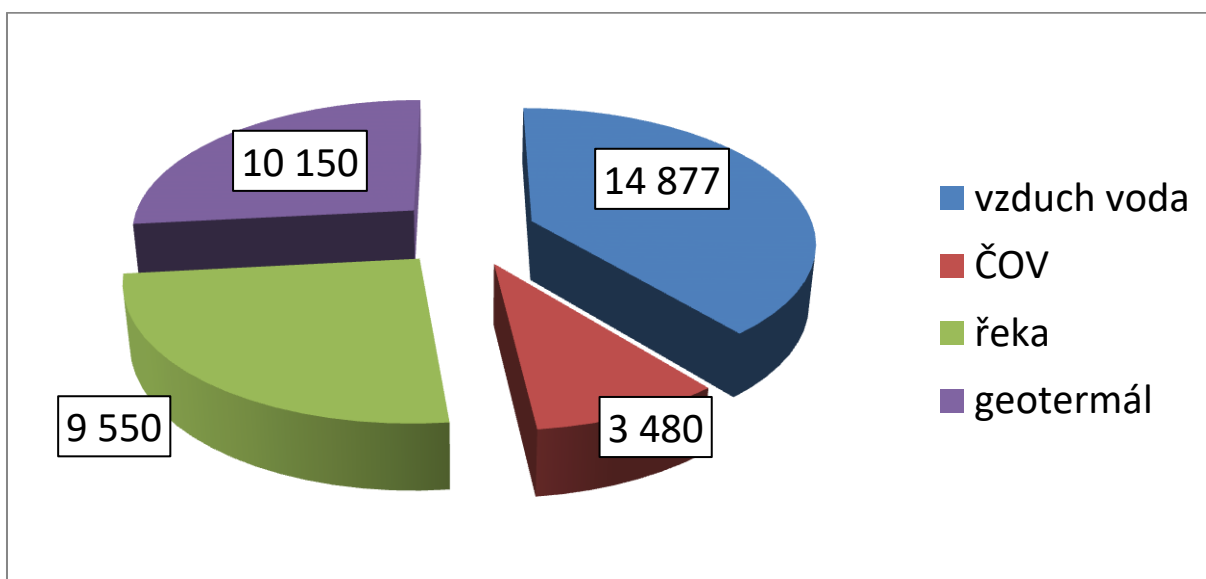


Obrázek 44. Celkový potenciál využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE v ČR k roku 2040 v TJ

Z výkonů tepelných čerpadel a měrných investičních nákladů pro příslušné technologie byly odvozeny celkové investiční náklady v cenách roku 2023, které v období let 2023 a 2030 dosahují 14,4 miliard Kč a pro roky 2031 až 2040 potom 38,1 miliard Kč, celkem tedy 52,5 miliardy Kč. Rozložení na jednotlivé technologie ukazují následující obrázky.



Obrázek 45. Celkové potřebné investice do využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE v ČR v období 2021-2030 v mil. Kč



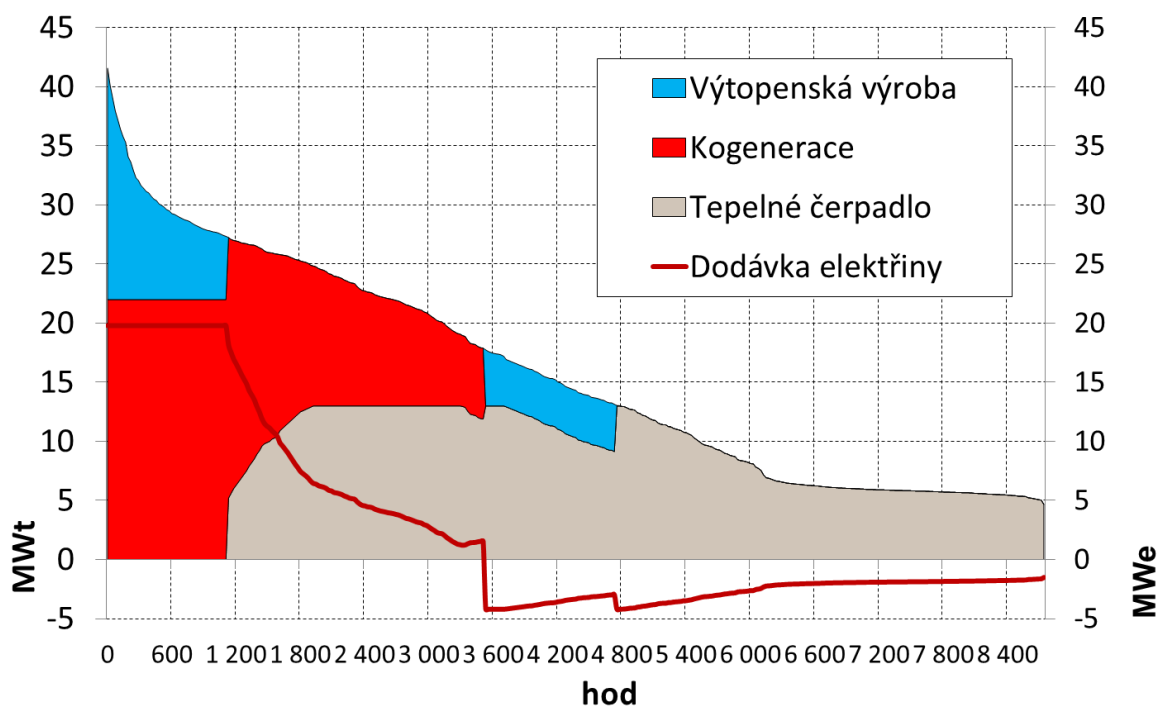
Obrázek 46. Celkové potřebné investice do využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE v ČR v období 2031-2040 v mil. Kč

Pro jednotlivé druhy vstupní energie byly pro rok 2040 stanoveny průměrné topné faktory tepelných čerpadel a z nich vypočten celkový průměrný topný faktor ve výši 3,25. I při započtení ztrát v rozvodech se tak jedná o vhodné řešení. Navíc se s výjimkou využití tepla okolního vzduchu a mělkých geotermálních vrtů jedná o nízkoteplotní zdroje tepla, které jsou prakticky využitelné pouze s využitím SZTE.

Tabulka 1. Průměrné topné faktory pro výrobu tepla z tepelných čerpadel v SZTE v roce 2040

Technologie	Průměrný topný faktor SCOP
vzduch voda	3,11
ČOV	3,09
řeka	3,00
geotermální	3,76
Celkový průměr	3,25

Z pohledu flexibility představuje zásadní výhodu kombinace tepelného čerpadla s kogenerační jednotkou, jak ukazuje obr. 47. V letních měsících a přechodovém období je kogenerace vypnutá a dodávku tepla zajišťuje tepelné čerpadlo. Při větší poptávce po elektřině a růstu její ceny se zapíná kogenerační jednotka pro pokrytí spotřeby tepelného čerpadla a oba systémy pracují paralelně. V době špičkové poptávky po teple je potřeba počítat s vysokou cenou elektřiny, tepelné čerpadlo je vypnuté a spotřebu tepla pokrývá kogenerační jednotka spolu se špičkovými kotli. Samozřejmě jde o zjednodušený model, v praxi je vhodné doplnit systém ještě o akumulaci tepla, která může celkovou flexibilitu dále podstatně zvýšit a zefektivnit provoz dané SZTE maximálním využitím příležitostí vyplývajících jak z nízkých tak z vysokých aktuálních cen na trhu s elektřinou a také poskytování podpůrných služeb.



Obrázek 47. Model skutečného nasazení zdrojů tepla v konkrétní SZTE v porovnání s výrobou/spotřebou elektřiny

Hlavní výhody využití průmyslových tepelných čerpadel v SZTE:

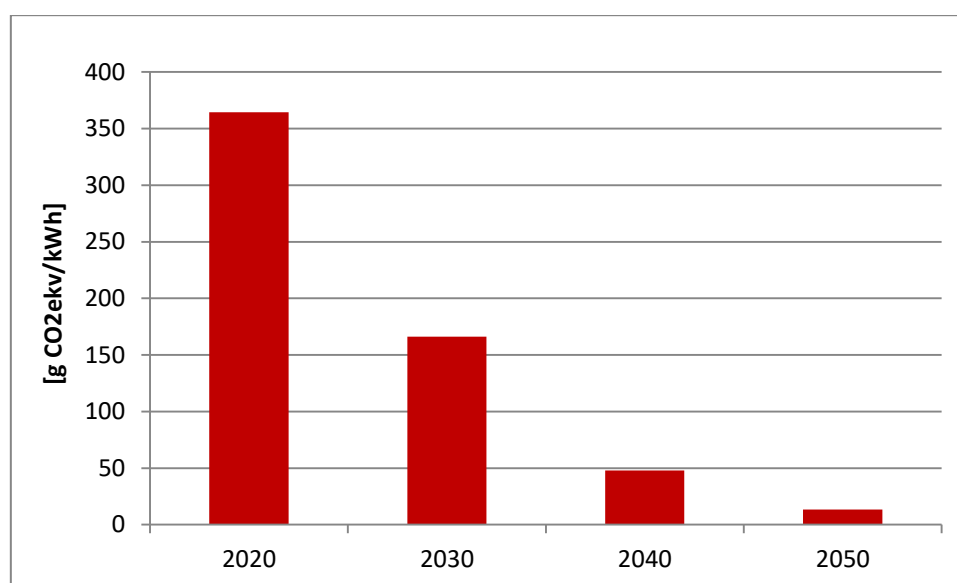
- Vysoký průměrný topný faktor (poměr vyrobeného tepla ke spotřebě elektřiny) i při zohlednění ztrát v rozvodu tepla
- Vysoká flexibilita odběru elektřiny díky akumulaci tepla a náhradním zdrojům v SZTE = stabilita elektrizační soustavy
- Omezení odběru elektřiny v době zimní špičky respektive naopak výroba elektřiny v kogeneračních zdrojích
- Připojení do hladiny VN a VVN, často ve stávajících výrobnách = nízké náklady na budování distribučních soustav

Využití nízkoteplotních zdrojů tepla bude mít zásadní dopad na zvýšení podílu tepla vyrobeného z obnovitelných zdrojů energie, který v roce 2040 přesahuje 60 %. Na druhé straně podíl fosilního paliva na výrobě tepla klesá na úroveň 11 %.

Tabulka 2. Podíl tepla vyrobeného z obnovitelných zdrojů a z fosilních paliv

Rok	2022	2030	2040	2050
Celková dodávka v SZTE	82 070	77 510	76 731	76 453
Dodávka z OZE v SZTE	9 778	34 641	59 096	59 290
Dodávka z fosilních paliv v SZTE	70 151	35 219	7 688	0
Podíl OZE v SZTE	11,9%	44,7%	77,0%	77,6%
Podíl fosilních paliv v SZTE	85,5%	45,4%	10,0%	0,0%

Tomu odpovídá také zásadní pokles průměrného emisního faktoru tepla dodaného zákazníkům ze soustav zásobování tepelnou energií, který v roce 2022 činil 364 g CO₂ ekv./kWh. Do roku 2030 klesne na 166 g CO₂ ekv./kWh, tedy významně pod úroveň dosahovanou při využití zemního plynu v lokálním vytápění a do roku 2040 pak na úroveň 48 g CO₂ ekv./kWh, což je pod úrovní vyplývající z taxonomie udržitelných financí.



Obrázek 48. Průměrný emisní faktor tepla ze soustav zásobování teplem (g CO₂ ekv./kWh)

9. Bariéry využití nízkoteplotních zdrojů tepla v soustavách zásobování teplem a návrh opatření

Nastartování rozvoje nasazení průmyslových tepelných čerpadel pro využití nízkoteplotních zdrojů tepla v SZTE stojí v cestě řada bariér, které je potřeba odstranit nebo alespoň zmírnit. Níže jsou uvedeny tyto bariéry v členění na technické, administrativní a ekonomické včetně návrhů na opatření pro jejich odstranění.

9.1. Technické bariéry

Parní sítě soustav zásobování tepelnou energií

Zásadní technickou bariérou využití nízkoteplotních zdrojů tepla jsou parní sítě v soustavách zásobování tepelnou energií. V ČR je v současné době celkem 1170 km parních sítí. Tento údaj vychází z korigované statistiky ERÚ, kde jsou v některých případech stále evidovány parní sítě, které již byly rekonstruovány. Z toho přibližně 754 km parních sítí by bylo možné konvertovat na horkovodní nebo teplovodní. Bohužel v rámci poslední revize GBER (Nařízení Komise (EU) 2023/1315 ze dne 23. června 2023, o změně nařízení (EU) č. 651/2014, kterým se v souladu s články 107 a 108 Smlouvy prohlašují určité kategorie podpory za slučitelné s vnitřním trhem, a nařízení (EU) 2022/2473, kterým se určité kategorie podpory pro podniky působící v oblasti produkce, zpracování a uvádění produktů rybolovu a akvakultury na trh prohlašují za slučitelné s vnitřním trhem podle článků 107 a 108 Smlouvy) došlo ke snížení investiční podpory pro rekonstrukce tepelných sítí na 30 %. Je sice možné použít metodu „mezery ve financování“, která je ovšem podstatně komplikovanější.

Opatření:

1. Zajistit dostatek prostředků pro investiční dotace na rekonstrukce parních sítí v programu HEAT (Modernizační fond)
2. Zvýšit dosažitelnou úroveň podpory na 50 % způsobilých výdajů.

Špatné tepelně izolační vlastnosti části budov

Pro využití v rámci soustav zásobování teplem pracujeme pouze s chladivými s nízkým GWP, která nečelí zákazu nebo omezením v rámci evropské legislativy, konkrétně se jedná o amoniak, oxid uhličitý a hydrofluoroolefiny. Jedním problémem je relativně nízká výstupní teplota, kterou lze s některými chladivými dosáhnout, aniž by docházel k významnému poklesu topného faktoru. Tento problém je ve většině případů řešitelný dohřevem vody z tepelného čerpadla, dochází nicméně k poklesu celkové efektivity. Minimální teplota dodávané vody je odvozena od teplot, s nimiž pracují radiátory v budovách a při zachování otopné soustavy závisí na úrovni zateplení obálky budovy. Analýza ukazuje, že pro nasazení tepelných čerpadel by měl být dostatečné dosažení úrovně izolace obálky budovy na stupni D podle platné škály průkazů energetické náročnosti budov.

Opatření:

1. Podporovat přednostně rekonstrukce budov s nejhoršími tepelně-izolačními vlastnostmi (očekávaný požadavek revize směrnice o energetické náročnosti budov) a vyčlenit na tento účel odpovídající finanční prostředky.
2. Zavést závazné termíny pro zlepšení standardu budov s nejhoršími tepelně-izolačními vlastnostmi (viz směrnice o energetické náročnosti budov).

Vysoká teplota vratné vody od zákazníků

Ještě zásadnějším problémem při nasazení průmyslových tepelných čerpadel je vysoká teplota vratné vody, která se ve většině soustav pohybuje mezi 60 a 70 °C. Pro efektivní nasazení tepelných čerpadel je nutné její snížení na 50 °C případně níže. Zásadním faktorem ovlivňujícím teplotu vratné vody je technologická kázeň a nastavení předávacích stanic u zákazníků a případně jejich rekonstrukce.

Opatření:

1. V rámci Nové zelené úsporám a dalších dotačních titulů pro rekonstrukce budov podporovat také rekonstrukce předávacích stanic umožňujících dosáhnout nízké teploty vratné vody a vyčlenit na tento účel dostatek prostředků.
2. V rámci regulace cen tepelné energie je třeba zavést motivaci zákazníků pro snižování teploty vratné vody (např. platba za objem proteklé vody, bonusy/malusy podle průměrné teploty vratné vody).

9.2.Administrativní bariéry

Komplikované povolovací procesy při využití nízkoteplotních zdrojů tepla

Velmi komplikovaný je povolovací proces zejména v případě geotermální energie. Již od hloubky vrtů nad 200 m je vyžadováno řízení EIA. V případě využití tepla z řek je zase nezbytné získání vodoprávního rozhodnutí. V případě využití tepelného potenciálu přitom dochází k ochlazení vody, což je pro ekosystém příznivé a voda je zpravidla vrácena ve stejném množství v blízkosti jejího odběru. V podstatě tak nedochází k negativnímu ovlivňování životního prostředí ani zájmů dalších uživatelů vody.

Opatření:

1. Zvýšit hloubku vrtu, kdy není vyžadováno zjišťovací řízení EIA pro projekty mimo ochranná pásma lázní a chráněné krajinné oblasti na 1000 m.
2. Zjednodušit vodoprávní řízení pro povolování odběru vody pro využití tepla při splnění určitých podmínek.

Nedostatečná preference účinných soustav zásobování tepelnou energií

Efektivní využití nízkoteplotních zdrojů tepla je v mnoha případech podmíněno expanzí soustav zásobování tepelnou energií nebo alespoň udržením jejich rozsahu. Zatím však není odpovídajícím způsobem zajištěna ochrana investic a prosazení nejvýhodnějšího řešení dekarbonizace na úrovni měst a obcí. Podle čl. 25 odst. 6 směrnice o energetické účinnosti (2023/1791) členské státy zajistí, že

regionální a místní orgány vypracují místní plány vytápění a chlazení alespoň v obcích s celkovým počtem obyvatel vyšším než 45 000. Směrnice však neřeší, jak budou tyto plány v praxi prosazeny, k tomu by měla být vytvořena legislativa na národní úrovni. Faktory primární energie pro soustavy zásobování tepelnou energií jsou ve vyhlášce č. 264/2020 Sb. o energetické náročnosti budov stanoveny pouze ve 3 úrovních, což nevytváří motivaci k jejich snižování v konkrétní SZTE.

Opatření:

1. Vytvořit legislativu pro individuální stanovení faktoru primární energie na úrovni jednotlivých soustav zásobování tepelnou energií a jeho využití při posuzování energetické náročnosti budov.
2. Co nejdříve transponovat do národní legislativy požadavek na vypracování plánů vytápění a chlazení pro obce nad 45 000 obyvatel a dát obcím odpovídající nástroje pro jeho prosazení.
3. Preferovat připojení na účinné soustavy zásobování teplem proti individuálním řešením při výstavbě nových budov a v případě výměny zdroje tepla.

9.3. Ekonomické bariéry

Nízká rentabilita projektů využití nízkoteplotních zdrojů tepla

Využití nízkoteplotních zdrojů je za současné situace bez dotace zpravidla ekonomicky nerentabilní. Důvodem jsou vysoké investiční náklady, problematické nastavení tarifů za využívání distribuční soustavy, platba na obnovitelné zdroje energie a dále skutečnost, že konkurenční lokální výroba tepla ze zemního plynu není zatížena platbou za emise oxidu uhličitého. V případě využití tepla z řek je pak problémem chybějící vyjasnění, že tyto odběry jsou osvobozeny od platby k úhradě správy vodních toků a správy povodí. V případě geotermální energie pak chybí nástroj, který by investorům umožnil pojistit riziko parametrů vrtu. Energetický regulační úřad doposud v regulaci přiměřeného zisku při výrobě tepla nezohlednil zásadní nárůst úrokových sazeb na finančních trzích. Pokud nedojde k jejich opětovnému poklesu na úroveň kolem 2 %, na kterou je nastaven parametr ROA v cenovém rozhodnutí, bude pokračování tohoto přístup výrazně omezovat možnosti investic do kapitálově náročných projektů.

Opatření:

1. Je třeba co nejdříve zavést legislativu pro vytvoření ETS 2 a po přechodné období do jeho plného nasazení zdanit spotřebu fosilních paliv ve stacionárních zařízeních mimo ETS1.
2. V rámci programu HEAT je třeba vytvořit schéma pro dotace na využití průmyslových tepelných čerpadel v soustavách zásobování teplem a zajistit odpovídající prostředky pro tento program.
3. Tarify za využití distribuční soustavy by měly být nastaveny tak, aby motivovaly k flexibilnímu využití přebytků elektřiny zejména v letních měsících. Většina stálých nákladů sítí by měla být hrazena na základě naměřeného maxima odběru v době, kdy dochází k maximu odběru celého systému.
4. Elektřina prokazatelně využitá pro pohon tepelných čerpadel připojených na úrovni VN by měla být osvobozena od příspěvku na podporované zdroje energie.
5. V zákonu o vodách je třeba vyjasnit, že čerpání povrchových vod za účelem získání tepelné energie je osvobozeno od platby k úhradě správy vodních toků a správy povodí.

6. ČR by měla po vzoru Francie a dalších zemí zavést systém pojištění geotermálních vrtů (nenaplnění parametrů potřebných pro efektivní využití geotermální energie).
7. Při věcném usměrňování ceny tepelné energie je v rámci přiměřeného zisku potřeba zohlednit nárůst úrokových sazeb na finančních trzích.

6. Závěr

Z nízkoteplotních obnovitelných zdrojů energie využitých pomocí průmyslových tepelných čerpadel by v České republice do roku 2040 mohla pocházet téměř třetina tepla dodávaného ze soustav zásobování tepelnou energií. Klíčovými zdroji tepla z obnovitelných zdrojů budou řeky, čistírný odpadních vod, geotermální energie a vzduch. Role zdrojů odpadního tepla mimo vlastní provozy tepláren bude spíše doplňková. Nízkoteplotní zdroje tepla využití pomocí tepelných čerpadel tak mohou zásadním způsobem přispět k dekarbonizaci dálkového vytápění v České republice.

Průmyslová tepelná čerpadla budou mít i při zohlednění ztrát v rozvodech tepla průměrný topný faktor blížící se hodnotě 3 a díky akumulaci tepla a náhradním zdrojům v soustavách zásobování teplem bude moci být jejich odběr elektřiny velmi flexibilní a přispívat ke stabilitě elektrizační soustavy při omezeném navýšení poptávky po elektřině v zimní špičce. Průmyslová tepelná čerpadla budou také připojena z úrovně vysokého a velmi vysokého napětí, což sníží náklady na budování elektroenergetických distribučních soustav.

Využití potenciálu nízkoteplotních zdrojů tepla v soustavách zásobování tepelnou energií si do roku 2040 vyžádá investice přesahující 50 mld. Kč v cenách roku 2023. Další miliardy Kč bude nutné investovat do konverzí parních sítí dálkového vytápění na horkovody a teplovody a rekonstrukce a modernizace předávacích stanic.

Využití potenciálu nízkoteplotních zdrojů tepla omezuje v současné době řada technických, administrativních i ekonomických bariér. Na jejich odstranění je potřeba začít pracovat co nejdříve, aby byly v co největší míře vyřešeny do konce probíhajícího volebního období. Jen tak se podaří již do roku 2030 realizovat několik významných projektů, které položí základ pro masivní rozvoj této technologie očekávaný ve 30. letech.

Příloha 1 - Seznam podrobněji řešených lokalit SZTE (data za rok 2022 dle ERÚ)

SZTE	Dodávka vše	podíly paliv					podíly dodávky					Licence ERÚ rozvody		
		uhlí	plyn	oze	odpad	jiná	CVS	BK	SEK	DPS	DK	PV km	TV km	HV km
1 Brno	3 435 000	0,0	74,2	2,2	23,6	0,0	10,5	34,5	30,1	17,6	7,4	34,1	36,1	136,6
2 České Budějovice	1 580 000	88,0	3,4	0,0	0,0	8,6	40,4	0,0	57,6	0,9	1,1	97,3	44,3	22,9
3 Česká Lípa	370 000	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	13,0	0,0	20,8	65,4	0,8	0,0	19,5	21,9
4 Frýdek-Místek	560 157	47,7	5,7	46,6	0,0	0,0	25,5	0,5	49,0	24,6	0,3	0,0	40,8	26,6
5 Havířov + Karviná	1 900 000	97,7	1,4	0,0	0,0	0,9	21,8	0,0	38,6	39,2	0,4	1,0	91,3	81,0
6 Hradec Králové + Pra	4 072 500	99,5	0,0	0,0	0,0	0,5	26,3	0,0	69,7	3,8	0,2	0,0	172,6	195,4
7 Chomutov	949 911	99,8	0,0	0,2	0,0	0,0	32,7	0,0	66,6	0,4	0,2	0,0	26,9	1,0
8 Jihlava	340 000	0,0	80,9	19,1	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	86,0	10,5	0,0	21,8	0,0
9 Karlovy Vary	1 604 100	97,8	2,2	0,0	0,0	0,0	25,5	2,3	54,9	16,9	0,5	19,1	22,5	71,8
10 Kladno	1 520 000	93,0	3,9	2,9	0,0	0,1	24,8	0,8	65,0	6,5	2,9	0,6	23,8	46,8
11 Kolín	610 000	76,3	4,4	13,4	0,0	5,9	18,7	0,4	53,9	23,6	3,3	24,7	0,3	0,0
12 Liberec	750 000	0,0	26,6	0,0	64,0	9,5	19,6	0,7	36,2	32,8	10,6	27,2	35,3	9,5
13 Mladá Boleslav	1 703 345	69,0	4,1	25,9	0,0	1,0	24,1	0,0	48,9	26,4	0,6	0,0	61,7	48,9
14 Most (+ Litvínov 790	1 597 343	81,7	0,0	18,3	0,0	0,0	31,9	0,0	61,6	6,5	0,0	0,0	62,9	108,5
15 Olomouc	1 725 000	83,3	6,2	3,5	0,0	6,9	5,5	3,2	27,2	58,6	5,5	47,7	15,6	66,6
16 Opava	265 000	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	23,2	10,9	31,1	28,4	6,4	1,0	15,2	1,9
17 Ostrava	4 850 000	84,0	2,7	0,0	0,0	13,2	16,0	0,4	51,6	29,9	2,1	54,0	161,8	129,5
18 Otrokovice	1 600 000	94,0	0,2	4,4	0,0	1,4	0,0	0,0	1,9	98,1	0,0	13,3	3,2	42,7
19 Plzeň	3 400 000	71,3	1,8	18,4	7,2	1,4	19,6	0,1	37,1	42,0	1,2	2,4	73,7	183,2
20 Počičí + Trutnov	1 290 000	72,7	0,1	27,2	0,0	0,0	21,3	0,0	49,0	29,8	0,0	48,0	50,3	51,7
21 Praha	10 500 000	58,4	36,2	0,4	5,0	0,0	40,9	12,1	23,5	9,8	13,7	13,4	151,5	394,4
22 Přešov	865 000	0,0	31,9	0,0	0,0	68,1	9,0	0,0	88,2	0,0	2,9	26,1	27,4	14,8
23 Příbram	796 000	0,0	0,2	99,5	0,0	0,3	24,8	0,0	57,1	18,0	0,2	2,2	12,2	16,9
24 Sokolov, Habartov, E	797 600	97,4	1,0	1,6	0,0	0,0	44,0	0,0	55,6	0,5	0,0	35,5	2,1	12,0
25 Tábor, Sezimovo Úst	728 759	38,7	7,8	51,8	0,0	1,8	0,2	0,9	13,8	79,6	5,5	29,7	24,7	20,6
26 Teplice	690 000	94,3	5,0	0,3	0,0	0,4	27,8	1,1	38,3	31,8	1,0	33,6	20,0	11,1
27 Třebíč	375 000	0,0	1,0	99,0	0,0	0,0	0,0	0,0	80,0	19,0	1,0	0,0	44,3	0,0
28 Třinec	1 800 000	40,6	5,8	0,5	0,0	53,2	0,0	0,0	85,3	10,7	4,0	9,5	3,0	83,2
29 Ústí nad Labem	2 800 000	97,3	1,6	0,4	0,0	0,7	22,9	0,4	62,7	13,5	0,6	112,0	39,9	10,2
30 Zlín	1 400 000	87,1	2,9	10,0	0,0	0,0	2,3	1,7	5,3	90,1	0,6	72,3	25,3	71,3
31 Orlová, Bohumín, D	450 000	55,4	43,2	0,0	0,0	1,4	5,3	3,5	13,4	75,7	2,1	7,0	25,7	43,4
32 Hodonín	427 000	26,2	4,8	68,9	0,0	0,1	1,5	0,2	31,3	63,5	3,5	14,3	10,4	9,7
33 Náchod	425 000	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	21,5	0,0	76,8	1,7	0,0	20,2	4,8	0,0
34 Kadaň	400 000	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,9	0,0	63,1	0,0	0,0	0,4	0,6	3,6
35 Strakonice	400 000	24,7	6,5	68,0	0,0	0,8	8,0	0,0	12,7	79,3	0,0	27,8	37,4	0,0
36 Písek	400 000	67,2	0,0	31,1	0,0	1,7	10,7	0,0	27,4	61,9	0,0	0,2	22,3	21,0
37 Kopřivnice	355 000	7,9	3,0	85,6	0,0	3,5	0,0	0,0	0,9	97,0	2,1	0,0	2,9	15,8
38 Krnov	306 000	45,4	6,9	47,7	0,0	0,0	22,2	0,3	71,9	0,7	4,8	14,0	5,1	2,5
Celkem	58 037 715													

Příloha 2 – Diagramy trvání

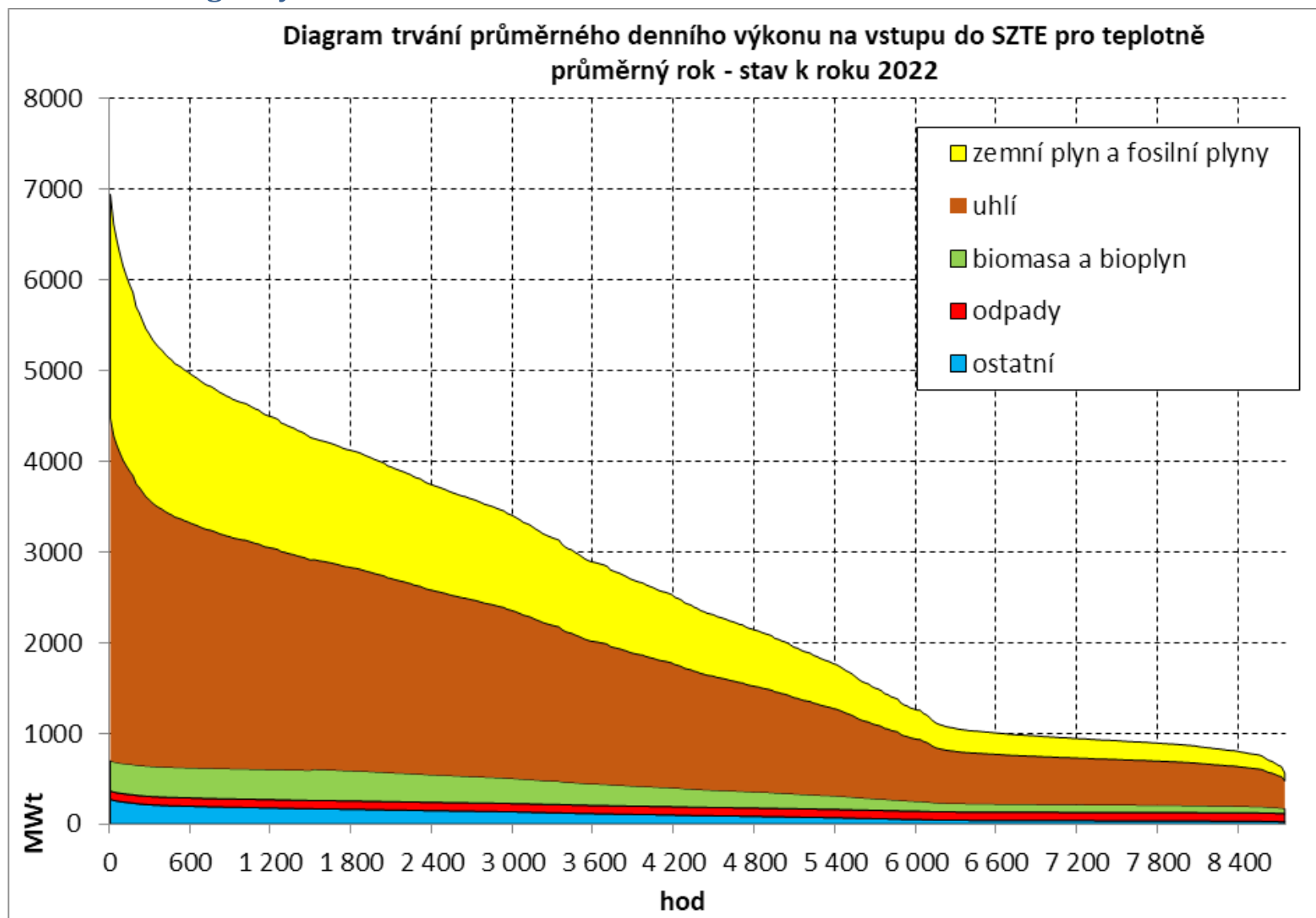


Diagram trvání průměrného denního výkonu na vstupu do SZTE pro teplotně průměrný rok - model roku 2030

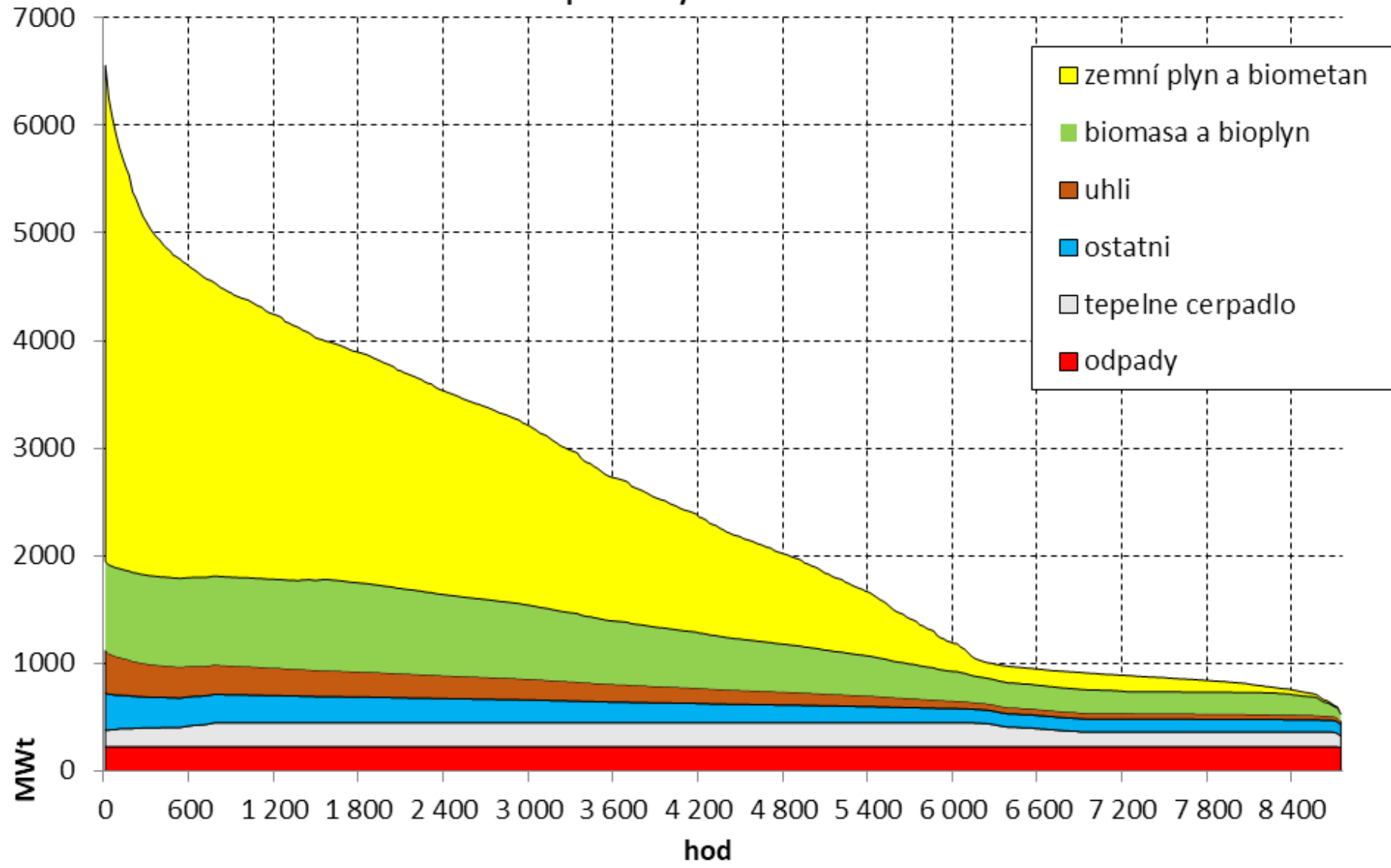


Diagram trvání průměrného denního výkonu na vstupu do SZTE pro teplotně průměrný rok - model roku 2040

