Hlavní město Praha

ZASTUPITELSTVO HLAVNÍHO MĚSTA PRAHY

U S N E S E N Í

Zastupitelstva hlavního města Prahy

číslo 36/4
ze dne 10.9.2026

ke strategii teplárenství hlavního města Prahy

Zastupitelstvo hlavního města Prahy

I. s c h v a l u j e

1. předloženou strategii teplárenství hlavního města Praha ve znění přílohy č. 1 a 2 tohoto usnesení
2. výstupy a doporučení předložené strategie teplárenství hlavního města Prahy ve znění přílohy č. 1 a č. 2 tohoto usnesení

II. u k l á d á

1. Radě HMP
   1. předložit ZHMP výsledky jednání se skupinou vedoucí ke smluvním závazkům hlavních aktérů na území hlavního města Prahy (tj. společnostmi integrovanými pod skupinou ČEZ, a společnostmi integrovanými pod skupinou Veolia), která mají za cíl upravit

(a) integrovaný provoz vč. letního odběru tepla z Energocentra

(b) výstavbu obousměrných výměníkových vazeb

(c) poskytování dat městu

Termín: 30.6.2027

2. vypracovat dodatky strategie, které spočívají ve vypracování

(a) citlivostní analýzy ceny tepla (s ohledem na spotřebu systému, cenu vstupních energetických komodit, účinnosti jednotlivých teplárenských zařízení)

(b) predikce časového plánu úspor budov napojených na síť CZT (renovace, EPC pro městské budovy, snižování teplot), který bude zohledňovat budoucí potřebu tepla pro tyto budovy

(c) průběžného monitoringu cenové dostupnosti jednotlivých zdrojů tepla na území HMP a jeho srovnání s ostatními metropolemi ČR

(d) detailní analýzy s cílem zajištění co nejefektivnější budoucí ceny tepla pro pražské domácnosti a návrhů kroků i možných legislativních kroků s cílem dosažení přijatelné ceny tepla

Termín: 30.9.2027

3. předložit a promítnout strategii teplárenství, doplněnou o detailnější plán vytápění a chlazení podle čl. 25(6) směrnice o energetické účinnosti (EED) do Územní energetické koncepce a zajišťovat jeho soulad s územním plánem HMP

Termín: průběžně

4. každoročně předkládat ZHMP zprávu s ukazateli: cena tepla vs. srovnatelné soustavy v ČR a EU, podíl obnovitelných zdrojů, množství využitého odpadního tepla (TJ), ztráty sítí, počet odpojení a připojení, čerpání veřejných investic

Termín: průběžně

Předkladatel: Rada HMP
Tisk: Z-14217
Provede: Rada HMP
Na vědomí: odborům MHMP

Příloha č. 1 k usnesení Zastupitelstva HMP č. 36/4 ze dne 10. 9. 2026



STRATEGIE TEPLÁRENSTVÍ HLAVNÍHO MĚSTA PRAHY

Rozvoj zdrojů pro teplárenskou síť Prahy

ČVUT

UCEEB

Administrativní údaje

Název:	**Zpracování podkladů pro finalizaci strategického dokumentu Strategie a generel teplárenství na území hl. m. Prahy do roku 2036 v rámci horizontální spolupráce.**
Verze:	1,0
Datum:	06/2026
Autoři:	Ing. Jakub Maščuch, Ph.D. Ing. Daniel Suchna Ing. Jakub Dytrich a kolektiv
Kontaktní osoba:	Ing. Jakub Maščuch, Ph.D e-mail: jakub.mascuch@cvut.cz tel.: +420 723 552 340

Objednatel:
Hlavní město Praha
Mariánské náměstí 2
110 01 Praha 1
IČO: 00064581
www.praha.eu

Zpracovatel:
České vysoké učení technické v Praze
Univerzitní centrum energeticky efektivních budov
Třinecká 1024
273 43 Buštěhrad
IČO: 68407700
www.uceeb.cz

ÚVODNÍ SLOVO ZPRACOVATELE 6

1 MANAŽERSKÉ SHRNUTÍ 8

1.1 VÝCHODISKA NÁVRHU (VÝSTUPY Z ANALYTICKÉ ČÁSTI) 8
1.2 MILNÍKY ÚČINNÉ SOUSTAVY 10
1.3 JEDNOTLIVÉ PILÍŘE 10
1.4 SOUHRNNÉ ZHODNOCENÍ ZVOLENÝCH VARIANT 22
1.5 ORGANIZACE, ODPOVĚDNOST 24
1.6 FINANCOVÁNÍ, CENOVÁ HLADINA A HARMONOGRAM 24
1.7 VÝHLED PO ROCE 2036 26

2 VÝCHOZÍ PODMÍNKY Z ANALÝZY 28

2.1 BUDOUCÍ VÝVOJ POPTÁVKY PO TEPLE – AKTUALIZACE 28
2.2 METODIKA STANOVENÍ POTŘEBY TEPLA A NÁVRHOVÉHO VÝKONU 30
2.2.1 PŘEPOČET POTŘEBY TEPLA NA DLOUHODOBÝ NORMÁL 30
2.2.2 ROČNÍ DIAGRAM TRVÁNÍ POTŘEBY TEPLA 31
2.2.3 KONTROLA INSTALOVANÉHO VÝKONU NA VÝPOČETNÍ TEPLOTU 32
2.3 POROVNÁVACÍ KRITÉRIA 34
2.3.1 ÚČINNÁ SOUSTAVA ZÁSOBOVÁNÍ TEPLEM 34
2.3.2 ENVIRONMENTÁLNÍ HODNOCENÍ 39
2.3.3 CENA TEPLA 41
2.4 PŘEHLED VÝZNAMNÝCH ZDROJŮ TEPLA 53
2.4.1 TRANSFORMACE ELEKTRÁRNY MĚLNÍK 56
2.4.2 DALŠÍ PODPŮRNÉ ZDROJE ENERGIE V PRAZE 56
2.4.3 STRATEGICKÝ RÁMEC – INICIATIVA JASPERS 57
2.4.4 ZÁKLADNÍ OBSAH METODIKY JASPERS 58
2.4.5 METODIKA V KONTEXTU STRATEGIE TEPLÁRENSTVÍ HL. M. PRAHY 59

3 PILÍŘE ROZVOJE ZDROJŮ 70

3.1 SOUHRN PILÍŘŮ NÁVRHOVÉ ČÁSTI 70
3.1.1 VAZBA MEZI PILÍŘI 71
3.2 PILÍŘ 1 – ENERGOCENTRUM 71
3.2.1 UVAŽOVANÉ PŘIPOJITELNÉ LOKALITY 72
3.2.2 TECHNOLOGICKÁ KONCEPCE ENERGOCENTRA 76
3.2.3 VARIANTA 0 80
3.2.4 VARIANTA 1 – ENERGOCENTRUM PRO PRAVOU VĚTEV 88
3.2.5 VARIANTA 2 – ENERGOCENTRUM PRO CELÉ ŘEŠENÉ ÚZEMÍ 99
3.2.6 SHRNUTÍ VARIANT PILÍŘE 1 109
3.3 PILÍŘ 2 – BLOKOVÉ KOTELNY 113
3.3.1 TECHNICKÁ, PROVOZNÍ A LEGISLATIVNÍ OMEZENÍ V LOKALITĚ 116
3.3.2 VARIANTA 0 124
3.3.3 VARIANTA 1 – KVET 131
3.3.4 VARIANTA 2 – OZE + KVET 141
3.3.5 SHRNUTÍ VARIANT PILÍŘE 2 150

3.4 PILÍŘ 3 – PRAVÝ BŘEH 155
3.4.1 VARIANTA 0 – ZEVO + PPC1 158
3.4.2 VARIANTA 1 – ZEVO + PPC1 + PPC3 + PK 165
3.4.3 VARIANTA 2 – ZEVO + PPC1 + PPC3 + PK + EGC 172
3.4.4 INTEGROVANÝ PROVOZ SOUSTAV PRAVÉHO A LEVÉHO BŘEHU VLTAVY 181
3.4.5 SHRNUTÍ VARIANT PILÍŘE 3 188
3.5 PILÍŘ 4 – ROZVOJOVÉ LOKALITY 195
3.5.1 LOKALITY VHODNÉ PRO NAPOJENÍ DO SOUSTAVY PRAŽSKÉ TEPLÁRENSKÉ 199
3.5.2 LOKALITY VHODNÉ PRO NAPOJENÍ DO ZEVO MALEŠICE A PT 200
3.5.3 LOKALITY VHODNÉ PRO SAMOSTATNÉ ŘEŠENÍ + VEPA 201
3.5.4 LOKALITY VHODNÉ PRO SAMOSTATNÉ ŘEŠENÍ + PT 202
3.5.5 SPECIFICKÉ LOKALITY 203
3.5.6 SHRNUTÍ PILÍŘE 4 204
3.6 PILÍŘ 5 – CHLAD 208
3.6.1 VARIANTA 0 – SPLITY 213
3.6.2 VARIANTA 1 – CHILLERY 218
3.6.3 VARIANTA 2 – CZCH 223
3.6.4 VARIANTA 3 – TČ + CZT 230
3.6.5 POROVNÁNÍ VARIANT / MODELOVÝCH VARIANT 234
3.7 POPIS ZVOLENÉ VARIANTY 245
3.7.1 DOPADY ZVOLENÝCH VARIANT NA DISTRIBUČNÍ SOUSTAVU ELEKTŘINY 245
3.7.2 PILÍŘ 1 – ENERGOCENTRUM 247
3.7.3 PILÍŘ 2 – BLOKOVÉ KOTELNY 262
3.7.4 PILÍŘ 3 – PRAVÝ BŘEH 268
3.7.5 PILÍŘ 4 – ROZVOJOVÉ LOKALITY 273
3.7.6 PILÍŘ 5 – CHLAD 277

4 ORGANIZACE VZTAHŮ V RÁMCI STRATEGIE 285

4.1 ZAINTERESOVANÉ SUBJEKTY 285
4.1.1 PRAŽSKÁ PLYNÁRENSKÁ, A.S. 285
4.1.2 PRAŽSKÁ VODOHOSPODÁŘSKÁ SPOLEČNOST, A.S. 285
4.1.3 PRAŽSKÉ SLUŽBY, A.S. 285
4.2 ZÁVAZNOST STRATEGIE A ZAJIŠTĚNÍ JEJÍ REALIZACE 286
4.3 ZAJIŠTĚNÍ NAPLŇOVÁNÍ STRATEGIE 286
4.4 ODPOVĚDNOST ZA REALIZACI STRATEGIE 287
4.5 REALIZACE STRATEGIE – MOŽNOSTI ŘEŠENÍ 288
4.5.1 OBECNĚ 288
4.5.2 ROLE DALŠÍCH ZAINTERESOVANÝCH SUBJEKTŮ (BEZ MAJETKOVÉ ÚČASTI HMP) 288
4.5.3 POTENCIÁL VYTVOŘENÍ JOINT-VENTURE A JEHO MAJETKOVÁ STRUKTURA 289
4.5.4 FINANCOVÁNÍ REALIZACE STRATEGIE 290

5 POKRAČOVÁNÍ PO ROCE 2036 292

5.1 PILÍŘ 1 – ENERGOCENTRUM 293
5.2 PILÍŘ 2 – BLOKOVÉ KOTELNY 294
5.3 PILÍŘ 3 – PRAVÝ BŘEH 295

5.4 PILÍŘ 4 – ROZVOJOVÉ LOKALITY 296
5.5 PILÍŘ 5 – CHLAD 297

6 ANALÝZA RIZIK 298

7 BIBLIOGRAFIE 303

SEZNAM POUŽITÝCH ZKRATEK 306

SEZNAM TABULEK, GRAFŮ A OBRÁZKŮ 308

ÚVODNÍ SLOVO ZPRACOVATELE



Ing. Jakub Maščuch, Ph.D., je konzultantem a poradcem prezidenta Petra Pavla pro energetiku, působí na ČVUT v Praze. Svou odbornou kariéru zasvětil oblasti decentralizované energetiky a využití obnovitelných zdrojů energie.

Akademické vzdělání získal na Fakultě strojní Českého vysokého učení technického v Praze, kde také absolvoval doktorské studium zaměřené na decentralizovanou energetiku.

Ve svém výzkumném týmu na ČVUT UCEEB vedl vývoj a dovedl jej až k malosériové výrobě mikroelektrárny WAVE – zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla z biomasy. Tento projekt byl v roce 2015 oceněn prestižní cenou E.ON Energy Globe Award. V rámci společného projektu redakcí CzechCrunch a Hospodářských novin byl zařazen mezi Innovators 20 – dvacet nejvýznamnějších tuzemských inovátorů roku 2020. V roce 2022 mu byla udělena medaile prof. Vladimíra Lista za zásluhy o rozvoj české energetiky.

V současnosti se soustřeďuje zejména na poradenství v oblasti strategií v energetice a posilování spolupráce soukromých společností s ČVUT UCEEB v oblasti smluvního výzkumu.

Vážený čtenáři,

tato kapitola vzniká mezi posledními a myslím si, že má obsahovat kromě důležitých informací o jejím kontextu i lidskou stránku, bez které by význam celé práce nebyl zdaleka úplný.

Tento dokument je určitou syntézou snů, vizí, snažení, konání, a ano, i konfliktů velkého počtu lidí a společností. Příprava konkrétních projektů jednotlivých aktérů, změny okrajových podmínek, ano, i krize. To jsou vše ingredience, ze kterých je možné sestavit smysluplné vize, které je pak možné přetavit do strategie a následně při investování patřičné pozornosti a energie i do reality.

Mým zásadním vnitřním motivem, když jsem úlohu vést práci na strategii přijímal, bylo předložit něco reálného a proveditelného. Nejen dokument, ten je pouze limitovaným zachycením procesu. Chtěl jsem se vyhnout teoretickému přístupu ideálních řešení bez zohlednění obchodních, technických, ekonomických i provozních reálií na straně jedné, ale i mechanické extrapolaci existujících úvah, projektů a statu quo v sektoru na straně druhé. Proces tvorby strategie pak musel být udržením rovnováhy mezi těmito extrémy. Ukáže až čas a realita, v jaké míře se to povedlo.

Už si nevzpomínám na autora nejdůležitější myšlenky, kterou se snad podařilo zachytit v DNA tohoto dokumentu, která zní: „Strategie se nepíše, strategie se žije." Smysluplná vize musí být provokativní, dostatečně ambiciózní, řešit významný problém. Aby mohla být realizována, z ní derivovaná strategie musí být v těsném kontaktu s realitou, vědoma si technických, ekonomických a legislativních mantinelů, u kterých lze předpokládat, že v době jejího naplňování budou v platnosti.

Legislativní a ekonomická realita teplárenství v ČR je pro úspěšnou realizaci předkládaných variant a opatření nejdůležitějším rámováním. I když i v této oblasti proběhnou významné změny, které vyplývají z už dnes platných směrnic a nařízení EU, podstata systému zůstane nezměněna. Tomu odpovídá strukturování dokumentu do pilířů, přístup k ekonomickému hodnocení variant i k úvahám o uspořádání vztahů v projektu.

Není možné na tomto místě poděkovat všem, kteří zpracování a směřování práce ovlivnili. Dovolím si uvést jen ty, kteří měli na proces a její konečnou podobu vliv největší.

Poděkování patří zejména Mgr. Janu Chabrovi, předsedovi výboru pro energetiku MHMP. Pamatuji si první kontaktní jednání na téma zpracování strategického dokumentu pro teplárenství. Překvapil mě schopností jasně definovat cíle celého procesu a dále pak v průběhu celých dvou let práce schopností nechat otevřené všechny možnosti řešení. Aktivně řešil výzvy, které přicházely.

Není možné vynechat Ing. Petra Švece, předsedu představenstva společnosti Kolektory Praha, a.s. Byl mi průvodcem a organizátorem řady schůzek, které měly významný vliv na celkové ukotvení práce.

Poděkovat je nutné ředitelům všech městských společností a aktérům v teplárenství na různých úrovních, se kterými bylo nutné vést velké množství pracovních jednání. S vděkem jsem přijal jejich vstřícnost, aktivitu a otevřenost i v situacích, kdy stáli na hranách obchodních tajemství a nutnosti hájit zájmy svých společností.

1 MANAŽERSKÉ SHRNUTÍ

Pražské teplárenství stojí před přechodem od uhelné a převážně plynové výroby tepla k nízkoemisním a obnovitelným zdrojům. Návrhová část Strategie tento přechod rozpracovává do pěti pilířů. Pro každý z nich je uvedena doporučená varianta, její odůvodnění a základní finanční ukazatele – orientační investiční náklady a modelové ceny tepla.

EVROPSKÁ LEGISLATIVA

Fit for 55, RED III, EPBD, EED tlačí na dekarbonizaci, využití OZE, odpadního tepla a KVET. Vzniká tlak na teplárny a roste riziko odpojování odběratelů.

KONKURENCESCHOPNOST CZT

Správná transformace zdrojové základny je podmínkou dlouhodobé konkurenceschopnosti CZT.

ROZVOJ NOVÝCH LOKALIT

Bubny-Zátory, P1, P2 aj. vytvářejí příležitost pro rozvoj a efektivnější využití CZT.

EU ETS 2

Významně ovlivní ekonomiku decentrální výroby tepla z fosilních paliv.

KLÍČOVÉ POŽADAVKY

1. Ukončení využívání fosilních paliv v teplárenství po roce **2040**.
2. Vyšší podíl **OZE**, odpadního tepla a vysokoúčinné **KVET**.
3. Splnění požadavků **SECAP** a dalších strategických dokumentů HMP.
4. Zachování konkurenceschopnosti vůči individuálním zdrojům vytápění.

1.1 Východiska návrhu (výstupy z analytické části)

Legislativa a strategický rámec vynucují postupnou proměnu pražského teplárenství, kde musí být zajištěn významný podíl OZE (obnovitelných zdrojů energií), odpadního tepla a vysokoúčinné KVET (kombinované výroby elektřiny a tepla) při postupném omezení využívání fosilních paliv.

LEVOBŘEŽNÍ SOUSTAVA

Tvořena převážně lokálními plynovými zdroji s omezenou možností dalšího rozvoje bez nových zdrojů energie.

ROZVOJOVÉ LOKALITY

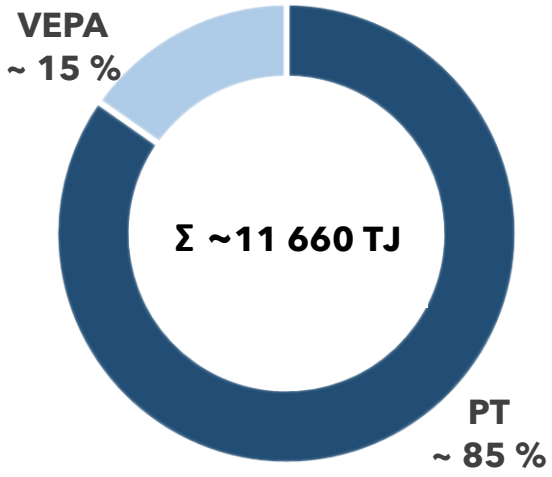
Významný potenciál pro rozvoj soustav CZT a zlepšení jejich ekonomiky.

PRAVOBŘEŽNÍ SOUSTAVA

Dominantně založena na dodávkách tepla z Energotrans Mělník, hlavní páteř pražského teplárenství.

Pražské teplárenství tvoří dvě samostatné, **vzájemně nepropojené soustavy**. Soustava Pražské teplárenské na pravém břehu Vltavy má po přepočtu na dlouhodobý normál roční potřebu tepla přibližně **9 880 TJ** (dodávka zákazníkům cca 8 400 TJ) a délku sítě přibližně **550 km**; dnes je kryta zejména dodávkou z uhelných zdrojů v Mělníku, doplněnou ze ZEVO Malešice. Lokální soustavy společnosti Veolia Energie Praha na levém břehu mají souhrnnou roční potřebu tepla přibližně **1 780 TJ** a délku sítí přibližně **111 km** a jsou založeny převážně na zemním plynu.

Graf 1: Roční potřeba tepla CZT



Splnění podmínek účinné soustavy

Environmentální kritérium

Ekonomické kritérium

Varianty pilířů jsou porovnávány podle **tří kritérií**: splnění podmínek účinné soustavy, environmentální a ekonomické kritérium. **Účinná soustava** zásobování teplem se posuzuje podílovým přístupem, tedy podle podílu obnovitelných zdrojů, odpadního tepla a vysoce účinné KVET na celkové výrobě tepla. **Environmentální kritérium** vyjadřuje modelová bilance emisí CO_2 (u tepelných čerpadel včetně nepřímých emisí ze spotřeby elektřiny). **Ekonomické kritérium** představuje modelová cena tepla sloužící pro porovnání variant, nikoli jako závazná cena.

Pro výpočet modelové ceny tepla jsou použity jednotné referenční cenové předpoklady **rozdělené do 3 hladin** (nízká / referenční / vysoká). Jednotlivé úrovně jsou prezentovány v následující tabulce (Tabulka 1). Investice jsou do ceny tepla promítány anuitně při **diskontní míře** (WACC) **5 %**, s dobou hodnocení **25 let** u velkých energetických celků a **15 let** u lokálních malých zdrojů tepla.

Tabulka 1: Jednotlivé hladiny pro vybrané komodity

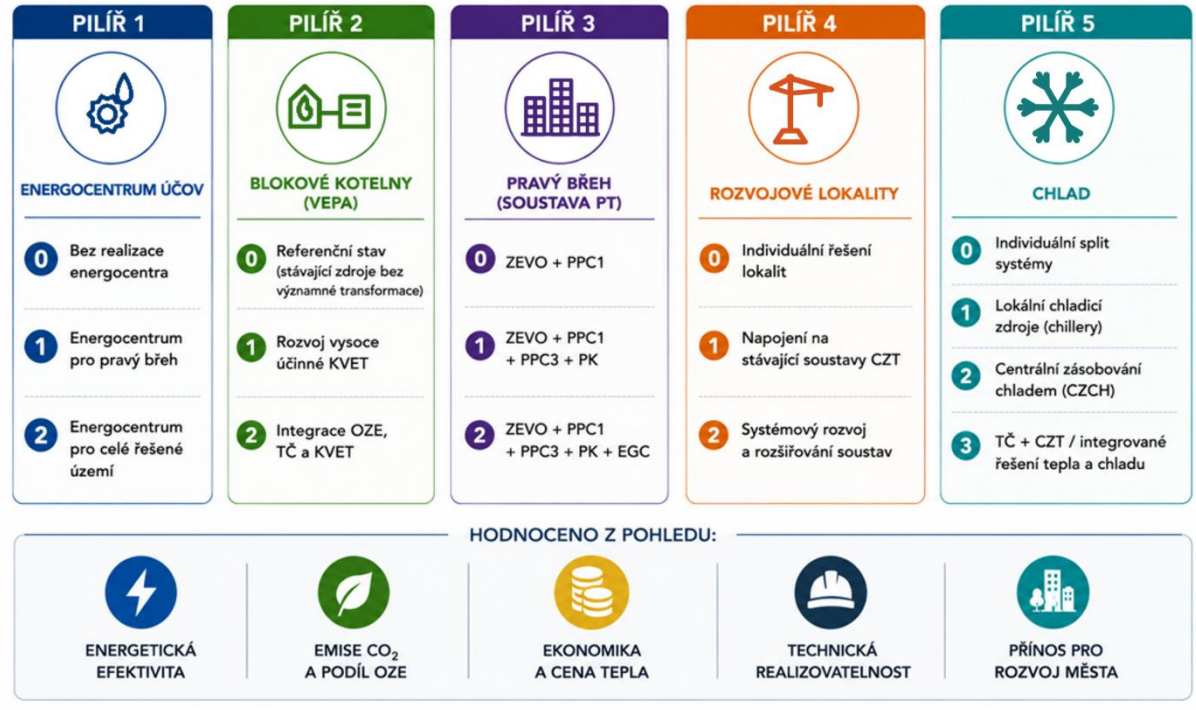
Cenová úroveň	Nízká	Referenční	Vysoká	Jednotka
Zemní plyn – komodita	25	45	60	EUR/MWh
	625	1 125	1 500	Kč/MWh
Elektřina – silová elektřina	70	90	135	EUR/MWh
	1 750	2 250	3 375	Kč/MWh
Emisní povolenka ETS 1	70	100	160	EUR/t CO_2
	1 750	2 500	4 000	Kč/t CO_2
Emisní povolenka ETS 2	55	100	120	EUR/t CO_2
	1 375	2 500	3 000	Kč/t CO_2

1.2 Milníky účinné soustavy

Požadavky na účinnou soustavu zásobování teplem se v čase zpřísňují. **Od konce roku 2027** musí pro status účinné soustavy dojít k přechodu na využívání, alespoň 50 % energie z odpadního tepla, OZE, nebo jejich kombinací. Alternativou je využívání vysoce účinné KVET se zastoupením alespoň 80 % (případně 50 % při zapojení 5 % OZE). **Po roce 2034** nebude moci status využívat soustava postavena z KVET bez dodatku alespoň 35 % OZE. **Od začátku roku 2040** dojde ke zpřísnění i v oblasti OZE a odpadního tepla, kdy bude nutné jejich zastoupení v soustavách, alespoň 75 % (s výjimkou soustav s 95 % KVET, kde bude stačit 35 % OZE / odpadního tepla). **Od roku 2045** nebude možné využívat KVET soustavy pro získání statusu a s **rokem 2050** bude nutné přejít plně na OZE / odpadní teplo.

1.3 Jednotlivé pilíře

Strategie je postavena na vzájemně provázaných pilířích, které tvoří **transformační rámec**, nikoliv soubor navzájem se vylučujících variant. U pilířů 1, 2, 3, 4 byly posouzeny varianty rozvoje podle tří hledisek – splnění požadavků na účinnou soustavu zásobování teplem, dopadu na emise CO_2 a modelové ceny tepla – a byla doporučena nejvhodnější varianta. Pilíř 5 pak má vlastní hodnocení, neboť se **nejedná** o systém zásobování teplem, a tudíž není cílem vyhovovat podmínkám účinné soustavy.

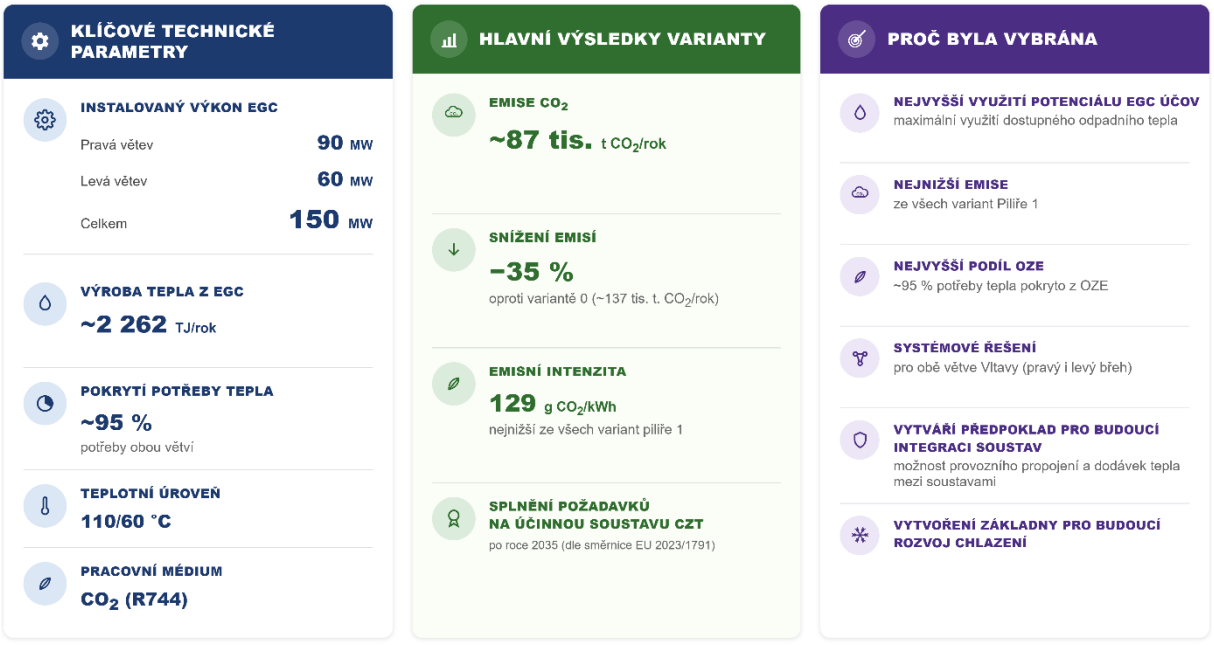


Pilíř 1 – Energocentrum ÚČOV

Pilíř 1 řeší nový zdroj tepla v areálu **Ústřední čistírny odpadních vod** (ÚČOV), který prostřednictvím velkokapacitních tepelných čerpadel využívá teplo obsažené ve vyčištěných odpadních vodách. Tento zdroj je k dispozici po celý rok a má stabilní teplotu (přibližně 15 až 21 °C), což z něj činí **dobře předvídatelný** nízkopotenciální zdroj. Celkový potenciální tepelný výkon tepelných čerpadel je uvažován **až** na úrovni **180 MW**, a to v modulárním uspořádání (například 6× 30 MW), které umožňuje postupnou výstavbu podle skutečně připojovaného odběru.

Jako pracovní médium je doporučeno přírodní chladivo CO_2 (R744), které umožňuje dosahovat teplot topné vody i přes 100 °C, je netoxické, nehořlavé a není zatíženo regulatorními riziky fluorovaných látek. Pro variantní hodnocení je uvažován roční topný faktor **COP = 2,7**. Tato hodnota splňuje minimální požadavky kladené evropskými legislativními předpisy pro uznávání tepla z tepelných čerpadel jako tepla z OZE. Cílové elektrické připojení může dosáhnout příkonu až 100 MW při obsazení všech šesti uvažovaných pozic tepelnými čerpadly a vyžaduje hladinu 110 kV; připojení na hladině 22 kV je možné pouze jako přechodné řešení pro první bloky tepelných čerpadel.

Uvažované území je rozděleno na dvě větve. **Levá větev** zahrnuje stávající soustavy Juliska a Veleslavín a navazující oblasti Bubeneč – Letná – Hradčany. **Pravá větev** zahrnuje rozvojovou oblast Bubny-Zátory a vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2. Celkový potenciál obou větví je přibližně 2 366 TJ/rok.



Tabulka 2: Uvažované lokality a jejich potřeba tepla

Větev	Lokalita	Potřeba tepla (TJ/rok)
Levá	Juliska a Veleslavín	750
	Pražský hrad	50
	Bubeneč a Hradčany	30
	Hradčanská a Letná	54
	celkem (vč. ztrát cca 5 %)	934
Pravá	Bubny-Zátory	360
	vnitřní část Prahy 1 a 2	1 000
	celkem (vč. ztrát cca 5 %)	1 432
Celkový potenciál obou větví		**2 366**

INVESTIČNÍ STRUKTURA EGC A TEPELNÉ INFRASTRUKTURY

TEPELNÉ ZDROJE

Energocentrum stavební objekty, část připojení VVN, provozní soubory, výkon EGC 150 MW	8 240 741	tis. Kč
THOL4 doinstalovaný tepelný výkon až 47,5 MW	101 650	tis. Kč
Σ Celkem	8 342 391	tis. Kč

INFRASTRUKTURA – PRAVÁ VĚTEV

1 **Vyvedení tepla z ÚČOV** vedení od ÚČOV až po Senovážné náměstí, dimenze DN 700 a DN 500	1 093 054	tis. Kč
2 **Přivedení tepla k VS Těšnov** teplovod z PT – od Rohanského nábřeží k VS Těšnov	255 000	tis. Kč
3 **Výměníkové stanice** oboustranné VS v ulici Železničářů, Jateční a v oblasti Těšnova, celkový předávací výkon až cca 100 MW (podle varianty předávacího výkonu)	600 000	tis. Kč
4 **Zasíťování Bubny-Zátory** teplovodní rozvody, předávací stanice, ostatní nespecifikované náklady	502 900	tis. Kč
5 **Zasíťování P1/P2** teplovodní rozvody, předávací stanice, stavební úpravy, ostatní nespecifikované náklady	1 284 000	tis. Kč
6 **Kolektor** kolektor související s páteřním vedením teplovodů, ostatní nespecifikované náklady	1 765 500	tis. Kč
7 **VRN + VON, PIČ** vedlejší a ostatní náklady, projektová a inženýrská činnost	896 258	tis. Kč
Σ Celkem	6 396 712	tis. Kč

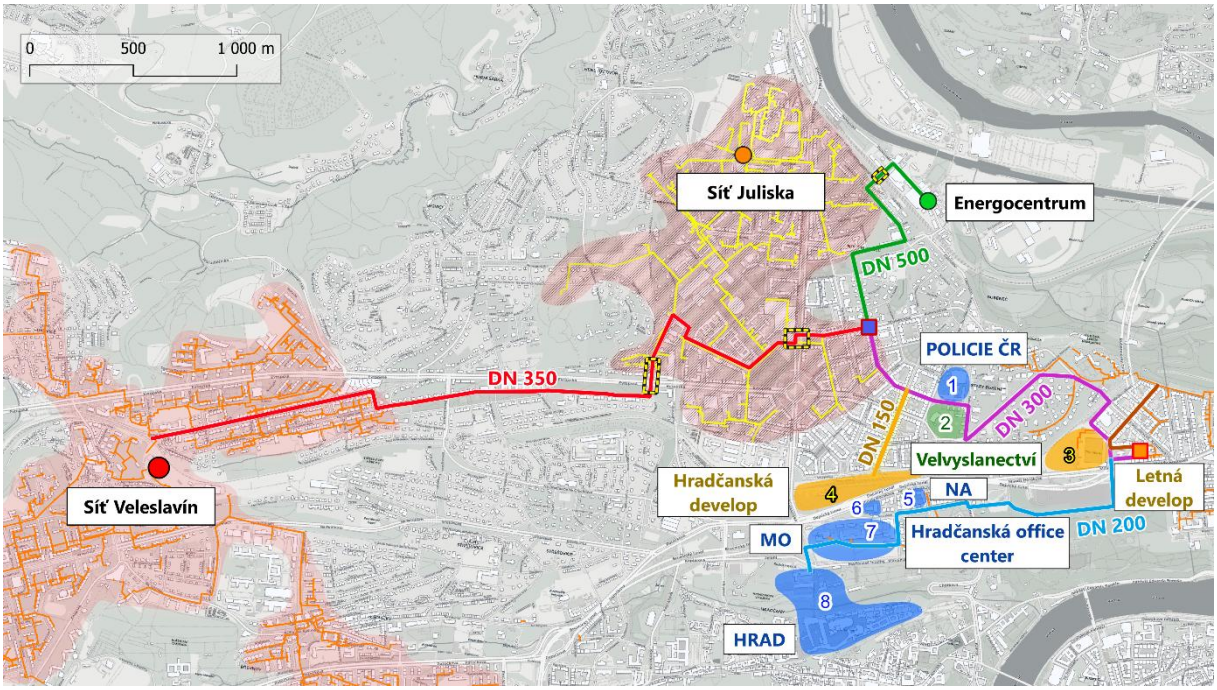
INFRASTRUKTURA – LEVÁ VĚTEV

1 **Vyvedení tepla z ÚČOV** teplovod do jednotlivých lokalit, přeložky	1 104 900	tis. Kč
2 **VS Letná** nová výměníková stanice Letná, uvažovaný předávací výkon cca 5 MW	17 500	tis. Kč
3 **VS Charlerse de Gaulla** úprava výměníkové stanice Charlese de Gaulla pro napojení na levou větev	35 000	tis. Kč
4 **Průchod pod železnicí** průchod pod železniční tratí v oblasti ulic Papírenská / Ve Struhách	61 000	tis. Kč
5 **Průchody pod významnými komunikacemi** průchody pod ulicemi Jugoslávských partyzánů a Evropská	80 000	tis. Kč
6 **Rekonstrukce sítě Juliska** rekonstrukce stávající části parní sítě Juliska na teplovodní soustavu	900 000	tis. Kč
7 **Zasíťování lokalit Hradčanská a Letná** teplovodní rozvody a napojení uvažovaných rozvojových lokalit Hradčanská a Letná	165 000	tis. Kč
8 **VRN + VON, PIČ** vedlejší a ostatní náklady, projektová a inženýrská činnost	405 617	tis. Kč
Σ Celkem	2 769 017	tis. Kč

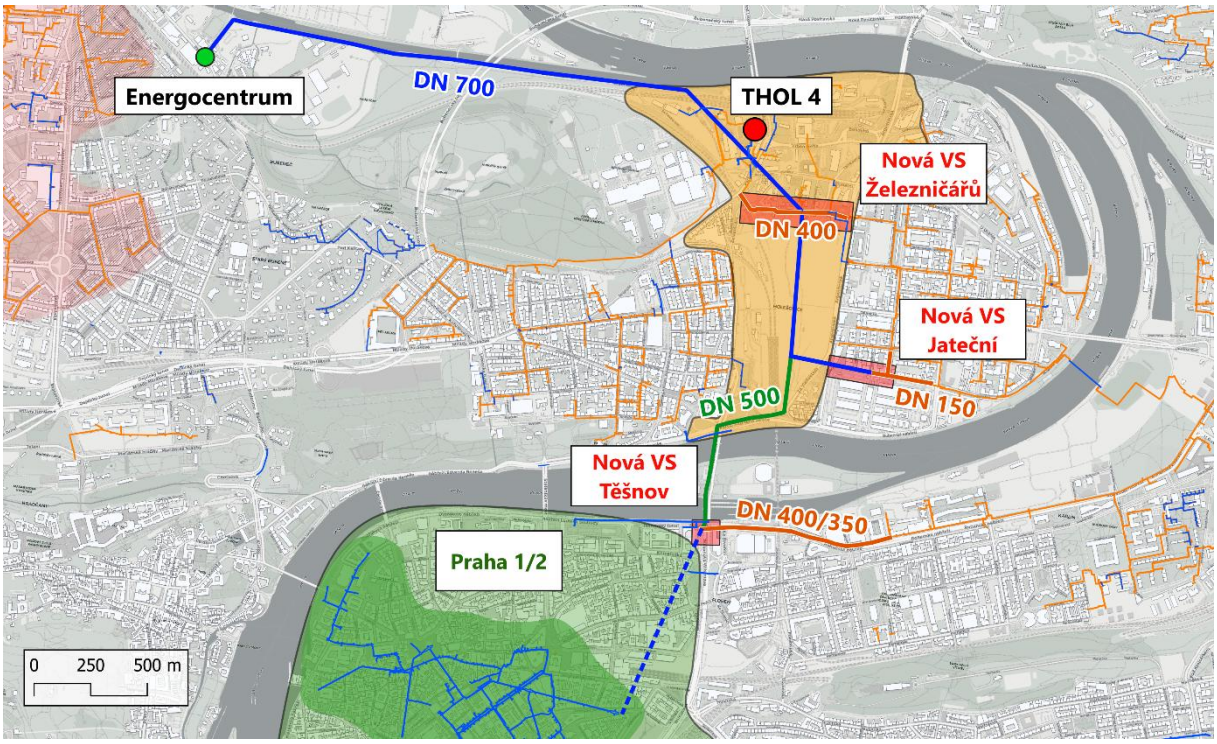
CELKOVÉ INVESTICE | **17 508 120** tis. Kč bez DPH

Pozn.: cenová úroveň 2026
Další možné investice do širšího posílení distribuční soustavy, zejména přivedení hladiny 110 kV do lokality a případná výstavba nové transformovny Podbaba, mohou podle dostupných informací distributora dosahovat přibližně 1,0 až 1,5 mld. Kč. Tyto investice jsou v této fázi chápány jako očekávané investice distributora elektrické energie a nejsou zahrnuty do celkového investičního rámce varianty 2.

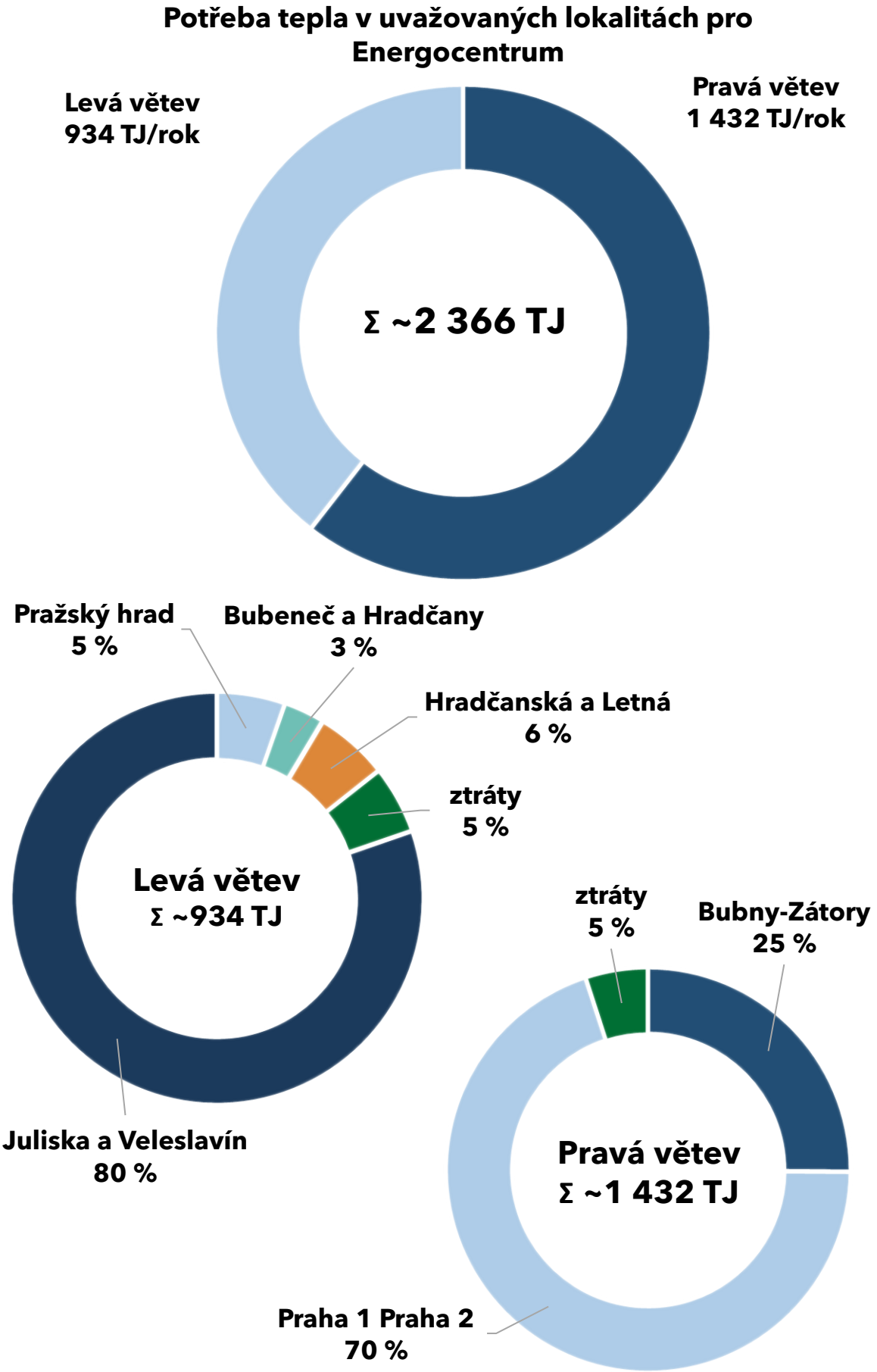
Obrázek 1: Levá větev uvažovaného Energocentra



Obrázek 2: Pravá větev uvažovaného Energocentra



Graf 2: Vizualizace potřeby tepla v uvažovaných lokalitách pro Energocentrum



Byly posouzeny tři varianty: varianta 0 (**bez Energocentra**), varianta 1 (**Energocentrum pouze pro pravou větev**, výkon 90 MW, investice přibližně 12,8 mld. Kč) a varianta 2 (**Energocentrum pro obě větve**, výkon 150 MW, investice přibližně 17,5 mld. Kč).

Doporučena je varianta 2, která vytváří ucelenou novou soustavu s dominantním podílem obnovitelného zdroje. Energocentrum modelově pokrývá přibližně 2 262 TJ/rok, tedy zhruba **95 % roční potřeby tepla** řešeného území, přičemž podíl obnovitelné energie dosahuje přibližně 95 %. Zbytek zajišťují špičkové a záložní zdroje (zejména zdroj Veleslavín a vazby na soustavu Pražské teplárenské). Oproti variantě 0 **klesají celkové emise CO_2 přibližně o 37 %** (z cca 137 tis. na cca 87 tis. tun CO_2 ročně). Modelová cena tepla zůstává srovnatelná s referenčním stavem: ve variantě 2 přibližně **1 163 Kč/GJ** oproti přibližně 1 301 Kč/GJ ve variantě 0. Ve výpočtu je u investičních variant uvažována možná investiční podpora až 30 % uznatelných nákladů.

Realizace je nutně etapová a vychází z provázanosti zdroje a sítě. Nejrychleji realizovatelná je levá větev (napojení Juliska–Veleslavín jako první stabilní odběr), zatímco pravá větev je technicky náročnější a podmíněná kolektorovou infrastrukturou a kapacitou trasy přes Hlávkův most. **Příprava připojení** na hladině 110 kV **musí být zahájena souběžně** s prvními etapami.

Levá větev se rozvíjí postupně od propojení Charlese de Gaulla – Letná, přes propojení Veleslavín–Juliska a první vyvedení výkonu z Energocentra, až po dokončení konverze parní sítě Juliska a rozšíření na Hradčany; **cílový výkon Energocentra pro levou větev je přibližně 60 MW**. Pravá větev začíná výměníkovými stanicemi napojenými na soustavu Pražské teplárenské (Těšnov, Železničářů, Jateční) pro zásobování oblasti Bubny-Zátory a vrcholí páteřním propojením z Energocentra přes Hlávkův most do vnitřní části města (dimenze 2× DN 700 a 2× DN 500); **cílový výkon pro pravou větev je nejméně 90 MW**. Špičkování a zálohu zajišťuje na levé větvi zdroj Veleslavín a na pravé větvi zdroj THOL4 spolu s vazbami na soustavu Pražské teplárenské.

Tabulka 3: Shrnutí Pilíře 1

Pilíř 1 – varianta 2	**Hodnota**
Roční potřeba tepla řešeného území	2 366 TJ/rok
Výroba tepla z Energocentra	cca 2 262 TJ/rok (cca 95 %)
Podíl OZE	cca 95 %
Emise CO_2 (celkové)	cca 87 tis. t/rok (−37 % vs. var. 0)
Orientační investice	cca 17,5 mld. Kč bez DPH
Modelová cena tepla (referenční)	cca 1 163 Kč/GJ bez DPH

Pilíř 2 – Blokové kotelny

Pilíř 2 se zaměřuje na soubor **22 blokových kotelen** společnosti Veolia Energie Praha mimo soustavy Juliska a Veleslavín. Jde o vzájemně nepropojené plynové soustavy s celkovým instalovaným tepelným výkonem přibližně 298 MW a souhrnnou roční výrobou tepla přibližně 1 020 TJ. Posouzení probíhalo jak v globálním pohledu (soubor jako celek), tak v lokálním pohledu (jednotlivé kotelny).

Byly hodnoceny tři varianty: varianta 0 (**stávající stav**), varianta 1 (**rozšíření vysoce účinné KVET**, investice přibližně 0,41 mld. Kč) a varianta 2 (**rozšíření KVET v kombinaci s tepelnými čerpadly**, investice přibližně 0,75 mld. Kč). Stávající stav pokrývá z KVET pouze přibližně 13 až 15 % výroby tepla, samotné rozšíření o KVET (varianta 1) přibližně 25 až 30 %.

V souhrnné bilanci dosahuje varianta 2 podíl KVET a OZE přibližně 44 až 49 % (z toho přibližně 19 % připadá na tepelná čerpadla), čímž se soustava přibližuje hranici 50 % rozhodující pro období do roku 2035. Celkové emise CO_2 klesají na přibližně 71 až 74 tis. tun ročně. Modelová cena tepla ve variantě 2 činí přibližně **1 316 až 1 682 Kč/GJ**, což je srovnatelné s ostatními variantami.

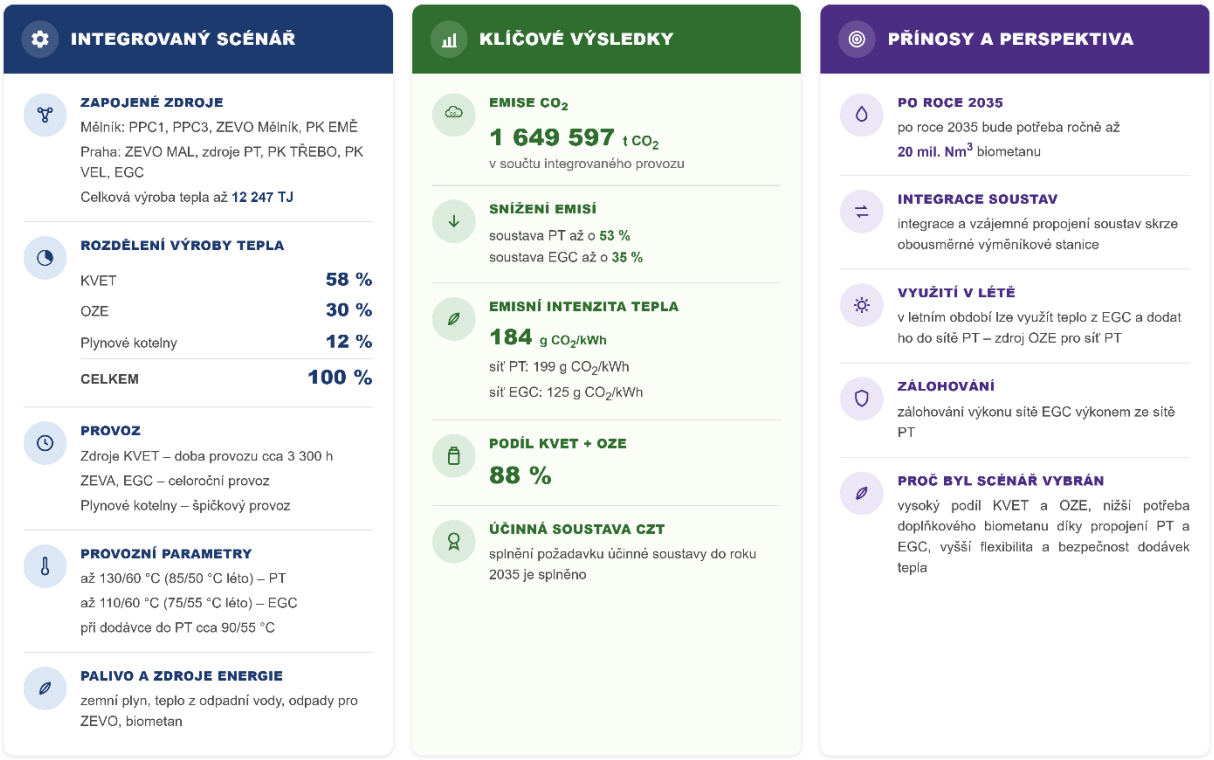
Doporučena je varianta 2. Celkové emise CO_2 klesají na přibližně 71 až 74 tis. tun ročně. Modelová cena tepla ve variantě 2 činí přibližně **1 316 až 1 682 Kč/GJ.**

Klíčovým omezením je, že blokové kotelny **nelze hodnotit jako jednu lokalitu** – každou soustavu je nutné posuzovat samostatně a část kotelen bude pro splnění požadavků vyžadovat další optimalizaci. Pro období po roce 2035, kdy je nutný souhrnný podíl KVET a OZE alespoň 80 % (z toho nejméně 35 % z OZE), se předpokládá doplnění obnovitelného paliva; modelově je uvažováno **využití biometanu** v rozsahu přibližně 111 GWh (cca 11,7 mil. Nm^3), čímž by souhrnný podíl KVET, OZE a biometanu dosáhl přibližně 80 %. Strategie počítá s rozvojem projektu na výrobu biometanu v areálu ÚČOV o kapacitě až 12 mil. Nm^3/rok.



Pilíř 3 – Pravý břeh (soustava Pražské teplárenské)

Pilíř 3 řeší **transformaci zdrojové základny** soustavy Pražské teplárenské po odklonu od výroby tepla z uhlí v lokalitě Mělník. Všechny varianty vycházejí ze stejné roční potřeby výroby tepla přibližně 9 880 TJ (2 745 GWh). Klíčové nové zdroje v Mělníku jsou zařízení na **energetické využití odpadu** (ZEVO Mělník), paroplynové zdroje **PPC1** (tepelný výkon do Prahy cca 162 MW) a **PPC3** (rozsah cca 30 až 300 MW) a nová **plynová kotelna** (142,5 MW).



Tabulka 4: Zdroje pro soustavu pravého břehu

Zdroj v lokalitě Mělník	Palivo	Tepelný výkon	Realizace
PPC1 (paroplynový zdroj)	zemní plyn	do cca 162 MW do Prahy	potvrzena (2029–2030)
PPC3 (paroplynový zdroj)	zemní plyn	cca 30–300 MW	nepotvrzena (2030–2032)
ZEVO Mělník	odpad	až 66 MW	potvrzena (2027–2029)
Nová plynová kotelna	zemní plyn	142,5 MW	nepotvrzena (2029–2030)

Uvedené zdroje (viz Tabulka 4) postupně nahrazují dnešní výrobu tepla z uhlí; harmonogram jejich zprovoznění (přibližně 2027 až 2032) je proto **určující pro načasování celé transformace** soustavy Pražské teplárenské.

Varianta 0 (**ZEVO + PPC1**) představuje minimální transformaci, ve které podíl KVET klesá na přibližně 35 % a ostatní plynová výroba roste na přibližně 54 %. Varianta 1 (**doplnění o PPC3 a novou plynovou kotelnu**) zvyšuje podíl KVET na přibližně 71 % a souhrnný podíl KVET a OZE na přibližně 82 %. Varianta 2 navazuje na variantu 1 a navíc počítá s **využitím Energocentra** ÚČOV jako **doplňkového** obnovitelného zdroje, zejména v letním období. Tím zvyšuje samostatný podíl OZE z přibližně 11 % na 15 % a souhrnný podíl KVET a OZE na přibližně 86 %.

Doporučen je postup podle varianty 2 jako nejlepší samostatně hodnocené varianty a současně jako technického předpokladu pro **cílový integrovaný provoz** soustav pravého a levého břehu. Integrovaný provoz (kombinace varianty 2 Pilíře 1 a varianty 2 Pilíře 3) není hydraulickým sloučením, ale provozním propojením přes výměníkové stanice, které umožňuje využít obnovitelné teplo z Energocentra zejména v letním období. V integrovaném provozu dosahuje souhrnný podíl KVET a OZE přibližně 88 % a samostatný podíl OZE přibližně 30 %.

Celkové emise ve variantě 2 vychází na 1 560 tis. tun CO_2/rok, pro integrovaný scénář vychází emise CO_2 na 1 650 tis. tun/rok.

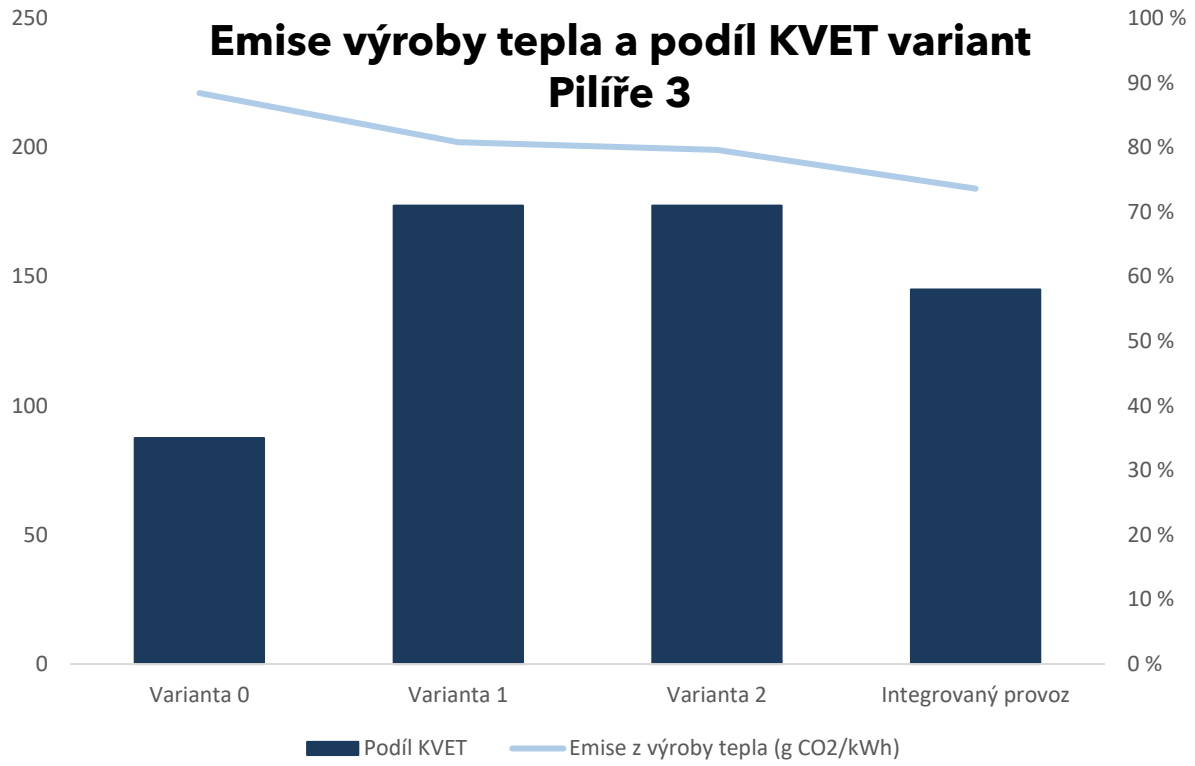
Orientační investiční rámec zdrojů v lokalitě Mělník činí ve variantě 0 přibližně 27,0 mld. Kč a ve variantách 1 a 2 přibližně 55,4 mld. Kč bez DPH (v obou případech s uvažovanou investiční podporou přibližně 13,6 mld. Kč). Tyto investice nejsou přímým výdajem města – promítají se do ceny nakupovaného tepla z Mělníka. **Modelová cena tepla** činí ve variantě 2 přibližně **1 562 Kč/GJ** (referenční úroveň) a v integrovaném provozu přibližně **1 478 Kč/GJ**.

Pro splnění požadavků po roce 2035 (vysoce účinné KVET s podílem OZE alespoň 35 %) je nutné doplnit obnovitelné palivo. U samostatné varianty 2 by potřeba biometanu činila přibližně 983 GWh (cca 104 mil. Nm^3), což výrazně přesahuje lokální potenciál ÚČOV (12 mil. Nm^3). V integrovaném provozu klesá tato potřeba na přibližně 185 GWh (cca 19,6 mil. Nm^3) – to názorně dokládá systémový přínos propojení soustavy Pražské teplárenské s Energocentrem.

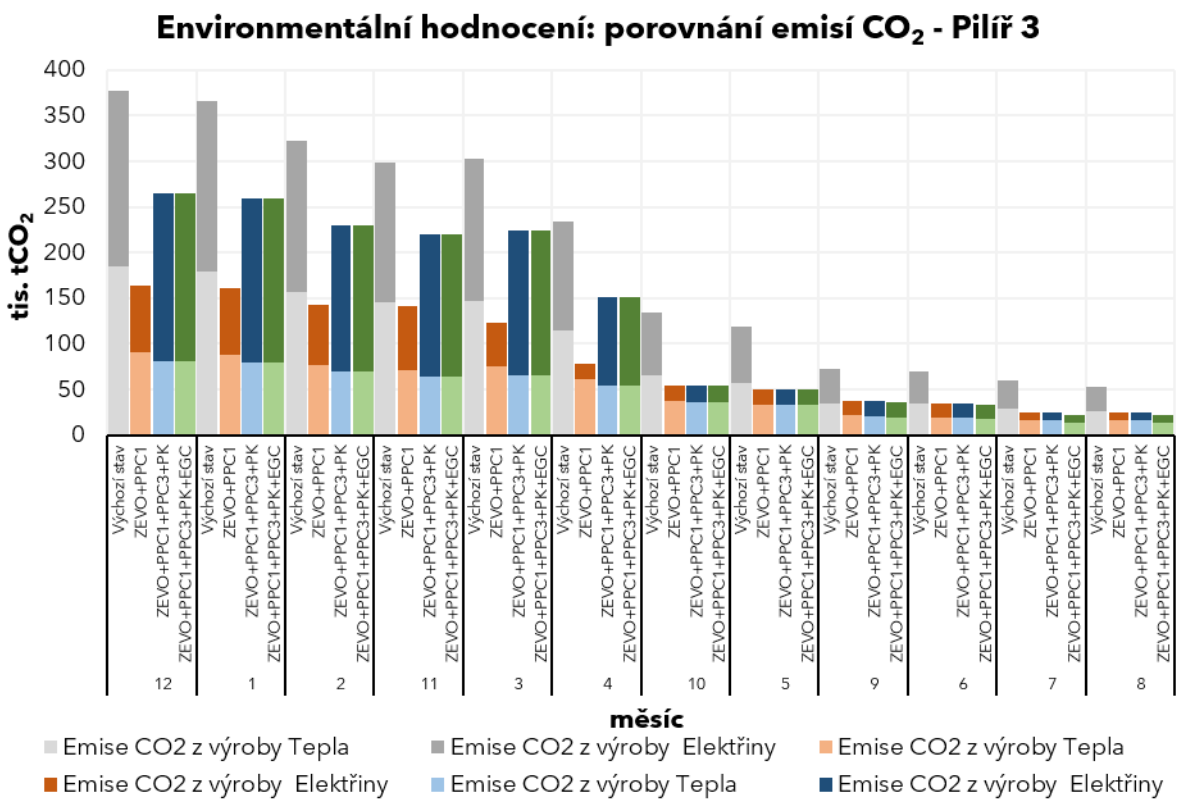
Tabulka 5: Shrnutí Pilíře 3

Pilíř 3	Varianta 0	Varianta 1	Varianta 2	Integrovaný provoz
Podíl KVET	35 %	71 %	71 %	58 %
Podíl OZE	11 %	11 %	15 %	30 %
Emise z výroby tepla (g CO_2/kWh)	221	202	199	184
Cena tepla – referenční (Kč/GJ)	1 263	1 544	1 562	1 478

Graf 3: Vizualizace emisí z výroby tepla a podílu KVET jednotlivých variant Pilíře 3



Graf 4: Environmentální hodnocení Pilíře 3



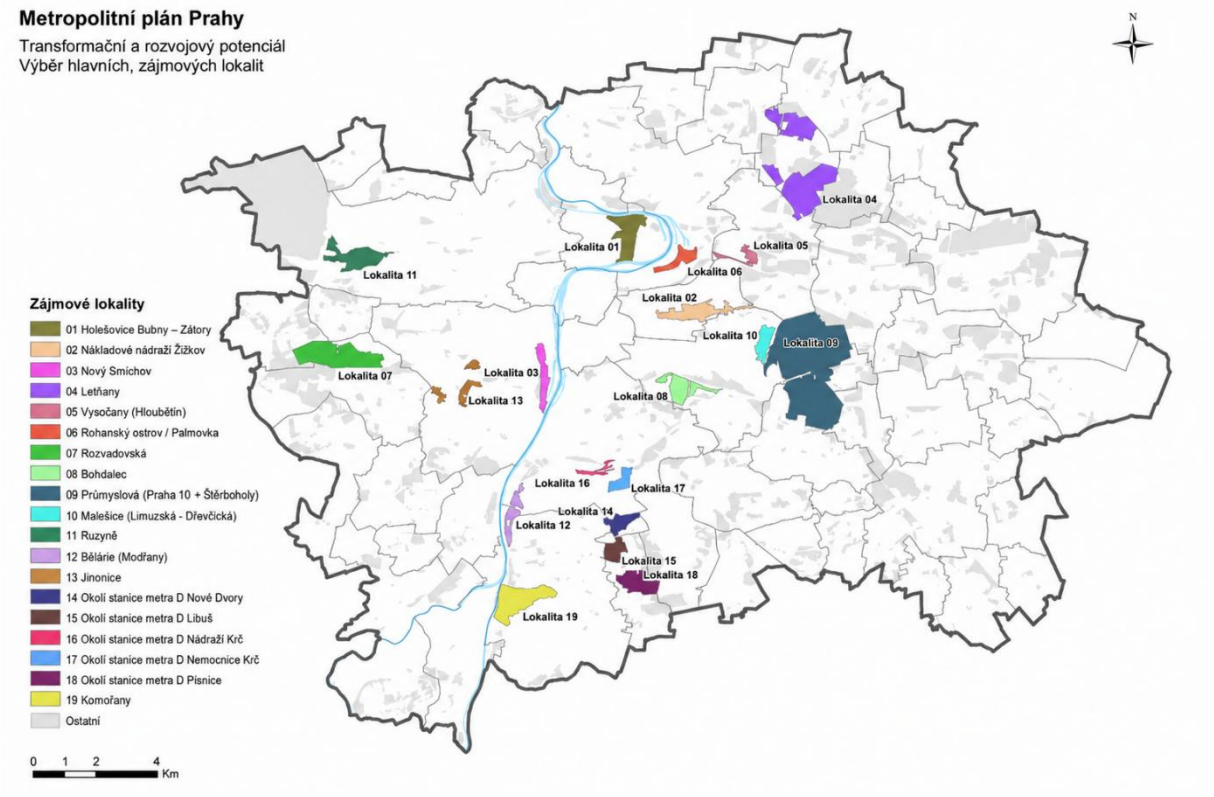
Pilíř 4 – Rozvojové lokality

Pilíř 4 hodnotí významné rozvojové lokality podle dokumentu Závěrečná zpráva o výsledcích činnosti pracovní skupiny pro územní plán z roku 2024. Celkový potenciál uvažovaných lokalit dosahuje přibližně 3 300 TJ/rok; po vyjmutí lokalit řešených v jiných pilířích zůstává v souhrnném členění **přibližně 2 610 TJ/rok**. Rozvojové lokality jsou z dlouhodobého hlediska **klíčem k absolutnímu objemu dodávek a tržeb pražského teplárenství**, a proto by neměly být ponechány pouze na individuálních rozhodnutích jednotlivých investorů.

Lokality jsou rozděleny do skupin podle vhodného koncepčního přístupu. Lokality vhodné pro napojení do soustavy Pražské teplárenské nebo s vazbou na ZEVO Malešice (například Nákladové nádraží Žižkov, Vysočany, Rohanský ostrov / Palmovka, Průmyslová/Štěrboholy) představují **přibližně 925 TJ/rok**. Lokality vhodné pro samostatné nebo částečně autonomní řešení (například Letňany, Bohdalec, Rozvadovská/Zličín, Ruzyně, Jinonice, Komořany) představují **přibližně 1 685 TJ/rok** s orientačním minimálním instalovaným výkonem lokálních obnovitelných zdrojů přibližně **145 MW**.

U lokalit napojených na soustavu CZT se předpokládá cena tepla odvozená od ekonomiky příslušné soustavy (orientačně dle Pilíře 3). U samostatně řešených lokalit, založených převážně na tepelných čerpadlech, vychází modelová **cena tepla přibližně 987 až 1 183 Kč/GJ**, což ukazuje, že lokální nízkoteplotní soustavy mohou být konkurenceschopné. Orientační investiční rámec hlavních položek Pilíře 4 činí přibližně 14,4 mld. Kč bez DPH (při podrobnějším rozpracování může přesáhnout 15 mld. Kč). **Doporučeným principem je preferovat napojení na účinnou soustavu CZT** tam, kde je to technicky a ekonomicky vhodné, a jinde rozvíjet lokální obnovitelné soustavy.

Obrázek 3: Mapa významných rozvojových lokalit

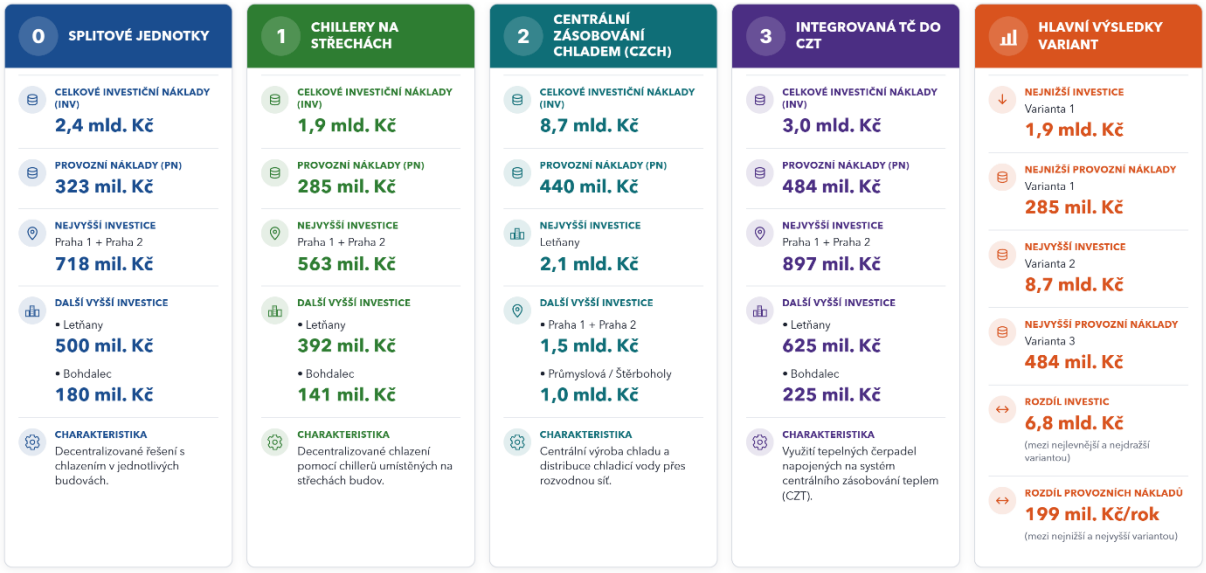


Pilíř 5 – Chlad

Pilíř 5 posuzuje rozvoj zásobování chladem ve čtyřech variantách: **lokální splitové jednotky** (varianta 0), **objektové chillery** – průmyslové chladicí zařízení (varianta 1), **centrální zásobování chladem** soustavou chladovodů (varianta 2 – CZCH) a **tepelná čerpadla s vazbou na soustavu CZT** (varianta 3). Referenčním řešením z hlediska investičních a provozních nákladů jsou objektové chillery (cena chladu přibližně 329 Kč/GJ).

Nebylo identifikováno žádné univerzální řešení; doporučení se liší podle lokality. Pro historické centrum (Praha 1 a Praha 2) a pro lokalitu Holešovice Bubny-Zátory se doporučuje **varianta 3** (tepelná čerpadla s vazbou na CZT). V památkové rezervaci je to jediné technicky i regulatorně průchodné řešení – technologie je **skryta uvnitř objektů**, zachovává vizuální integritu a hlukové limity a odpadní teplo z chlazení je dodáváno do soustavy CZT. Pro koncového odběratele přináší varianta 3 **nejnižší měrnou cenu chladu** (přibližně 187 Kč/GJ po kompenzaci prodejem tepla).

Centrální zásobování chladem (varianta 2) **není doporučeno** jako prioritní řešení pro žádnou lokalitu, a to z důvodu vysokých nákladů na liniovou infrastrukturu, kapacitních limitů kolektorové sítě v centru a chybějících prostor pro centrální strojovny. V rozvojových lokalitách bez dostupné vazby na CZT **se předpokládá tržní využití objektových chillerů** (varianta 1) s důrazem na akustické a architektonické řešení. Klíčovou rolí města je včas stanovit standard a motivační podmínky tak, aby tam, kde je přípojka CZT dostupná, byla upřednostněna varianta 3.



1.4 Souhrnné zhodnocení zvolených variant



Doporučené varianty napříč pilíři tvoří jeden provázaný transformační koncept. Jeho jádrem je **nový obnovitelný zdroj Energocentrum ÚČOV** (Pilíř 1), provozně propojený **s transformovanou soustavou** Pražské teplárenské (Pilíř 3), doplněný rozvojem lokálních soustav **blokových kotelen** (Pilíř 2), systematickým zapojením **rozvojových lokalit** (Pilíř 4) a koordinovaným přístupem k zásobování **chladem** (Pilíř 5).

Tabulka 6: Vybrané varianty a jejich orientační investice

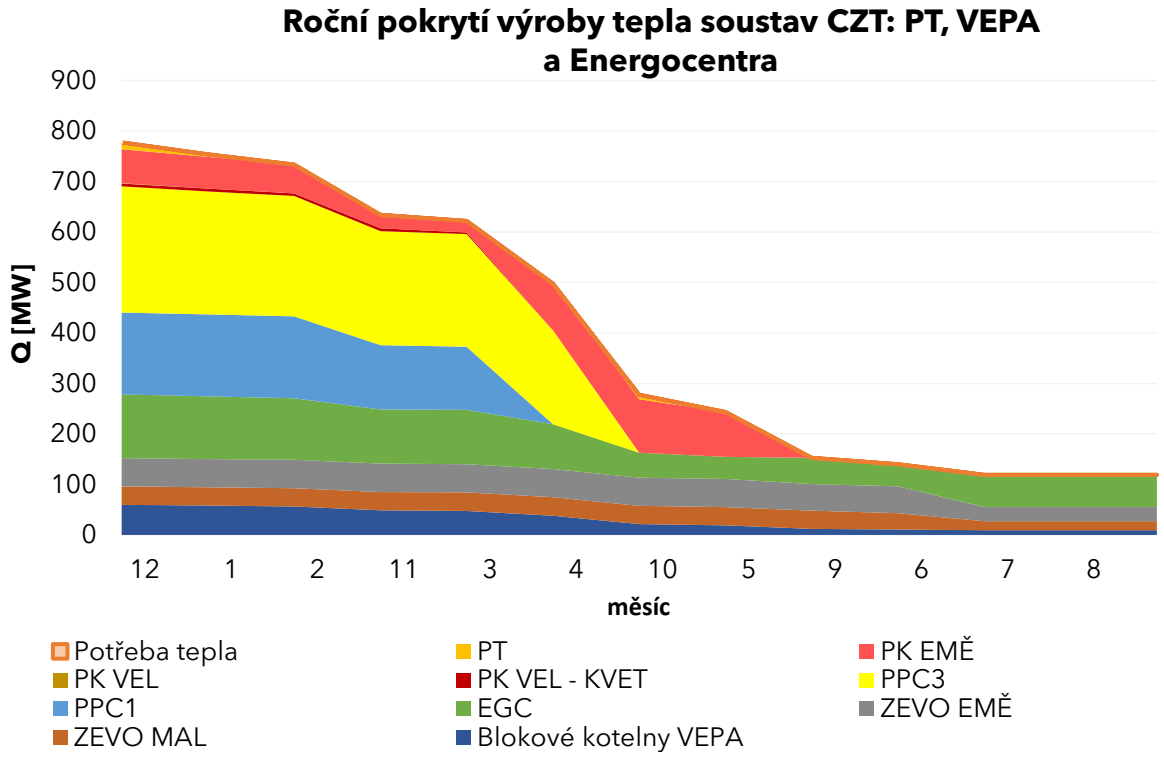
Pilíř	Zvolená varianta	Orientační investice
1 – Energocentrum	Var. 2 (obě větve, 150 MW)	cca 17,5 mld. Kč
2 – Blokové kotelny	Var. 2 (KVET + tepelná čerpadla)	cca 0,75 mld. Kč
3 – Pravý břeh	Var. 2 + integrovaný scénář	Mělník cca 55,4 mld. Kč*
4 – Rozvojové lokality	Dle skupin (napojení / lokální OZE)	cca 14,4 mld. Kč*
5 – Chlad	Var. 3 (centrum) / Var. 1 (ostatní)	dle lokalit*

** Investice nejsou přímým výdajem města*

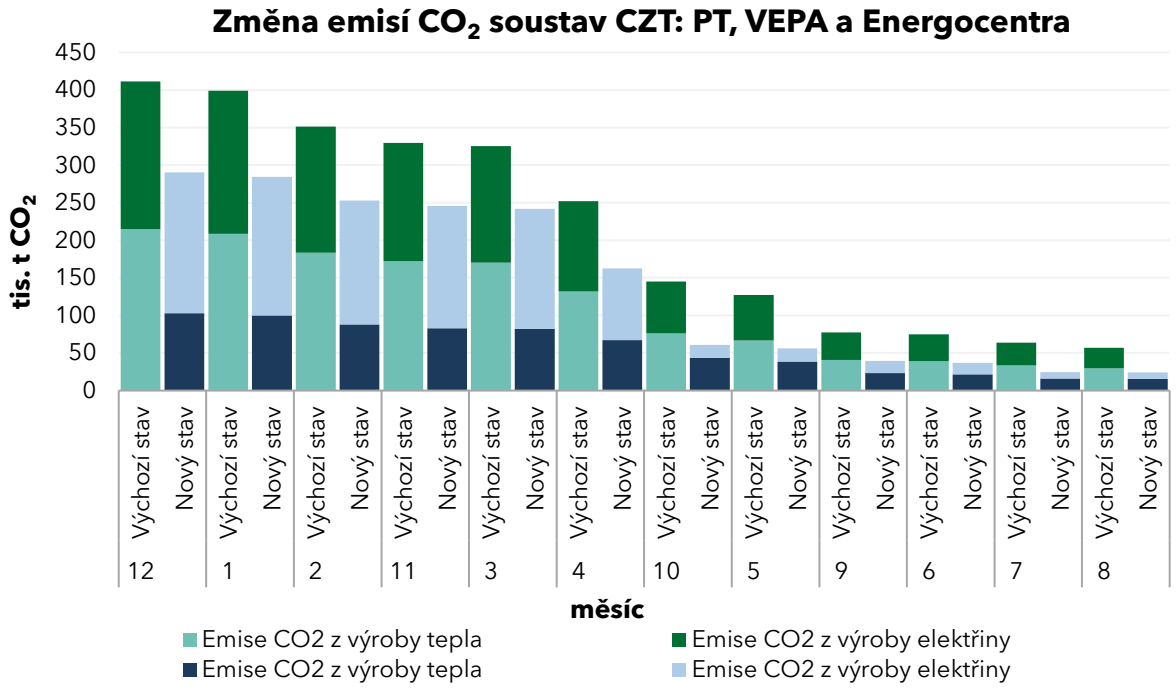
Společným výsledkem je **splnění** postupně se zpřísňujících **požadavků na účinnou soustavu**, výrazné **snížení emisí CO_2** z výroby tepla a **nastavení modelové ceny tepla** na únosnou úroveň. Provozní propojení Energocentra se soustavou Pražské teplárenské přitom zásadně snižuje potřebu doplňkového biometanu a zvyšuje **provozní pružnost** celého systému.

Graf 5 porovnává **měsíční emise CO_2** pilířů 1, 2 a 3 ve výchozím stavu a po realizaci doporučených variant (varianta 2 ve všech třech pilířích; u pilířů 1 a 2 odpovídá integrovanému scénáři, emisně se však ve výsledku neliší). **Emise jsou rozděleny** na podíl z výroby tepla a z výroby elektřiny, které pochází z kombinované výroby elektřiny a tepla. Je možné sledovat pokles ve všech měsících a nejvýrazněji v zimním období s nejvyšší potřebou tepla.

Graf 5: Roční pokrytí výroby tepla řešených soustav CZT v Praze



Graf 6: Bilance emisí CO_2 soustav CZT: PT, VEPA a Energocentra (výchozí stav vs. nový stav, měsíční bilance)



Zásadní je rozložení emisí mezi pilíře. Celková produkce emisí z CZT činí po modernizaci 1 720 mil. t CO_2/rok. Na Pilíř 3 – transformaci soustavy Pražské teplárenské po odklonu od uhlí v Elektrárně Mělník – **připadá přibližně 90 %** všech emisí CO_2 těchto tří pilířů, a i při vztažení pouze na výrobu tepla přibližně 80 %. Pilíře 1 a 2, byť jsou klíčové pro splnění požadavků na účinnou soustavu a pro lokální dekarbonizaci levého břehu, představují z hlediska celkového objemu emisí menší část. Rozhodující pákou pro snížení emisní náročnosti pražského teplárenství je proto **transformace pravého břehu**.

1.5 Organizace, odpovědnost

Realizace Strategie **nepředpokládá** zásahy do vlastnictví **stávající infrastruktury**, ale zaměřuje se na nové zdroje a nové rozvodné sítě. Schválení Strategie náleží voleným orgánům hlavního města Prahy; pro promítnutí jejích cílů do městských společností se **předpokládá strategický pokyn** vydaný při výkonu působnosti valné hromady, doplněný o systém průběžného vyhodnocování.

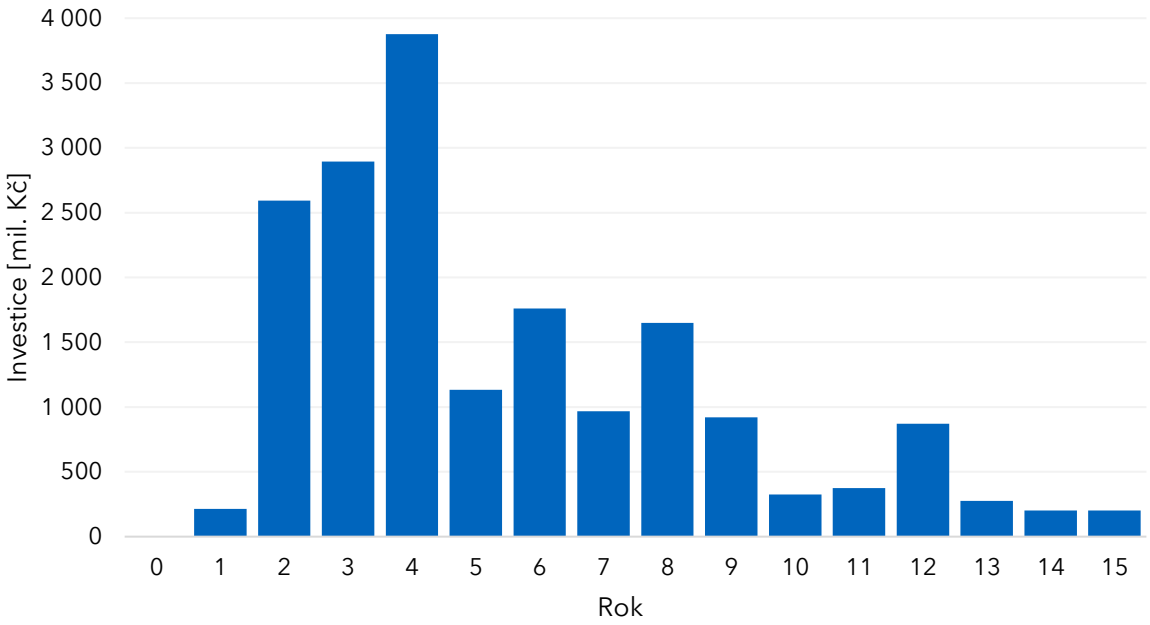
Strategie počítá s tím, že za realizaci by měl primárně odpovídat Odbor energetiky Magistrátu HMP (organizační záležitosti) společně se společností **Pražská plynárenská**, jejímž jediným akcionářem je hlavní město Praha. Ta disponuje ekonomickou stabilitou, technickou způsobilostí i dceřinými společnostmi se zkušenostmi v teplárenství a se společnými podniky (například Teplo pro Prahu). Významnou roli bude mít **Pražská vodohospodářská společnost** jako subjekt pověřený přípravou investičního záměru a budoucí možný provozovatel Energocentra.

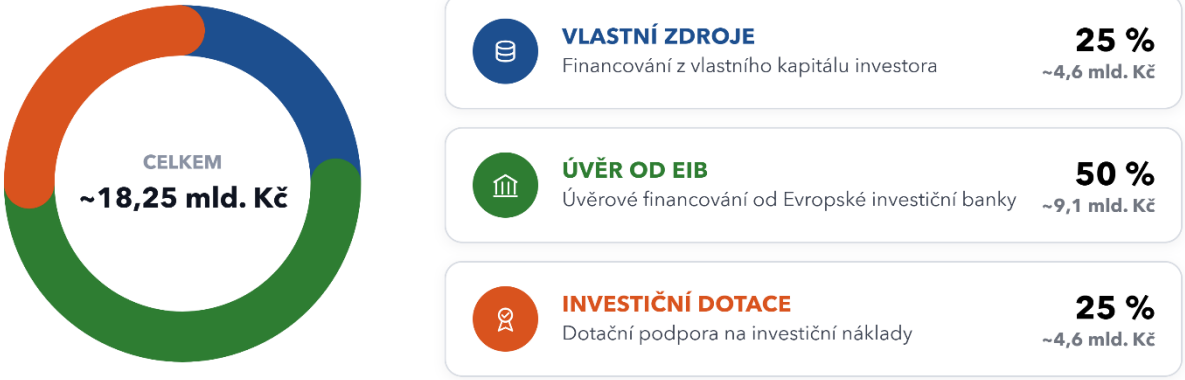
Doporučeno je vytvoření společného podniku (JV). Za realizaci by měla odpovídat **Pražská plynárenská** spolu se svými dceřinými společnostmi pro udržení alespoň **51 %** hlasovacích práv HMP.

1.6 Financování, cenová hladina a harmonogram

Celková investice do vybudování Energocentra, zapojení nových blokových kotelen a propojení dle integrovaného scénáře by měla dosáhnout více než 18,25 mld. Kč. Strategie předpokládá rozložení této investice v čase podle níže uvedeného grafu (Graf 6). Čerpání nákladů je kalkulováno postupně v horizontu 15 let, v závislosti na aktuálních potřebách a plnění jednotlivých milníků.

Graf 7: Předpokládané rozložení celkové investice v průběhu let do celého systému





Celková investice ~18,25 mld. Kč

Vlastní zdroje tvoří základní stavební kámen a mají být vloženy do společného podniku, který investici zrealizuje. Formu vkladu je třeba zvolit s ohledem na dopad na kapitálovou strukturu i budoucí flexibilitu – ať už půjde o navýšení základního kapitálu, příplatek mimo základní kapitál, nebo ve výjimečných případech o nepeněžitý vklad infrastruktury.

Úvěr od EIB je určen k pokrytí rozhodující části investičních nákladů. Klíčovou otevřenou otázkou zůstává volba dlužníka – zda touto rolí pověřit HMP, Pražskou plynárenskou, nebo přímo společný podnik. Toto rozhodnutí není jen technickou záležitostí: pokud by úvěr čerpalo město a prostředky následně předávalo do společného podniku, je pravděpodobné, že EIB bude požadovat dodatečné záruky či ručení, což zvyšuje transakční i administrativní náročnost celého uspořádání.

Dotační podpora by měla plnit roli nástroje, který snižuje objem investic, které je jinak nutné financovat z vlastních zdrojů a dluhu. Předpokládá se vytvoření ad hoc nástroje v rámci státní politiky životního prostředí, jako tomu bylo v projektu tepelného napáječe Dukovany–Brno.

Varianty jednotlivých pilířů byly zároveň vybírány tak, aby dopad do koncových cen tepla nebyl významně překročen oproti referenčnímu výchozímu stavu. Tím bylo docíleno i ochrany zájmů koncových uživatelů – obyvatel města Prahy.

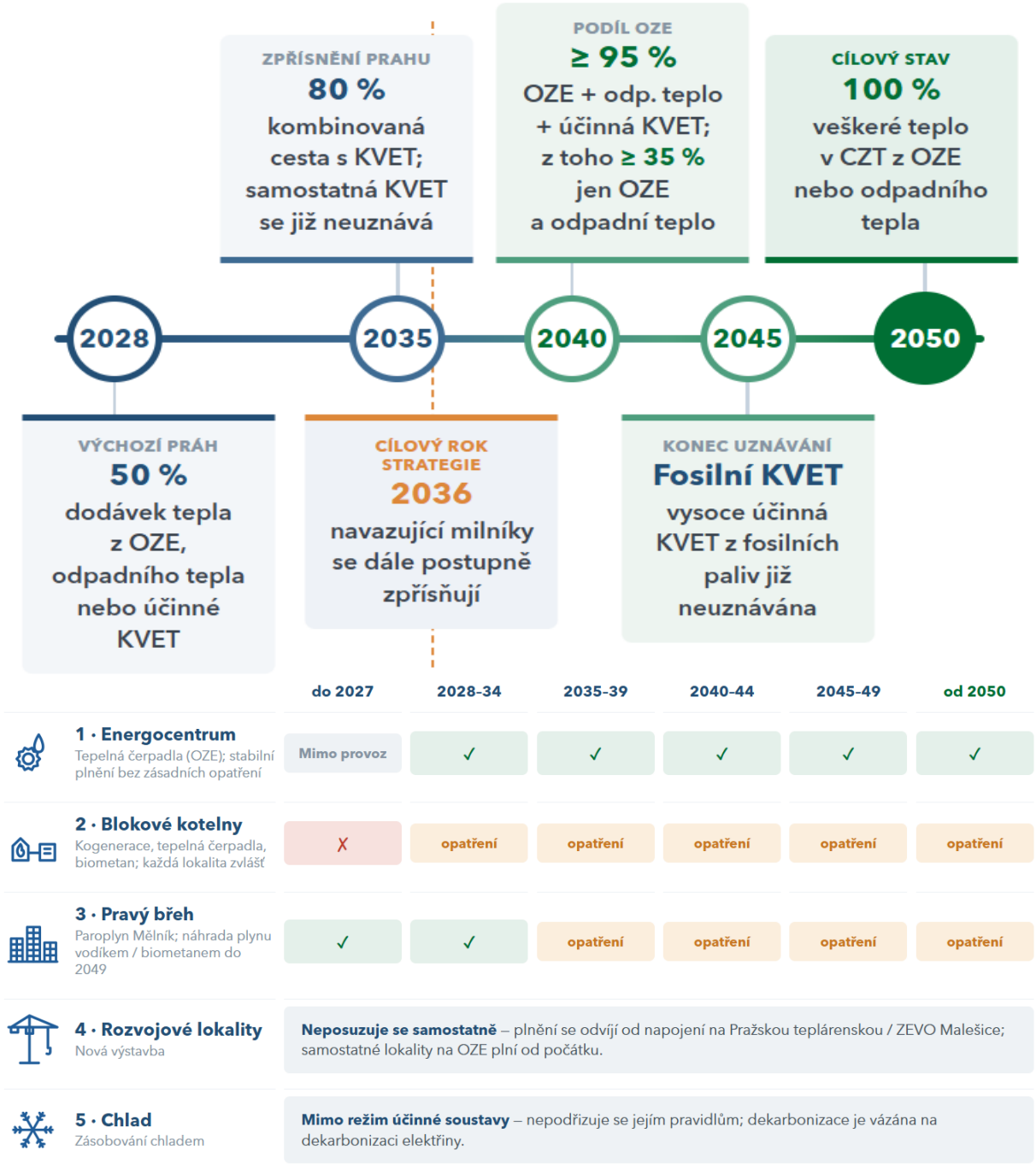
Porovnání výsledné modelové ceny tepla (Kč/GJ bez DPH)

Úroveň	Scénář	Nízká	Referenční	Vysoká
Pilíř 1 – Energocentrum (pravá i levá větev)	*Referenční*	1 071	1 301	1 478
	Vybraná	**1 095**	**1 163**	**1 297**
Pilíř 2 – Blokové kotelny	*Referenční*	1 268	1 536	1 686
	Vybraná	**1 316**	**1 558**	**1 682**
Pilíř 3 – Pravý břeh (včetně propojení s EGC)	*Referenční*	1 061	1 263	1 438
	Vybraná	**1 273**	**1 478**	**1 636**
Pilíř 4 – Rozvojové lokality	*není uvažován referenční výchozí stav*			
	Vybraná	**987**	**1 047**	**1 183**

1.7 Výhled po roce 2036

Strategie cílí na rok 2036, navazující požadavky na parametry účinné soustavy se však postupně v čase zpřísňují. Strategie tedy počítá s pokračováním po roce 2036 v kontextu plnění těchto legislativních požadavků. V budoucnu však bude nutné provést revizi Strategie i s ohledem na možné další změny v legislativě.

Obecným **příznivým faktorem je** postupná dekarbonizace výroby elektřiny. Emisní faktor zbytkového energetického mixu má klesat z přibližně 0,45 t CO_2/MWh v roce 2025 na přibližně 0,154 t CO_2/MWh v roce 2030 a na minimální hodnoty po roce 2040. Tím se **snižují nepřímé emise všech zdrojů**, které pro svůj provoz spotřebovávají elektřinu.



Opatření pro další plnění legislativních požadavků jsou popsána dále v dokumentu.

Pilíř 1 – Energocentrum ÚČOV

Energocentrum ÚČOV je obnovitelný zdroj pracující technologií tepelných čerpadel při využití zbytkového tepla z odpadních vod. Plní tak požadavky na účinnou soustavu ve všech milnících až do roku 2050 bez nutnosti zásadních dalších opatření. Z dlouhodobého hlediska tak představuje nejstabilnější součást navrženého řešení a u napojených soustav nehrozí ztráta statusu účinné soustavy. ÚČOV může pro Prahu být lokálním zdrojem.

Pilíř 2 – Blokové kotelny

Kombinace rozšířené KVET a obnovitelných zdrojů umožňuje přiblížit se požadavkům do roku 2035, po tomto roce však ve většině lokalit nepostačuje. Pro období po roce 2035 bude nutné dále navyšovat podíl obnovitelných zdrojů, případně doplnit obnovitelné palivo (zejména biometan), a směrem k roku 2050 přejít prakticky na úplné pokrytí výroby tepla z obnovitelných zdrojů. Každou blokovou kotelnu je přitom nutné posuzovat individuálně.

Pilíř 3 – Pravý břeh (soustava Pražské teplárenské)

Tento pilíř je z hlediska dlouhodobých požadavků nejnáročnější. Paroplynové zdroje v Mělníku zůstávají při provozu na zemní plyn fosilními zdroji, a proto samotná obměna zdrojové základny po roce 2035 nestačí. Pro splnění zpřísňujících se požadavků je nutné využít integrovaný provoz s Energocentrem a nahrazovat část zemního plynu obnovitelným nebo nízkouhlíkovým plynem (biometan, případně vodík); paroplynové zdroje jsou na budoucí využití vodíku připravovány. Po roce 2045, kdy končí uznávání vysoce účinné KVET z fosilních paliv, bude přechod na obnovitelné plyny pro zachování statusu účinné soustavy zásadní.

Pilíř 4 – Rozvojové lokality

Lokality napojené na soustavu Pražské teplárenské nebo na ZEVO Malešice nebudou posuzovány samostatně – jejich plnění požadavků se odvíjí od hodnocení příslušné soustavy. U lokalit řešených samostatně, založených převážně na obnovitelných zdrojích, lze očekávat plnění požadavků na účinnou soustavu již od počátku provozu.

Pilíř 5 – Chlad

Zásobování chladem se nepodřizuje pravidlům účinné soustavy zásobování teplem. Jeho emisní náročnost je dána spotřebou elektřiny, a jeho postupná dekarbonizace tak přímo souvisí s výše popsanou dekarbonizací elektroenergetického mixu.

2 VÝCHOZÍ PODMÍNKY Z ANALÝZY

Tato kapitola navazuje na analytickou část Strategie, ve které byl popsán výchozí stav teplárenství v Praze, současná zdrojová základna, bilance dodávek tepla i hlavní provozní omezení. Pro účely dalšího návrhu je zásadní skutečnost, že pražské teplárenství je z geografického i provozního hlediska rozděleno na dvě samostatné oblasti – pravý a levý břeh Vltavy. Tyto části nejsou vzájemně propojeny a fungují jako dvě oddělené teplárenské soustavy s odlišnou topologií sítí, rozdílným zdrojovým zázemím i různými možnostmi integrace nových technologií.

Pravobřežní část představuje síť Pražské teplárenské (PT). Po přepočtu na dlouhodobý normál (DN) činí dodávka tepla zákazníkům přibližně 8 400 TJ ročně. Při uvažovaných tepelných ztrátách rozvodů ve výši cca 15 % odpovídá celková potřeba tepla soustavy přibližně 9 880 TJ. Tato potřeba je dominantně kryta dodávkami z lokality Mělník, doplněnými o výrobu ze ZEVO Malešice a menší podíl vlastních zdrojů PT. Rozsah infrastruktury této soustavy je značný, celková délka sítě dosahuje přibližně 561 km.

Levobřežní část tvoří soubor několika lokálních, vzájemně nepropojených sítí CZT provozovaných společností Veolia Energie Praha (VEPA). Roční dodávka tepla odběratelům po přepočtu na DN činí přibližně 1 590 TJ. Při uvažovaných tepelných ztrátách ve výši 8 % u menších sítí a až 15 % u sítí Veleslavín a Juliska odpovídá celková potřeba tepla přibližně 1 780 TJ. Potřeba tepla je dominantně kryta z plynových zdrojů s menším podílem výroby tepla v kogeneračních jednotkách. Souhrnná délka sítí VEPA dosahuje přibližně 111 km.

Uvedené hodnoty představují agregovanou výchozí bilanci převzatou z analytické části. V návrhové části mohou být u konkrétních lokalit použity podrobnější provozní nebo evidenční údaje, pokud lépe vystihují skutečnou bilanční hranici řešené soustavy. Zejména v případě soustav Juliska a Veleslavín v Pilíři 1 je proto pracováno s orientační potřebou tepla odvozenou z provozních údajů a spotřeby paliva dle REZZO, nikoliv s mechanickým dopočtem z obecného procentního předpokladu ztrát.

Navazující návrhová část Strategie pracuje s pěti pilíři, jež jsou následně rozděleny do jednotlivých variant. Pilíře vymezují základní směry budoucího zásobování Prahy teplem (respektive chladem) a byly identifikovány v rámci analýzy. Pilíře vycházejí z identifikovaných možností transformace zdrojů v Mělníku, z potenciálu rozvoje levého břehu s vyšším zapojením KVET a tepelných čerpadel (včetně EGC), i z možností systémového propojení a zapojení rozvojových lokalit. V poslední řadě pak identifikují možnost zásobování chladem.

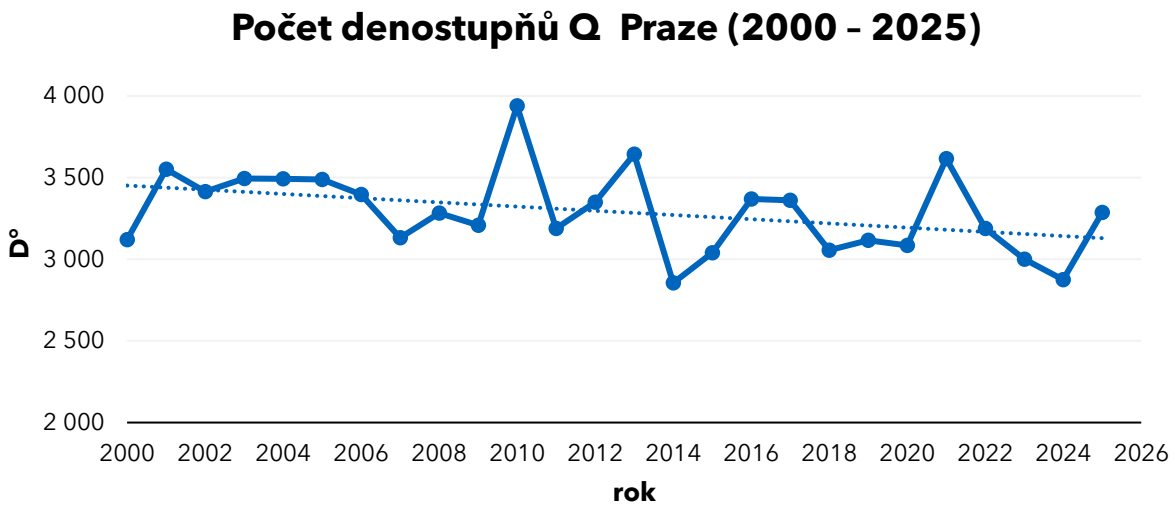
2.1 Budoucí vývoj poptávky po teple – aktualizace

Původní analýza vývoje měrné spotřeby tepla na denostupeň (TJ/D°), založená na datech z let 2013–2023, indikovala průměrné trendové snižování měrné spotřeby přibližně o 1,3 % ročně. Aktualizace predikčního modelu, která nově zahrnuje údaje o dodávkách tepla za rok 2024 a hodnoty denostupňů za roky 2024 a 2025, vedla k přepočtu exponenciální spojnice trendu a k revizi odhadu průměrného trendového poklesu na přibližně 1,1 % ročně.

Rozdíl mezi hodnotami 1,3 % a 1,1 % je třeba chápat jako změnu odhadu dlouhodobého průměrného trendu vyplývající z rozšíření časové řady a doplnění nových pozorování, nikoli jako tvrzení, že v každém jednotlivém roce dochází k poklesu právě o uvedené procento.

Trend zde slouží jako empirické zjednodušení popisující průměrný směr vývoje měrné spotřeby v rámci hodnoceného období. Pro kontext je v následujícím grafu uveden také dlouhodobý vývoj počtu denostupňů v Praze, který vykazuje pokles v důsledku mírnějších zim.

Graf 8: Trend počtu denostupňů v Praze mezi lety 2000 až 2025



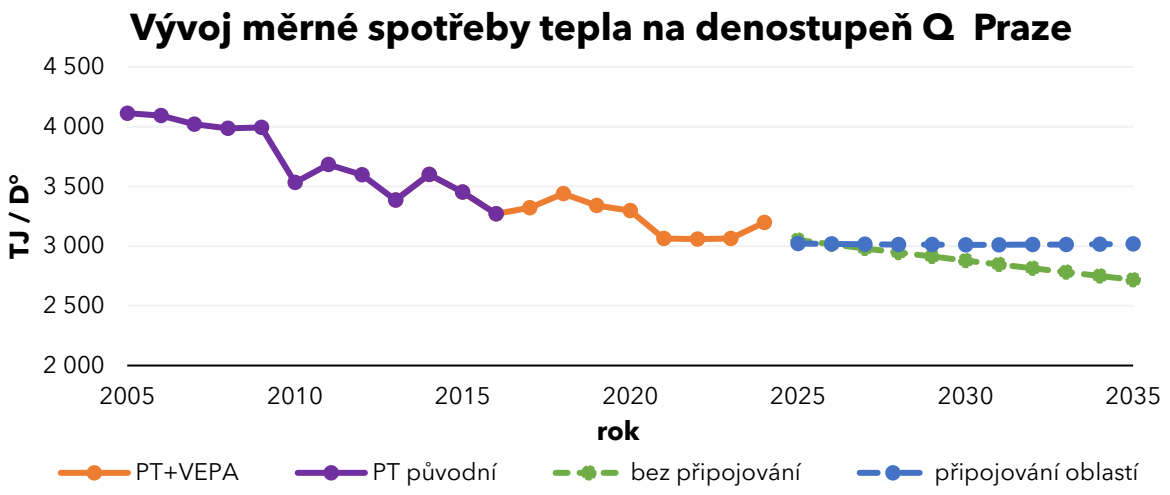
Zdroj: PT, vlastní zpracování

Je zároveň nutné zdůraznit, že měrná spotřeba na denostupeň je indikátorem odvozeným z agregovaných dat o dodávkách a počasí. Vedle efektu zvyšování energetické účinnosti budov může do historické časové řady vstupovat i změna odběratelské báze (připojování a odpojování odběrů, změny ve struktuře spotřeby či využití objektů), která není v dostupných datech explicitně identifikovatelná. Z tohoto důvodu není vhodné historický trend mechanicky interpretovat jako úplný popis budoucího vývoje.

Aby byl historický trend interpretován v kontextu uvažovaného rozvoje města, je budoucí dodávka tepla koncepčně rozdělena na dvě složky. První složka popisuje vývoj ve stávajícím portfoliu odběrů a pro tento segment je využit aktualizovaný odhad trendového poklesu přibližně 1,1 % ročně. Druhá složka představuje potenciální strukturální rozvoj soustav, tj. nárůst dodávky v důsledku připojování nových rozvojových oblastí; orientačně je uvažováno postupné navýšení roční dodávky až o cca 1 000 TJ do roku 2035, přičemž tento přírůstek je v grafickém znázornění rozložen rovnoměrně v čase.

Takto formulovaná predikce slouží jako rámcový popis možného vývoje poptávky po teple při současném zohlednění trendu měrné spotřeby a očekávaného rozvoje zásobovaného území.

Graf 9: Trend vývoje měrné spotřeby tepla na denostupeň v Praze



Zdroj: vlastní zpracování

2.2 Metodika stanovení potřeby tepla a návrhového výkonu

Tato kapitola popisuje metodický postup, který pracuje s ročními potřebami tepla jako základním vstupem pro analýzu a návrh soustavy zásobování teplem. Postup zahrnuje normalizaci potřeby tepla na dlouhodobý normál, konstrukci ročního diagramu trvání a orientační kontrolu potřebného instalovaného tepelného výkonu. Metodika byla využita již při tvorbě výchozích variant v analytické části a pro zajištění plné srovnatelnosti je beze změny použita i v navazující návrhové části.

2.2.1 Přepočet potřeby tepla na dlouhodobý normál

Pro objektivní posouzení potřeby tepla je nezbytné zohlednit klimatické podmínky. Dle dlouhodobého normálu (DN) 2012 až 2022 trvá topná sezóna 224 dnů s průměrnou roční teplotou 9,5 °C. Počet denostupňů pro dlouhodobý normál je 3 258.

V této analýze se vychází z dodávek tepla jednotlivými společnostmi za roky 2021 až 2023. Pro zajištění srovnatelnosti a eliminaci vlivu proměnlivých klimatických podmínek jsou tyto dodávky přepočteny na dlouhodobý normál pomocí denostupňů. Metoda spočívá v tom, že pro každý analyzovaný rok je skutečná dodávka tepla vydělena aktuálním počtem denostupňů daného roku a následně vynásobena průměrným počtem denostupňů za dlouhodobý normál. Tímto postupem se získá ekvivalentní dodávka, jaká by byla za průměrných klimatických podmínek. Finální „normální" potřeba tepla je pak stanovena jako průměr těchto tří přepočtených ročních dodávek tepla. Tento postup je zcela postačující pro analýzu či základní návrh zdrojů tepla a sítí.

Tabulka 7: Počet denostupňů (Praha)

Počet denostupňů pro Prahu			
2021	2022	2023	DN
3 616	3 189	3 000	3 258

Zdroj: PT, vlastní zpracování

Se znalostí roční potřeby tepla přepočtené na dlouhodobý normál (DN) lze dále pracovat s ročním diagramem trvání potřeby tepla, který slouží jako základ pro analýzu či návrh pokrytí této potřeby jednotlivými zdroji.

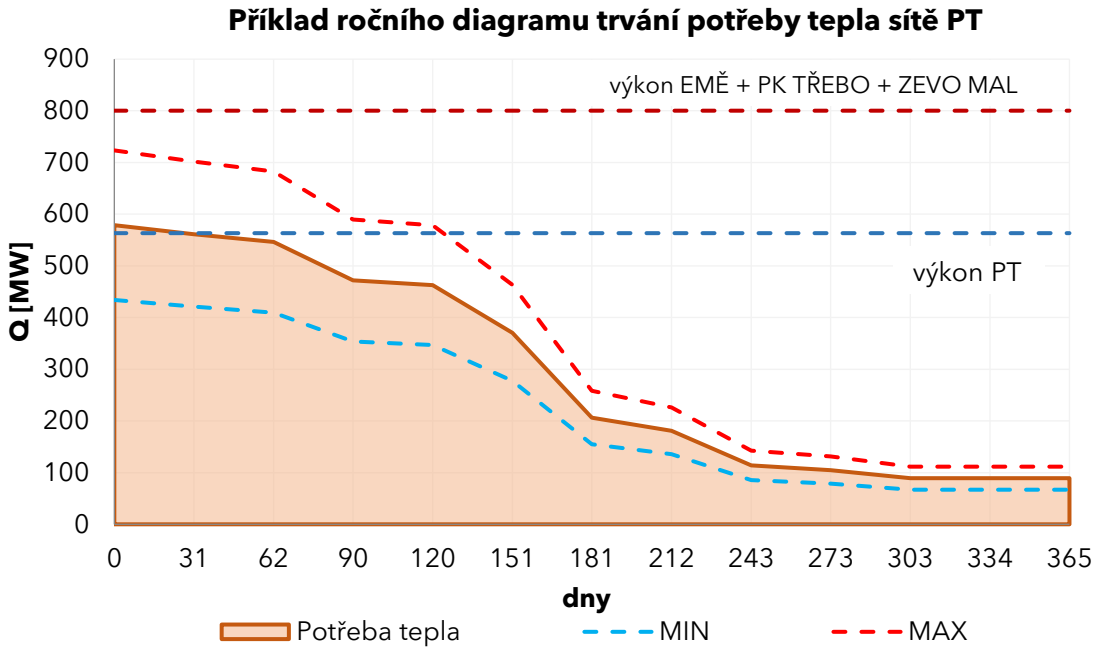
2.2.2 Roční diagram trvání potřeby tepla

Roční diagram trvání potřeby tepla je nástroj pro vizualizaci a analýzu potřeby tepla v průběhu roku. V tomto diagramu jsou dny seřazeny sestupně od dnů s největší poptávkou po teple (zimní dny) až po dny s nejmenší poptávkou po teple (letní dny). Níže je popsán princip tvorby a následně zobrazen diagram pro síť o velikosti roční dodávky tepla odpovídající PT. Obdobně jsou koncipovány všechny diagramy v dokumentu.

Roční diagram trvání potřeby tepla byl sestrojen na základě celkové potřeby tepla podle DN a průběhu spotřeby tepla po měsících v Praze, čerpaných z roční zprávy o provozu teplárenských soustav v ČR 2023 (ERÚ).

Při znalosti měsíční potřeby tepla lze získat pro každý měsíc tzv. typový den s průměrným denním potřebným výkonem. Protože se však potřebný výkon během dne mění (s největší poptávkou ráno a večer a útlumem v poledne a v noci), bylo vzhledem k velikosti sítě kvalifikovaně odhadnuto maximum (MAX) a minimum (MIN) denního výkonu. Pro maximální denní výkon byl použit 1,25násobek průměrného denního výkonu a pro minimální denní výkon 0,75násobek. Tyto hodnoty odrážejí, že ve velkých teplárenských sítích, které zásobují mnoho různých budov (od bytů po kanceláře), se denní výkyvy spotřeby vzájemně vyrovnávají. Proto nejsou špičky tak vysoké a minima tak nízká jako u jednotlivých budov. Tento přístup je vhodný pro základní analýzy a plánování, protože poskytuje realistický obrázek o tom, jak se spotřeba tepla v průběhu dne mění.

Graf 10: Roční diagram trvání potřeby tepla sítě PT (příklad)



Zdroj: vlastní zpracování

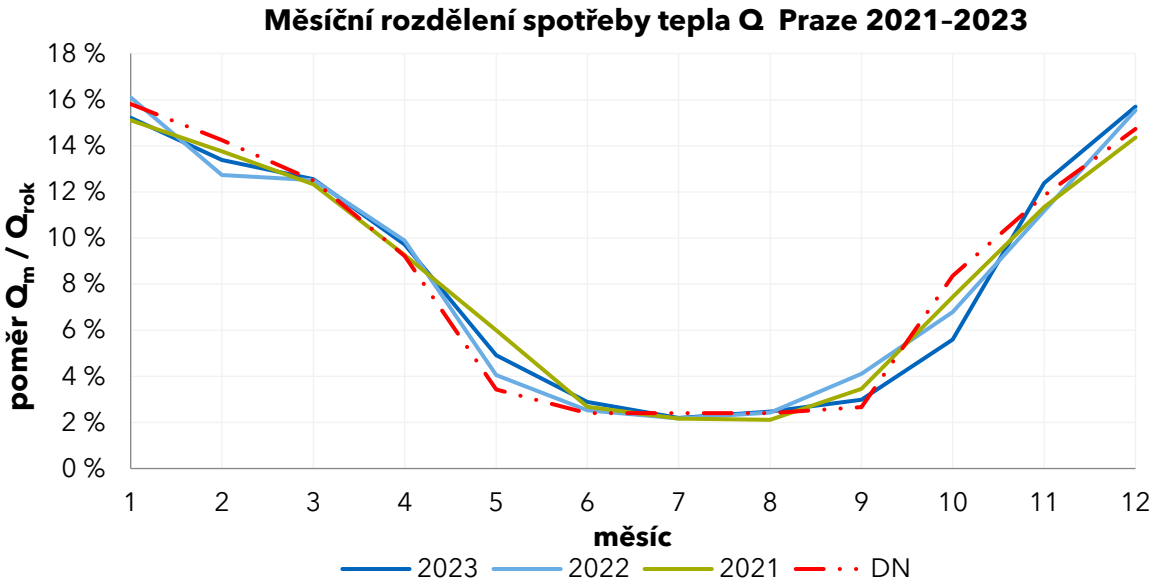
V diagramu reprezentuje barevná plocha pod křivkou potřeby tepla celkovou roční výrobu tepla, přičemž samotná křivka zobrazuje průměrný denní výkon. Dále jsou do diagramu integrovány křivky denních minim (MIN) a maxim (MAX) potřebného tepelného výkonu.

Průběh potřeby tepla pro sestrojení diagramu je počítán k referenčnímu roku 2023. Zvolený přístup je dále ověřen v následující podkapitole.

Ověření přístupu k sestrojení ročního diagramu

Pro ověření vhodnosti a spolehlivosti zvoleného přístupu k sestrojení ročního diagramu trvání potřeby tepla byly překontrolovány celkové spotřeby tepla a jejich měsíční průběhy v Praze, a to na základě Ročních zpráv o provozu teplárenských soustav v ČR za roky 2021 až 2023. Zároveň byl ověřen soulad tohoto průběhu s výsledky denostupňové metody. V následujícím grafu je vizualizován poměr rozdělení celkového spotřebovaného tepla do jednotlivých měsíců.

Graf 11: Měsíční rozdělení spotřeby tepla v Praze (2021–2023)



Zdroj: ERÚ; vlastní zpracování

Z grafu je patrné, že průběhy spotřeby pro zvolené roky 2021, 2022, 2023, a rovněž průběh odvozený denostupňovou metodou z dlouhodobého normálu, dobře korespondují. Například lze vyčíst, že v zimních měsících, konkrétně v lednu, je spotřebováno až 16 % z celkové roční spotřeby tepla. Naopak v letních měsících, jako je červenec, činí spotřeba pouze přibližně 2 % z celkové roční spotřeby. Na základě těchto zjištění lze zvolený přístup k sestrojení ročního diagramu považovat za vhodný a spolehlivý.

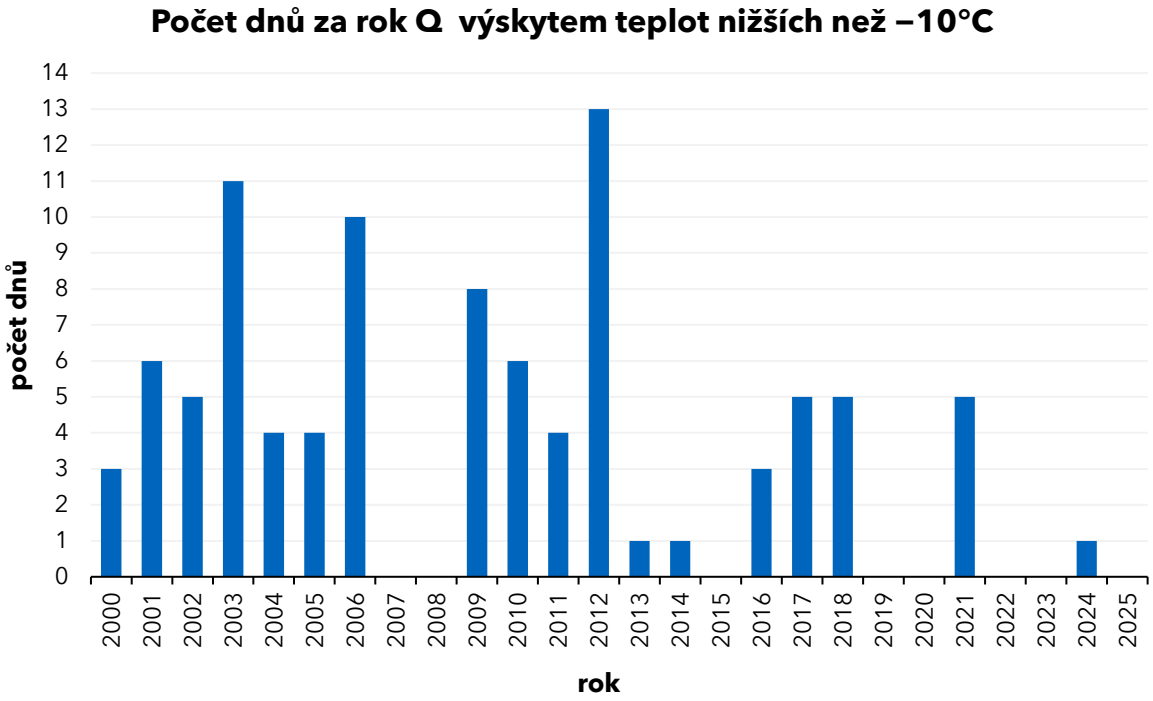
2.2.3 Kontrola instalovaného výkonu na výpočetní teplotu

Modelové roční diagramy trvání potřeby tepla použité v tomto dokumentu vycházejí z ročních rozdělení spotřeby tepla v Praze a z průměrných měsíčních venkovních teplot. Tento přístup dobře popisuje běžný provoz v průběhu roku. Je ale nutné ověřit, zda instalovaný tepelný výkon pokryje potřebu tepla i při výrazně nízkých venkovních teplotách, které ale trvají v oblasti Prahy velmi krátce.

Pro Prahu je podle dlouhodobého normálu nejnižší měsíční průměrná venkovní teplota přibližně −0,8 °C, zatímco výpočtová (návrhová) venkovní teplota pro dimenzování je stanovena na −12 °C. Výpočtová teplota reprezentuje stav, který se vyskytuje jen krátce, avšak je rozhodující pro určení maximálního potřebného tepelného výkonu.

Z otevřených dat ČHMÚ (stanice Karlov) bylo pro období 2000–2024 zjištěno celkem 95 dnů s výskytem teploty pod −10 °C. Počet těchto dnů byl určen jako počet dní, ve kterých minimální denní teplota vzduchu (TMI) klesla pod −10 °C. Dlouhodobý průměr tedy odpovídá přibližně 4 dnům za rok s minimální teplotou pod −10 °C. V posledních 10 letech je výskyt nižší (cca 1,2 dne za rok), což naznačuje pokles četnosti velmi nízkých teplot v poslední dekádě.

Graf 12: Počet dnů za rok s teplotami nižšími než −10 °C (2000–2025)



Zdroj: CHMI; vlastní zpracování

Je třeba zdůraznit, že se jedná o data v denním kroku. Nelze tedy určit, jak dlouho (kolik hodin) podmínky pod −10 °C v jednotlivých dnech trvaly. V praxi jde zpravidla o noční či ranní minima, která trvají jen několik hodin, zatímco denní maxima bývají výrazně vyšší.

Orientační kontrolu potřebného maximálního výkonu lze provést přepočtem průměrného tepelného výkonu při nejnižší měsíční průměrné venkovní teplotě (−0,8 °C) na potřebný tepelný výkon při výpočtové venkovní teplotě oblasti (−12 °C). Pro přepočet je dále využita vnitřní výpočtová teplota (20 °C). Koeficient pro stanovení maximálního potřebného výkonu lze vyjádřit:

$$\frac{T_{in} - (T_{v,out})}{T_{in} - (T_{pr,out})} = \frac{20 - (-12)}{20 - (-0{,}8)} = 1{,}54$$

kde T_{in} je vnitřní výpočtová teplota (20 °C), $T_{\mathrm{v,out}}$ výpočtová venkovní teplota (−12 °C) a $T_{\mathrm{pr,out}}$ průměrná nejnižší měsíční teplota (−0,8 °C).

Vynásobením průměrného zimního tepelného výkonu tímto koeficientem získáme orientační maximální potřebný tepelný výkon při výpočtové teplotě. Stanovený model sítě PT vykazuje průměrný potřebný zimní výkon cca 580 MW a maximální potřebný výkon při krátkodobých zimních špičkách tedy vychází na úrovni přibližně 893 MW.

U rozsáhlých teplárenských soustav, jako je Pražská teplárenská, je možné využívat akumulační schopnost rozsáhlé sítě před příchodem nízkých teplot. Teplo uložené ve vodním objemu potrubí dokáže krátkodobé špičky částečně vykrýt, a proto není nutné dimenzovat instalovaný výkon striktně na plnou návrhovou zátěž. V modelech je z tohoto důvodu uvažována hodnota maximálního potřebného výkonu na úrovni 1,25násobku průměrného výkonu. Podle informací Pražské teplárenské se požadavek v praxi pohybuje přibližně na úrovni 1,12násobku průměrného měsíčního výkonu. Zvolený koeficient 1,25 je tedy konzervativní a je na straně bezpečnosti.

2.3 Porovnávací kritéria

Pro porovnání navržených variant jsou v návrhové části Strategie teplárenství použita tři hlavní hodnoticí hlediska: splnění požadavků na účinnou soustavu zásobování teplem, environmentální dopad a ekonomická náročnost. Tato kritéria společně umožňují posoudit jednotlivé varianty z pohledu legislativní přijatelnosti, dopadu na emise a výsledné cenové úrovně tepla.

Kritérium účinné soustavy vychází z legislativního rámce a **sleduje zejména strukturu výroby tepla** podle podílu obnovitelných zdrojů energie, odpadního tepla, vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla a ostatní výroby. Pro hodnocení variant z pohledu účinné soustavy je **zvolen podílový přístup**. Alternativní možnost **posouzení prostřednictvím emisní intenzity** dodaného tepla je popsána pro úplnost, ale **není použita** jako hlavní hodnoticí metoda variant.

Environmentální kritérium je v rámci této Strategie vyjádřeno prostřednictvím modelové emisní bilance CO_2, stanovené podle použitých paliv, spotřeby elektřiny a provozu jednotlivých zdrojů. Tato bilance je zpracována samostatně a slouží k porovnání dopadu variant na produkci emisí. Způsob výpočtu, který je zvolen, **nekopíruje postup z legislativy** pro hodnocení účinné soustavy. Výpočet reflektuje přímé a nepřímé emise (v případě TČ). Toto hodnocení tedy **není možné** využít pro vyhodnocení podmínek uznání účinné soustavy. Ekonomické kritérium je reprezentováno modelovou cenou tepla, která slouží k orientačnímu porovnání dopadů jednotlivých variant na cenu tepla, nikoliv ke stanovení závazné obchodní nebo regulované ceny tepelné energie.

2.3.1 Účinná soustava zásobování teplem

Základním pilířem pro transformaci evropského i českého teplárenství je v současnosti revidovaná směrnice (EU) 2023/1791 o energetické účinnosti (EED). Její článek 26 zavádí definici „účinné soustavy zásobování teplem a chladem“ (dále jen „účinná soustava“), která se stává určujícím faktorem pro budoucí rozvoj sektoru, přístup k veřejné podpoře a plnění klimatických závazků. Do české legislativy byla evropská směrnice promítnuta zákonem č. 87/2025 Sb., a to konkrétně do zákona č. 165/2012 Sb.

Pro praktickou aplikaci těchto pravidel vydala Evropská komise oficiální metodické pokyny v podobě Doporučení (EU) 2024/2395. Tento dokument sjednocuje interpretační praxi

a informuje o dvou cestách k prokázání statusu účinné soustavy: první vychází ze struktury energetických zdrojů, tedy z podílového přístupu, zatímco druhá je založena na sledování emisní intenzity dodávaného tepla.

Směrnice (EU) 2023/1791 umožňuje členským státům zvolit, zda bude status účinné soustavy posuzován na základě podílu obnovitelných zdrojů, odpadního tepla a vysoce účinné KVET, nebo alternativně na základě emisní intenzity vyjádřené v g CO_2e/kWh dodaného tepla. Volba implementačního přístupu je v kompetenci členského státu.

Pro strategické hodnocení jednotlivých variant **je využita metoda založená na podílovém přístupu**. To znamená, že jednotlivé varianty jsou z pohledu účinné soustavy posuzovány podle toho, jaký **podíl výroby tepla připadá** na OZE, odpadní teplo, vysoce účinnou KVET a ostatní výrobu. Metoda podílu byla zvolena na základě kombinace posuzování provozu starých a nových sítí.

Posouzení účinnosti na základě struktury dodávek tepla

Standardní metoda prokazování statusu účinné soustavy vychází ze složení zdrojové základny soustavy a stanovuje postupně se zpřísňující nároky na zastoupení obnovitelných zdrojů energie (OZE), odpadního tepla a vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET). V praxi je důležité, že požadavky nejsou jednorázové, ale jsou navázány na časové milníky směřující k postupné dekarbonizaci sektoru.

Obrázek 4: Účinnost na základě struktury dodávek tepla

Období	Energie z obnovitelných zdrojů	Odpadní teplo	Energie z obnovitelných zdrojů a odpadní teplo	Kombinované dodávky z OZE, odp. tepla a (vysoce účinné) KVET	(Vysoce účinná) kombinovaná výroba tepla a elektřiny
Do 31. 12. 2027	50%	50%	50%	50%	75%
1. 1. 2028 – 31. 12. 2034	50%	50%	50%	50% (1)	80% (2)
1. 1. 2035 – 31. 12. 2039	50%	50%	50%	80% (3)	
1. 1. 2040 – 31. 12. 2044	75%	75%	75%	95% (3)	
1. 1. 2045 – 31. 12. 2049	75%	75%	75%		
Po 1. 1. 2050	100%	100%	100%		

Poznámky:
1) Do prahové hodnoty lze započítat pouze vysoce účinnou kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Nejméně 5 % dodávek vytápění a chlazení do sítě by mělo pocházet z obnovitelných zdrojů energie.
2) Do prahové hodnoty lze započítat pouze vysoce účinnou kombinovanou výrobu elektřiny a tepla.
3) Do prahové hodnoty lze započítat pouze vysoce účinnou kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Nejméně 35 % dodávek vytápění a chlazení do sítě by mělo pocházet z obnovitelných zdrojů energie nebo odpadního tepla.

Zdroj: vlastní zpracování, EED, zákon č. 165/2012 Sb.

U kogenerační výroby je pro uznání **vysoce účinné KVET** rozhodující dosažení úspory primární energie alespoň 10 % oproti oddělené výrobě elektřiny a tepla a současné splnění kritérií specifických emisí a účinnosti stanovených v příloze III směrnice (EU) 2023/1791. Výpočet úspory primární energie je založen na porovnání s harmonizovanými referenčními účinnostmi oddělené výroby elektřiny a tepla, které jsou stanoveny na úrovni EU, aktuálně nařízením Komise v přenesené pravomoci (EU) 2023/2104.

V návrhových variantách bude významnou roli hrát **zapojování tepelných čerpadel (TČ)**. Z hlediska vykazování podílu OZE je zásadní, že evropský rámec pro hodnocení účinné soustavy pracuje s výkladem, který se liší od čistě konzervativního přístupu, kdy by byla jako obnovitelná započítávána pouze „zachycená" složka tepla, tedy vyrobené teplo snížené o spotřebovanou elektřinu. Doporučení Komise (EU) 2024/2395 v návaznosti na recitál 107 směrnice (EU) 2023/1791 uvádí, že pro účely výpočtu podílu obnovitelné energie v soustavě podle článku 26 EED může být jako OZE započteno veškeré teplo dodané do sítě z tepelných čerpadel, pokud dané tepelné čerpadlo splňuje minimální požadavky účinnosti stanovené v Příloze VII směrnice (EU) 2018/2001 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů. Rozhodujícím kritériem je tedy splnění minimální hodnoty sezónního topného faktoru (COP) dle této přílohy v okamžiku instalace zařízení.

Příloha VII směrnice (EU) 2018/2001 stanoví, že do výpočtu obnovitelné energie mohou být zahrnuta pouze tepelná čerpadla, u nichž je splněna podmínka $COP > 1{,}15 \times 1/\eta$, kde η vyjadřuje poměr hrubé výroby elektřiny k primární energii spotřebované na její výrobu. Hodnotu $1/\eta$ lze prakticky vyjádřit prostřednictvím faktoru primární energie elektřiny. Pro účely posouzení je proto jako referenční hodnota uvažován faktor 2,1, který vychází z české vyhlášky č. 264/2020 Sb., o energetické náročnosti budov, a je zde použit jako český národní referenční faktor primární energie pro elektřinu. Minimální požadavek na sezónní topný faktor pak činí $COP > 1{,}15 \times 2{,}1$, tedy přibližně $COP > 2{,}42$.

Na evropské úrovni byl výchozí faktor primární energie elektřiny následně revidován na hodnotu 1,9. Při použití této hodnoty by minimální požadavek na sezónní topný faktor činil přibližně $COP > 2{,}19$. Z praktického hlediska to znamená, že při splnění uvedené minimální hodnoty COP může být celé teplo z TČ vstupující do sítě pro účely posouzení účinné soustavy považováno za obnovitelné. Současně je vhodné transparentně uvést, že závazná národní metodika pro jednotné uplatnění tohoto výkladu se může v čase dále upřesňovat.

Specifické postavení v rámci zdrojové struktury zaujímají **zařízení pro energetické využití odpadu (ZEVO)**. Metodika vyžaduje striktní rozdělení dodávek tepla podle povahy paliva: biogenní frakce odpadu je považována za obnovitelný zdroj energie a započítává se do podílu OZE, zatímco nebiogenní (fosilní) frakce může být uznána pro účely statusu účinné soustavy pouze v případě, že je vyrobena v režimu vysoce účinné kogenerace. **Podle aktuální metodiky Ministerstva životního prostředí se u směsného komunálního odpadu standardně uvažuje s energetickým podílem biogenní složky na úrovni 42,5 %**. To v praxi znamená, že tuto část celkové dodávky tepla ze ZEVO lze klasifikovat jako teplo z obnovitelného zdroje. Pro posouzení zbývající části vyrobené v režimu vysoce účinné KVET je nezbytné postupovat podle evropské metodiky výpočtu úspory primární energie s využitím harmonizovaných referenčních hodnot dle nařízení (EU) 2023/2104. Celý proces je podřízen principu zamezení dvojího započtení, což znamená, že biogenní teplo je vykázáno prioritně jako OZE a do kategorie KVET vstupuje pouze zbývající podíl tepla vyrobeného z neobnovitelné části paliva.

Alternativní posouzení na základě emisní intenzity tepla

Kromě podílového přístupu umožňuje článek 26 odst. 2 a 3 směrnice (EU) 2023/1791 alternativní posouzení založené na emisní intenzitě dodaného tepla (do české legislativy byla tato část směrnice transponována do zákona č. 165/2012 Sb., § 26e). Hodnotí se množství emisí skleníkových plynů na jednotku tepla (resp. chladu) skutečně dodaného

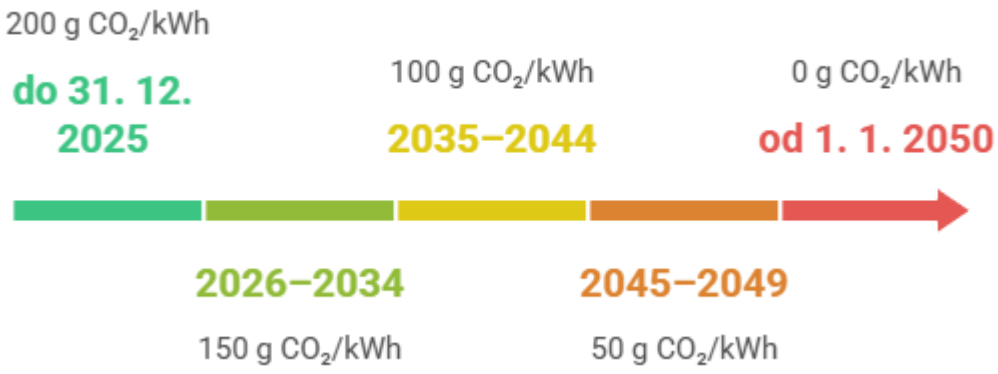
zákazníkům. Do výpočtu se tak promítají i síťové ztráty, protože jmenovatelem je energie na předávacím místě mezi soustavou a zákazníkem.

Metodika výpočtu je podrobně rozpracována v Dodatku B Doporučení Komise (EU) 2024/2395. Nejprve se stanoví množství tepla dodaného do soustavy jednotlivými výrobními jednotkami, následně se přiřadí emisní faktory podle typu zdroje a technologie a spočítají se celkové emise. Ty se poté vydělí celkovým množstvím tepla dodaného zákazníkům.

Emisní faktory pro jednotlivé technologie a paliva stanovují členské státy na základě harmonizované metodiky a doporučených databází emisních faktorů (např. EEA). Pro obnovitelné zdroje energie ve smyslu čl. 2 odst. 1 RED a pro odpadní teplo je však emisní faktor pevně stanoven na 0 g CO_2/kWh. Z toho vyplývá, že tepelné čerpadlo, které splňuje podmínky Přílohy VII směrnice (EU) 2018/2001, může být v rámci této emisní metodiky posuzováno jako zdroj s emisním faktorem 0 g CO_2/kWh, tedy bez přímého zohlednění emisí spojených s výrobou spotřebované elektřiny, jak bylo popsáno v předchozí kapitole.

V případě kombinované výroby elektřiny a tepla je nezbytné zohlednit, že celkové emise výrobní jednotky jsou spojeny se společnou výrobou dvou energetických produktů. Pro účely výpočtu emisní intenzity dodaného tepla je proto nutné provést alokaci emisí mezi elektřinu a teplo. Metodika vychází z principu, že nejprve jsou stanoveny celkové emise zdroje na základě množství spotřebovaného paliva a příslušného emisního faktoru, a následně se tyto emise rozdělí mezi výrobu elektřiny a tepla podle harmonizované metodiky vycházející z referenčních účinností oddělené výroby elektřiny a tepla. Tyto referenční hodnoty jsou stanoveny na úrovni EU (aktuálně nařízením Komise v přenesené pravomoci (EU) 2023/2104) a slouží k určení, jaká část emisí odpovídá výrobě elektřiny a jaká část výrobě tepla. Do výpočtu emisní intenzity soustavy podle článku 26 EED vstupuje pouze ta část emisí, která je po alokaci přiřazena k teplu dodanému do soustavy.

Prahové hodnoty emisní intenzity pro uznání soustavy jako účinné se postupně zpřísňují:



Zdroj: vlastní zpracování

Tato metoda je popsána jako relevantní součást evropského legislativního rámce, není však použita jako hlavní metoda pro porovnání variant. Pro strategické vyhodnocení variant je použit podílový přístup, který umožňuje přímo sledovat strukturu výroby tepla z pohledu OZE, odpadního tepla, vysoce účinné KVET a ostatních zdrojů.

Emisní metoda podle článku 26 EED a samostatná emisní bilance použitá v návrhové části Strategie nejsou totožné. V emisní metodě pro účinnou soustavu mohou být některé obnovitelné zdroje uvažovány s nulovou emisní intenzitou. Naproti tomu emisní bilance

jednotlivých variant započítává modelové emise podle spotřeby paliv a elektřiny. U tepelných čerpadel jsou proto v emisní bilanci zahrnuty nepřímé emise ze spotřeby elektřiny, přestože z pohledu podílového posouzení účinné soustavy může být vyrobené teplo při splnění požadavků na COP započteno jako OZE.

2.3.2 Environmentální hodnocení

Environmentální hodnocení je v rámci této Strategie zaměřeno na klimaticko-emisní porovnání jednotlivých variant. V návaznosti na cíle hl. m. Prahy v oblasti udržitelné energetiky a klimatu, formulované zejména v Klimatickém plánu hl. m. Prahy do roku 2030, je jako hlavní hodnoticí ukazatel zvolena produkce emisí CO_2. Volba tohoto ukazatele odpovídá charakteru posuzovaných variant, jejichž hlavní rozdíly spočívají ve způsobu výroby tepla a v emisní náročnosti použitých energií. Emisní bilance CO_2 tak tvoří základní srovnávací rámec pro posouzení dopadu variant z hlediska ochrany klimatu.

Emisní bilance je zpracována samostatně, **nezávisle** na podílovém posouzení účinné soustavy. Jejím cílem není formálně prokazovat splnění alternativní emisní metody podle článku 26 směrnice (EU) 2023/1791, ale porovnat dopad jednotlivých variant na produkci emisí CO_2. Pro emisní hodnocení jsou využity emisní faktory emisí CO_2 dle Národní inventarizační zprávy (National Inventory Report, NIR) za rok 2024, publikované Českým hydrometeorologickým ústavem (ČHMÚ).

Pro stanovení emisního faktoru elektřiny je vycházeno z metodiky Ministerstva průmyslu a obchodu ČR. Tato metodika rozlišuje dva přístupy k určení emisní náročnosti elektřiny. Prvním je emisní faktor vycházející z hrubé výroby elektřiny v České republice (tzv. location-based přístup), který pro rok 2025 činí 0,33 t CO_2/MWh a reprezentuje průměrnou emisní náročnost výroby elektřiny v rámci národní energetické bilance. Tento přístup je použit i v rámci tohoto dokumentu, neboť odpovídá systémovému pohledu na energetiku a umožňuje konzistentní porovnání jednotlivých zdrojů.

Emisní faktor elektřiny je zároveň nutné vnímat jako časově proměnný parametr, který odráží aktuální strukturu výroby elektřiny v České republice. V návaznosti na očekávanou změnu výrobního mixu, zejména postupné snižování podílu fosilních zdrojů a růst podílu obnovitelných a nízkoemisních zdrojů, lze v dlouhodobém horizontu předpokládat další pokles emisní náročnosti elektřiny (blíže popsáno v kapitole 5). Pro účely tohoto variantního porovnání je však použit jednotný **aktuální emisní faktor** MPO pro rok 2025, aby byly všechny varianty hodnoceny na shodném metodickém základě.

Vedle toho existuje přístup vycházející ze zbytkového energetického mixu (tzv. market-based přístup bez záruk původu), který pro rok 2025 činí 0,45 t CO_2/MWh. Tento faktor je určen především pro vykazování emisí spotřebované elektřiny na straně odběratele a zohledňuje elektřinu, která není kryta zárukami původu. Tento přístup není dále uplatněn, protože cílem hodnocení je systémové porovnání variant z pohledu národní energetické bilance, nikoliv vykazování uhlíkové stopy konkrétního odběratele elektřiny.

Pro stanovení produkce emisí CO_2 ze zařízení pro energetické využití odpadu (ZEVO) je možné využít metodiky a podklady Ministerstva životního prostředí, zejména „Metodický pokyn k monitorování a vykazování emisí ze spalování odpadu v EU ETS“ [1]. Pro obecné stanovení emisí CO_2 výpočtem je nutné znát výhřevnost odpadu a podíl jeho fosilní složky, přičemž tyto hodnoty jsou závislé na konkrétním složení odpadu. V rámci systému EU ETS jsou vykazovány emise pouze za fosilní část odpadu. Pro základní hodnocení emisí CO_2 ze

spalování odpadu je využita hodnota podílu biomasy v komunálním odpadu ve výši 42,5 %, která vychází z uvedené metodiky MŽP. Emisní faktor fosilní části odpadu je převzat z metodiky IPCC 2006 (Intergovernmental Panel on Climate Change), která uvádí hodnotu 91,7 t CO_2/TJ. Ve výpočtu je dále uvažována průměrná výhřevnost komunálního odpadu 10 MJ/kg.

Tabulka 8: Emisní faktory

Emisní faktor (vztažen k výhřevnosti)		
Zemní plyn	0,055	(t CO_2/GJ)
Hnědé uhlí	0,099	(t CO_2/GJ)
Elektřina	0,330	(t CO_2/MWh)
Komunální odpad – fosilní složka	0,092	(t CO_2/GJ)

Zdroj: CHMI, MPO, MŽP

Zařízení, která spotřebovávají elektřinu, nemusí lokálně tvořit žádné emise (například tepelná čerpadla), ale globálně vytváří emise nepřímo, neboť elektřina, kterou spotřebovávají, nepochází z bezemisních zdrojů. Za určitých podmínek lze tepelná čerpadla dle metodiky uvedené v Příloze VII směrnice (EU) 2018/2001 hodnotit z **pohledu posouzení účinné soustavy jako obnovitelný zdroj energie**.

Obecně z pohledu elektrické energie lze, vzhledem k trendu instalace nových OZE systémů, předpokládat její postupnou dekarbonizaci, a tudíž zároveň snižování celkových nepřímých emisí. Tento předpoklad vychází z aktualizované verze Vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu z prosince 2024. Tento plán má pro hrubou výrobu elektřiny vymezeny 3 milníky pro roky 2030, 2040 a 2050 (viz Tabulka 9) [2]. Tento výhled slouží pouze jako kontext pro interpretaci dlouhodobého emisního dopadu elektrifikovaných zdrojů, zejména tepelných čerpadel. Pro vlastní variantní porovnání je zachován jednotný emisní faktor elektřiny 0,33 t CO_2/MWh.

Tabulka 9: Podíl jednotlivých druhů paliv a energie na hrubé výrobě elektřiny

Druh energie	2030	2040	2050
Uhlí a uhelné deriváty	9 %	0 %	0 %
Zemní plyn	15 %	3 %	3 %
Jaderná energie	44 %	68 %	46 %
Obnovitelné zdroje	31 %	29 %	52 %
Ostatní*	1 %	1 %	1 %

** vyrobené plyny, vodík, ropné produkty a neobnovitelná složka odpadu* *Zdroj: [2]*

Stanovení emisí CO_2 na vyrobenou a dodanou energii

Celkové emise CO_2 lze vyjádřit ve vztahu k celkové vyrobené energii, tedy součtu vyrobeného tepla a elektřiny. Tento přístup představuje nejjednodušší způsob stanovení emisní náročnosti, kdy jsou celkové emise vztaženy k součtu vyrobené energie (kWh) bez rozlišení jednotlivých forem energie. Emise CO_2 jsou v tomto případě stanoveny na základě použité technologie a příslušného emisního faktoru paliva.

V případě kombinované výroby tepla a elektřiny (KVET) však vzniká potřeba rozdělit celkové emise mezi jednotlivé energetické výstupy. Pro tento účel lze využít metodu založenou na referenční oddělené výrobě, kdy se emise rozdělují podle poměru hypotetické spotřeby paliva při oddělené výrobě tepla a elektřiny.

Tento přístup vychází z vyhlášky č. 140/2021 Sb. a normy ČSN EN 15316-4-5: Energetická náročnost budov – Metoda výpočtu potřeb energie a účinností soustav – Část 4–5: Soustavy zásobování teplem a chladem. Referenční účinnosti oddělené výroby tepla a elektřiny jsou stanoveny dle nařízení Komise (EU) 2015/2402.

Referenční účinnosti:

- výroba tepla (zemní plyn): 92 %,
- výroba elektřiny (zemní plyn): 53 %,
- výroba tepla (ZEVO): 80 %,
- výroba elektřiny (ZEVO): 25 %.

Na základě skutečné výroby tepla a elektřiny v KVET se stanoví množství energie v palivu, které by bylo potřeba při jejich oddělené výrobě. Poměr těchto hodnot následně slouží k rozdělení celkových emisí CO_2 mezi výrobu tepla a elektřiny.

Způsoby vyjádření emisní náročnosti

Na základě výše uvedeného lze emisní náročnost zdrojů vyjádřit například:

- na celkovou vyrobenou energii (teplo + elektřina) – vhodné pro základní srovnání zdrojů bez rozlišení jednotlivých výstupů,
- na vyrobené teplo nebo elektřinu – po rozdělení emisí v případě KVET.

Pro účely emisního hodnocení variant je výpočet emisí CO_2 proveden na základě emisních faktorů jednotlivých energií (paliv a elektřiny) a **neodpovídá** alternativní metodě posouzení účinné soustavy podle emisní intenzity dle článku 26 směrnice (EU) 2023/1791.

2.3.3 Cena tepla

Cena tepla představuje ekonomické hodnoticí kritérium, které je v rámci Strategie využito pro orientační posouzení dopadu jednotlivých variant na výslednou cenovou úroveň tepla. Cílem hodnocení není stanovit závaznou cenu tepelné energie pro konečné odběratele, obchodní nabídku ani regulovanou kalkulaci podle cenových předpisů, ale vytvořit jednotný a vzájemně porovnatelný rámec pro hodnocení jednotlivých rozvojových pilířů a jejich variant.

Modelová cena tepla je v tomto hodnocení chápána jako výsledek **kombinace proměnných provozních nákladů, stálých provozních nákladů, investiční složky a případných výnosů z výroby elektřiny**. Proměnné náklady zahrnují zejména náklady na paliva, elektřinu, emisní povolenky a související složky cen energií. Stálé náklady zahrnují náklady související s provozuschopností a provozním zajištěním zdrojů a soustav. Investiční složka vyjadřuje promítnutí nákladů na nové zdroje, úpravy stávajících zařízení a rozvoj související infrastruktury do ročních nákladů hodnocené varianty. U technologií s výrobou elektřiny, zejména u kogeneračních jednotek a paroplynového cyklu, jsou zohledněny také výnosy z vyrobené elektřiny.

V následujících částech jsou nejprve popsány cenové předpoklady hlavních proměnných vstupů, tedy zemního plynu, elektřiny a emisních povolenek. Následně jsou vymezeny regulované a ostatní složky cen energií, výsledné modelové ceny energetických vstupů a způsob zohlednění stálých nákladů a investiční složky.

Výhled ceny zemního plynu

Cena zemního plynu představuje jeden z klíčových vstupů pro ekonomické hodnocení variant založených na plynových zdrojích a kogeneračních jednotkách. Současně nepřímo ovlivňuje také cenu elektřiny, protože plynové elektrárny v řadě hodin nadále určují marginální cenu elektřiny na evropském trhu. Pro účely Strategie je proto nutné pracovat nejen s aktuální tržní cenou plynu, ale také s dlouhodobějším scénářovým výhledem a s nejistotou dalšího vývoje.

Evropský trh se zemním plynem prošel v letech 2021–2023 zásadní změnou. Před energetickou krizí se velkoobchodní ceny plynu v evropských plynárenských uzlech pohybovaly v řádu nižších desítek EUR/MWh. V důsledku omezení dodávek ruského plynu, zvýšení nejistoty na trhu a přechodu Evropy na vyšší dovoz LNG však došlo k mimořádnému růstu cen. Podle Evropské komise se ceny po energetické krizi stabilizovaly na výrazně nižší úrovni než v krizovém období, avšak stále nad historickými průměry před rokem 2021. Zpráva Evropské komise je v tomto kontextu využita především jako historický a aktuální popis vývoje evropského trhu, nikoliv jako dlouhodobá cenová predikce. [3]

Pro doplnění historického vývoje jsou dále uvedeny vybrané měsíční hodnoty indexu TTF. TTF představuje evropskou referenční cenu zemního plynu obchodovanou v EUR/MWh. Nejde tedy o cenu LNG jako takovou, ale o tržní cenu evropského plynu, do které se vyšší význam LNG promítá nepřímo prostřednictvím většího napojení evropského trhu na globální trh se zkapalněným plynem. Hodnoty TTF jsou v tabulce použity pouze pro ilustraci rozdílu mezi krizovou cenovou úrovní a aktuálnějším tržním prostředím. [4]

Dlouhodobější výhled cen zemního plynu je možné opřít o scénářové zdroje. World Energy Outlook 2024 od Mezinárodní energetické agentury nepracuje s jednou predikcí, ale se scénáři možného vývoje energetického systému. Scénář STEPS vyjadřuje vývoj při současných politikách a oznámených opatřeních, scénář APS předpokládá splnění oznámených klimaticko-energetických závazků a scénář NZE představuje trajektorii směřující k dosažení čistých nulových emisí do roku 2050. Ceny zemního plynu pro EU jsou ve WEO uvedeny v USD2023/MBtu a pro potřeby srovnání byly v tabulce přepočteny na EUR2023/MWh. Hodnoty IEA ukazují pokles proti výchozí úrovni roku 2023 a následnou stabilizaci v pásmu nižších desítek EUR/MWh, přičemž nižší ceny odpovídají scénářům s rychlejší dekarbonizací a nižší poptávkou po plynu. [5]

Konkrétnější evropský pohled poskytuje studie Strompreisprognose 2024 zpracovaná společností Prognos pro vbw. Studie pracuje se třemi cenovými drahami zemního plynu pro Evropu. Horní cenový scénář předpokládá narušení dodávek do Evropy a vyšší cenovou úroveň, ve které cenu po roce 2030 určuje dražší LNG. Střední scénář vychází z pokračujícího významu LNG dovozů a obnovení bezpečnosti dodávek díky rozšíření LNG infrastruktury. Dolní scénář předpokládá obnovení významných dodávek ruského plynu do Evropy a samotná studie jej označuje za v současnosti nerealistický. Hodnoty Prognos/vbw jsou uvedeny v cenové bázi EUR2022/MWh. [6]

Z porovnání zdrojů vyplývá, že krizové ceny roku 2022 nelze považovat za dlouhodobý normál, ale současně není vhodné automaticky předpokládat plný návrat k velmi nízkým předkrizovým cenám. Scénáře IEA i Prognos/vbw naznačují spíše stabilizaci evropské ceny plynu v pásmu nižších desítek EUR/MWh.

Tabulka 10: Shrnutí výhledu ceny zemního plynu

Podklad	Účel údaje / scénář	Rok nebo období	Hodnota
Evropská komise (2025)	historické rozpětí velkoobchodních cen plynu v EU	2015–2020	5–30 EUR2023/MWh
Evropská komise (2025)	krizové zvýšení cen v evropských plynárenských uzlech	prosinec 2021; srpen 2022	113; 320 EUR2023/MWh
Evropská komise (2025)	stabilizace po energetické krizi	počátek roku 2024	30–40 EUR2023/MWh
TTF monthly index (Protergia)	vybrané měsíční hodnoty TTF pro ilustraci krizové a aktuální tržní úrovně	září 2022; říjen 2022; červen 2026	233; 205; 47 EUR/MWh
IEA WEO 2024	výchozí cena plynu pro EU; vážený průměr potrubních a LNG dovozů	2023	38 EUR2023/MWh
IEA WEO 2024 – STEPS	současné politiky a oznámená opatření	2030; 2040; 2050	20; 24; 24 EUR2023/MWh
IEA WEO 2024 – APS	splnění oznámených klimaticko-energetických závazků	2030; 2040; 2050	19; 16; 16 EUR2023/MWh
IEA WEO 2024 – NZE	trajektorie čistých nulových emisí do roku 2050	2030; 2040; 2050	14; 13; 13 EUR2023/MWh
Prognos/vbw (2024) – horní	narušení dodávek do Evropy; cenu určuje dražší LNG	2030; 2040; 2050	35; 25; 25 EUR2022/MWh
Prognos/vbw (2024) – střední	vysoký význam LNG dovozů a obnovení bezpečnosti dodávek	2030; 2040; 2050	22; 20; 19 EUR2022/MWh
Prognos/vbw (2024) – dolní	obnovení významných ruských dodávek; studie označuje scénář jako nyní nerealistický	2030; 2040; 2050	14; 15; 15 EUR2022/MWh

Poznámka: Hodnoty z jednotlivých zdrojů nejsou uvedeny ve shodné cenové bázi. Evropská komise uvádí historické hodnoty převážně v EUR2023/MWh, Prognos/vbw pracuje s cenovou bází EUR2022/MWh a měsíční hodnoty TTF jsou uvedeny jako tržní hodnoty v EUR/MWh. Ceny IEA WEO 2024 byly pro účely srovnání přepočteny z USD2023/MBtu na EUR2023/MWh. Pro přepočet byl použit kurz 1 USD = 0,92 EUR a energetický převod 1 MBtu = 0,2931 MWh. Z toho vyplývá převodový koeficient 1 USD/MBtu = 3,139 EUR/MWh. Hodnoty v tabulce jsou zaokrouhleny na celé EUR/MWh. *Zdroj: vlastní zpracování, [3], [4], [5], [6]*

Výhled cen emisních povolenek

Cena emisních povolenek představuje významný nákladový vstup pro všechny zdroje tepla využívající fosilní paliva, které spadají do systému obchodování s emisemi. V praxi se

u stávajícího evropského systému EU ETS používá emisní povolenka označovaná jako EUA, tedy European Union Allowance. Jedna povolenka EUA opravňuje provozovatele zařízení k vypuštění jedné tuny CO_2 ekvivalentu. Pokud tedy zdroj spaluje zemní plyn, uhlí nebo jiné fosilní palivo a spadá do EU ETS, musí k odpovídajícím emisím nakoupit nebo jinak zajistit odpovídající množství povolenek.

Pro účely této Strategie je rozhodující především stávající systém EU ETS, někdy neformálně označovaný jako EU ETS 1. Tento systém se vztahuje zejména na výrobu elektřiny a tepla, energeticky náročný průmysl, letectví a nově také námořní dopravu. Cena povolenky EUA ve stávajícím EU ETS je proto relevantní pro velké teplárenské zdroje, kogenerační jednotky a další zdroje zahrnuté do tohoto systému.

Vedle stávajícího EU ETS vzniká samostatný systém EU ETS 2. Ten se bude vztahovat zejména na emise ze spalování paliv v budovách, silniční dopravě a dalších menších sektorech, které nejsou zahrnuty ve stávajícím EU ETS. Na rozdíl od stávajícího EU ETS, kde povinnost dopadá přímo na provozovatele velkých emisních zařízení, bude ETS 2 fungovat převážně „upstream", tedy přes dodavatele paliv. Ti budou muset nakupovat povolenky podle množství paliv uvedených na trh a náklad se může následně promítat do koncových cen paliv. Povolenky ETS 2 budou oddělené od povolenek EUA a jejich cena se může vyvíjet odlišně. Pro ekonomické hodnocení velkých centrálních zdrojů tepla je proto relevantní primárně cena EUA ve stávajícím EU ETS, zatímco ETS 2 je vhodné vnímat jako doplňující riziko pro paliva a menší zdroje mimo stávající EU ETS.

Evropský systém obchodování s emisemi funguje na principu „cap and trade". To znamená, že je stanoveno celkové množství emisí, které mohou zařízení zahrnutá do systému vypustit, a toto množství je kryto odpovídajícím počtem povolenek. Celkové množství povolenek se v čase snižuje, čímž se postupně zpřísňuje emisní strop a vytváří tlak na snižování emisí. Cena povolenky proto nevzniká pouze jako běžná tržní cena komodity, ale je významně ovlivněna regulatorním nastavením systému, dostupným množstvím povolenek, očekáváním účastníků trhu a tempem dekarbonizace.

Dlouhodobý výhled ceny povolenek ve stávajícím EU ETS lze opřít o scénářové zdroje. Studie Enerdata modeluje vývoj EU ETS pomocí modelu POLES-Enerdata a zohledňuje zejména postupné snižování emisního stropu, fungování Market Stability Reserve, bankování povolenek a zajišťovací chování výrobců elektřiny. Podle tohoto scénáře se cena povolenky do roku 2030 pohybuje přibližně v pásmu 70–75 EUR/t CO_2. Po roce 2030 se s dalším zpřísňováním emisního stropu očekává postupný růst ceny, přibližně k úrovni 130 EUR/t CO_2 v roce 2040. Enerdata zároveň upozorňuje, že při zachování současného designu systému může po roce 2040 dojít k velmi prudkému růstu ceny, protože trh se stává výrazně omezenějším a stabilizační mechanismy již nemusí být dostatečné. [7]

Druhým využitelným zdrojem je studie Strompreisprognose 2024 zpracovaná společností Prognos pro vbw. Ta pracuje se třemi vlastními cenovými drahami EU ETS: horní, střední a dolní. Studie předpokládá růst cen emisních povolenek v návaznosti na postupné snižování množství dostupných povolenek a plnění klimatických cílů. Horní cenová dráha vychází z předpokladu výrazně vyšší ceny CO_2 a do roku 2040 roste až k úrovni 300 EUR/t CO_2. Střední cenová dráha představuje umírněnější růstovou trajektorii a dolní cenová dráha zachycuje nižší cenový vývoj. Prognos/vbw při konstrukci těchto drah využívá jako orientační podklady mimo jiné scénáře World Energy Outlook 2023 a dlouhodobé energetické systémové studie. [6]

Samostatně je vhodné zmínit také očekávaný vývoj ceny v systému EU ETS 2. Tento systém zatím není plně zaveden, a jeho cenový výhled je proto zatížen vyšší nejistotou než u stávajícího EU ETS. Evropská komise předpokládá stabilizační mechanismus, v jehož rámci může být při překročení ceny 45 EUR/t CO_2 v cenách roku 2020 uvolněno dodatečné množství povolenek [8]. Tato hodnota však nepředstavuje pevný cenový strop, ale pouze mechanismus pro zmírnění nadměrných cenových výkyvů. Podle BloombergNEF by cena ETS 2 při současném nastavení systému mohla v roce 2030 dosáhnout přibližně 122 EUR/t CO_2 a průměrná cena v období 2027–2030 by mohla činit přibližně 99 EUR/t CO_2 [9]. Mírnější odhady, například ClearBlue Markets, předpokládají v počáteční fázi cenu kolem 55 EUR/t CO_2 a růst přibližně k úrovni 100 EUR/t CO_2 kolem roku 2030 [10].

Tabulka 11: Shrnutí výhledu cen emisních povolenek

Podklad	Účel údaje / scénář	Rok nebo období	Hodnota
ICE EUA Futures	aktuální tržní kotva stávajícího EU ETS	2026–2028	cca 76–83 EUR/t CO_2
Enerdata	modelový výhled EU ETS při současném designu systému	2030; 2040; po 2040	cca 70–75; 130; > 500 EUR/t CO_2
Prognos/vbw (2024) – horní	vysoká cenová dráha; orientace na NZE a vysoké systémové studie	2030; 2040; 2050	cca 153; 300; 300 EUR2022/t CO_2
Prognos/vbw (2024) – střední	střední cenová dráha; orientace na APS	2030; 2040; 2050	cca 118; 164; 210 EUR2022/t CO_2
Prognos/vbw (2024) – dolní	nižší cenová dráha; orientace na STEPS	2030; 2040; 2050	cca 64; 103; 142 EUR2022/t CO_2
Evropská komise – ETS 2	stabilizační mechanismus ETS 2	první roky fungování ETS 2	45 EUR2020/t CO_2
BloombergNEF – ETS 2	cenový výhled ETS 2 při současném nastavení	průměr 2027–2030; rok 2030	cca 99; 122 EUR/t CO_2
ClearBlue Markets – ETS 2	alternativní/mírnější cenový výhled ETS 2	počáteční fáze; rok 2030	cca 55; cca 100 EUR/t CO_2

Poznámka: Scénáře NZE, APS a STEPS vycházejí z metodiky World Energy Outlook Mezinárodní energetické agentury. Jejich obecná charakteristika je popsána v předchozí části věnované výhledu ceny zemního plynu. Ve studii Prognos/vbw nejsou tyto scénáře převzaty jako samostatné scénáře hodnocení, ale slouží jako orientační podklad pro konstrukci cenových drah emisních povolenek. Zdroj: vlastní zpracování, [6], [7], [8], [9], [10], [11]

Výhled cen elektřiny

Cena elektřiny představuje významný vstup ekonomického hodnocení zejména u technologií s vysokou spotřebou elektřiny, především u tepelných čerpadel a elektrokotlů. Současně však může vystupovat také jako výnosová položka u zdrojů s výrobou elektřiny, zejména u kogeneračních jednotek. Výhled ceny elektřiny je proto pro stanovení modelové ceny tepla důležitý jak z hlediska provozních nákladů, tak z hlediska možných výnosů z prodeje elektřiny.

Na rozdíl od zemního plynu nebo emisních povolenek nelze cenu elektřiny chápat jako cenu jedné samostatné komodity s jednoduchou dlouhodobou trajektorií. Velkoobchodní cena elektřiny vzniká v každé hodině na základě rovnováhy mezi spotřebou, dostupnou výrobou,

cenou paliv a emisních povolenek, výrobou z obnovitelných zdrojů, dostupností řiditelných zdrojů, stavem přenosových kapacit a možnostmi dovozu nebo vývozu elektřiny.

Evropský trh s elektřinou byl v letech 2021–2023 výrazně ovlivněn energetickou krizí. Evropská komise uvádí, že v období před krizí se evropské velkoobchodní ceny elektřiny pohybovaly přibližně v rozmezí 40–60 EUR/MWh. Během energetické krize došlo v důsledku růstu cen plynu, který v Evropě často určuje cenu elektřiny prostřednictvím plynových elektráren jako marginální technologie, k výraznému růstu cen elektřiny. Po odeznění nejvyšších krizových cen se velkoobchodní ceny stabilizovaly, avšak zůstaly nad historickým průměrem před rokem 2021. Tento vývoj ukazuje, že pro budoucí hodnocení není vhodné vycházet ani z krizových extrémů, ani z velmi nízkých cen let 2019–2020. [3]

Pro dlouhodobější číselný výhled je jako hlavní referenční podklad využita studie Strompreisprognose 2024 zpracovaná společností Prognos pro vbw. Studie se zaměřuje na německý velkoobchodní trh s elektřinou a pracuje se třemi cenovými drahami. Jako hlavní důvody vyšší dlouhodobé cenové úrovně uvádí zejména vyšší ceny zemního plynu a rostoucí ceny emisních povolenek. Současně upozorňuje, že volatilita cen elektřiny bude růst i nezávisle na ceně plynu, zejména v důsledku vyššího podílu proměnlivé výroby z obnovitelných zdrojů. Ve střední cenové dráze studie předpokládá pokles německé velkoobchodní ceny elektřiny do roku 2030 přibližně na 86 EUR2022/MWh. Pro rok 2035 lze z grafu střední cenové dráhy odečíst hodnotu přibližně okolo 80 EUR2022/MWh. [6]

Pro dlouhodobější výhled ceny elektřiny je německý velkoobchodní trh vhodným regionálním referenčním bodem. Český trh je součástí propojeného středoevropského trhu s elektřinou a je významně ovlivňován cenotvorbou v okolních státech, zejména v Německu. Německo je největším sousedním trhem a očekávaný rozvoj obnovitelných zdrojů v jeho výrobním mixu se bude promítat do regionálních cenových profilů, především v hodinách s vysokou výrobou z větru a fotovoltaiky. Česká cena elektřiny se však může od německé ceny odchylovat v závislosti na dostupnosti přeshraničních kapacit, domácí zdrojové přiměřenosti, sezónní bilanci a okamžitém saldu dovozu a vývozu.

Pro český kontext je proto využit také dokument MAF CZ 2023 společnosti ČEPS. Tento dokument není primárně cenovou prognózou, ale modelem zdrojové přiměřenosti české elektrizační soustavy. Přesto obsahuje relevantní modelové výstupy k cenovému vývoji, česko-německému spreadu, importní pozici ČR a sezónnímu chování cen. ČEPS výslovně uvádí, že ambicí MAF CZ není nabídnout predikci vývoje cen, ale nastínit vývoj cen silové elektřiny zachycený simulacemi. Hodnoty ČEPS je proto vhodné chápat jako český modelový scénář vývoje day-ahead cen, nikoliv jako tržní forwardovou křivku.

Výsledky MAF CZ 2023 ukazují v obou scénářích pokles simulované české day-ahead ceny v roce 2030 oproti pokrizové úrovni a následný růst do roku 2035. Tento růst souvisí zejména s vyšší spotřebou, útlumem části řiditelných zdrojů, rostoucím významem importu a tlakem na disponibilní flexibilní výkon. ČEPS zároveň upozorňuje na sezónní rozdíly: cenová úroveň má klesat v letních měsících díky vyšší výrobě z OZE a ekonomickému importu přebytků, zejména z Německa, zatímco v zimních měsících může docházet k růstu cenové hladiny v obdobích s nízkou výrobou z obnovitelných zdrojů a omezenou disponibilitou flexibilních zdrojů. [12]

Doplňkovým akademickým zdrojem je studie publikovaná v časopise Energy Policy autory Liebensteinerem, Ockerem a Abuzayedem, která se zaměřuje na vývoj německé velkoobchodní ceny elektřiny do roku 2030. Studie pracuje s daty za období leden 2015 až

květen 2023 a hodnotí vliv hlavních tržních trendů. Výsledky ukazují, že rozvoj obnovitelných zdrojů sice působí na pokles cen elektřiny, tento efekt je však vyvažován jinými faktory, zejména růstem ceny CO_2, vyšší cenou plynu, elektrifikací spotřeby a odstavováním části řiditelných zdrojů. Studie proto podporuje závěr, že německé velkoobchodní ceny elektřiny zůstanou v následujících letech nad předkrizovou úrovní a současně poroste jejich volatilita. [13]

Tabulka 12: Shrnutí výhledu ceny elektřiny

Podklad	Účel údaje / scénář	Rok / období	Hodnota
Evropská komise (2025)	historická úroveň evropských velkoobchodních cen elektřiny	2015–2019	40–60 EUR2023/MWh
Evropská komise (2025)	krizová úroveň evropských cen elektřiny	2021–2022	150–270 EUR2023/MWh; max cca 400 EUR2023/MWh
Evropská komise (2025)	stabilizace po energetické krizi	4. čtvrtletí 2023	cca 85 EUR2023/MWh
Prognos/vbw (2024) – horní	vysoká německá velkoobchodní cenová dráha	2030; 2040; 2045	cca 120; 135; 104 EUR2022/MWh
Prognos/vbw (2024) – střední	referenční německá velkoobchodní cenová dráha	2030; 2040; 2045	cca 86; 90; 73 EUR2022/MWh
Prognos/vbw (2024) – dolní	nízká německá velkoobchodní cenová dráha	2030; 2040; 2045	cca 54; 60; 51 EUR2022/MWh
ČEPS MAF CZ 2023 – Respondentní scénář	simulovaná česká day-ahead cena, aritmetický průměr	2030; 2035	80,2; 88,9 EUR/MWh
ČEPS MAF CZ 2023 – Progresivní scénář	simulovaná česká day-ahead cena, aritmetický průměr	2030; 2035	84,4; 91,1 EUR/MWh
FAU / Energy Policy	akademické ověření driverů německé ceny elektřiny	do roku 2030	kvalitativní závěr: vyšší cena než před krizí a vyšší volatilita

Zdroj: vlastní zpracování, [3], [6], [12], [13]

Referenční cenové předpoklady komodit pro výpočet ceny tepla

Na základě výše uvedených scénářových a analytických podkladů jsou pro navazující výpočet ceny tepla stanoveny referenční cenové předpoklady pro zemní plyn, elektřinu a emisní povolenky. Tyto hodnoty představují vstupy ekonomického modelu, které umožňují porovnat dopad jednotlivých variant zdrojového řešení na výslednou cenu tepla za shodných okrajových podmínek. Nepředstavují samostatnou predikci budoucího vývoje trhu ani odhad budoucích smluvních cen.

Pro každou komoditu jsou stanoveny tři cenové úrovně: nízká, referenční a vysoká. Nízká úroveň zachycuje příznivější vývoj cen vstupů, referenční úroveň představuje základní pracovní předpoklad pro výpočet modelové ceny tepla a vysoká úroveň slouží jako citlivostní varianta pro méně příznivý vývoj trhu. Smyslem těchto úrovní je posoudit, jak se

změna klíčových vstupních cen promítá do nákladovosti jednotlivých technologií a do výsledné modelové ceny tepla.

Tabulka 13: Referenční cenové předpoklady jednotlivých komodit

Cenová úroveň	Nízká	Referenční	Vysoká	Jednotka*
Zemní plyn – komodita	25	45	60	EUR/MWh
	625	1 125	1 500	Kč/MWh
Elektřina – silová elektřina	70	90	135	EUR/MWh
	1 750	2 250	3 375	Kč/MWh
Emisní povolenka ETS 1	70	100	160	EUR/t CO_2
	1 750	2 500	4 000	Kč/t CO_2
Emisní povolenka ETS 2	55	100	120	EUR/t CO_2
	1 375	2 500	3 000	Kč/t CO_2

** pro přepočet na Kč byl využit kurz 25 Kč/EUR* *Zdroj: vlastní zpracování*

Hodnoty uvedené v předchozích podkladových tabulkách vycházejí z různých cenových bází a metodických přístupů. Některé zdroje uvádějí hodnoty ve stálých cenách roku 2022, jiné ve stálých cenách roku 2023 a část hodnot představuje aktuální nebo tržní hodnoty bez explicitně uvedené konstantní cenové báze. Pro účely výpočtu modelové ceny tepla proto nejsou jednotlivé hodnoty mechanicky převáděny na jednu historickou cenovou úroveň. Takový převod by vzhledem k rozdílné povaze zdrojů a vysoké nejistotě dlouhodobého vývoje cen energií vytvářel pouze zdánlivou přesnost. Hodnoty jsou proto využity jako podklad pro stanovení zaokrouhlených modelových cenových předpokladů, které jsou následně použity jednotně ve všech hodnocených variantách. Cílem není přesná makroekonomická prognóza cenové hladiny, ale srovnatelné posouzení variant za shodných okrajových podmínek.

Zohlednění biometanu

V některých variantách je pro splnění požadavků účinné soustavy uvažována částečná náhrada zemního plynu biometanem. Biometan je z hlediska využití v plynárenské infrastruktuře a plynových zdrojích přímou náhradou zemního plynu, avšak z hlediska ceny nejde o totožnou komoditu. Jeho cena je ovlivněna zejména výrobními náklady, dostupností udržitelných vstupních surovin, hodnotou obnovitelného původu a případnými podpůrnými mechanismy.

Pro účely strategického hodnocení není cena biometanu stanovena jako samostatná prognóza. Je posuzována ve vztahu k ceně zemního plynu a souvisejícím emisním nákladům. U udržitelného biometanu lze při splnění příslušných kritérií uvažovat nulový emisní faktor pro účely EU ETS, a proto u něj nevzniká náklad na pořízení emisních povolenek ve stejném rozsahu jako u fosilního zemního plynu.

V rámci hodnocených variant je biometan uvažován pouze jako doplňkové palivo pro splnění požadavků účinné soustavy, nikoliv jako hlavní palivová základna posuzovaných plynových zdrojů. Jeho využití je proto předpokládáno pouze v omezeném rozsahu tam, kde je potřeba snížit fosilní složku paliva při zachování plynové technologie.

S ohledem na omezenou dostupnost biometanu a jeho očekávanou vyšší cenu oproti zemnímu plynu nelze u variant s jeho využitím předpokládat nízkou cenovou úroveň paliva. V cenovém hodnocení je proto využití biometanu chápáno spíše jako předpoklad odpovídající referenční nebo vyšší cenové úrovni palivových vstupů.

Regulované a ostatní složky cen energií

Zemní plyn

Pro stanovení ceny zemního plynu vstupující do výpočtu ceny tepla jsou vedle samotné komoditní ceny uvažovány také regulované distribuční složky ceny. Ty zahrnují zejména cenu za distribuovaný plyn, cenu za zúčtování a kapacitní platby související s denní rezervovanou distribuční kapacitou. Konkrétní výše těchto složek závisí na distribučním území, velikosti a profilu odběru, způsobu měření a sjednané kapacitě daného zdroje. Pro účely modelu jsou proto rozlišeny dvě kategorie odběru, které zohledňují rozdíl mezi velkými teplárenskými zdroji a menšími lokálními plynovými zdroji. Uvažované hodnoty vycházejí z řádové úrovně regulovaných cen distribuce plynu stanovených cenovým rozhodnutím ERÚ a z ceníku provozovatele distribuční soustavy pro příslušné distribuční území.

Tabulka 14: Zvolené ceny energií z pohledu regulovaných složek pro distribuci zemního plynu

Kategorie odběru zemního plynu	Regulované distribuční složky	Jednotka
Velký plynový zdroj	300	Kč/MWh
Lokální nebo menší plynový zdroj	400	Kč/MWh

Zdroj: vlastní zpracování

Elektřina pro Energocentrum

Pro energocentrum s velkým tepelným čerpadlem je předpokládáno připojení na hladině velmi vysokého napětí. Ostatní složky ceny elektřiny jsou stanoveny podle aktuálních cenových výměrů ERÚ pro rok 2026, a to pro odběr na hladině VVN v distribučním území PREdistribuce.

U rezervované kapacity je uvažována měsíční platba. Tento přístup lépe odpovídá předpokládanému sezónnímu provozu energocentra, kdy není nutné po celý rok rezervovat maximální příkon. Pro modelové hodnocení je proto možné rezervovanou kapacitu stanovit podle očekávaného měsíčního průběhu odběru.

Tabulka 15: Regulované složky ceny elektřiny – energocentrum

Složka ceny elektřiny pro EGC	Hodnota	Jednotka
Rezervovaná kapacita VVN – měsíční	**143 087**	**Kč / MW / měsíc**
Použití distribuční soustavy VVN	64,52	Kč/MWh
Cena za činnost OTE	2,59	Kč/MWh
Systémové služby	164,24	Kč/MWh
POZE*	0	Kč/MWh
Ostatní složky bez rezervované kapacity	**231,35**	**Kč/MWh**

** POZE od roku 2026 není hrazeno odběratelem*

Zdroj: vlastní zpracování, [14]

Elektřina pro ostatní tepelná čerpadla

Pro nová tepelná čerpadla mimo energocentrum je pro účely modelového hodnocení předpokládáno připojení na hladině vysokého napětí. Tento předpoklad odpovídá charakteru posuzovaných zdrojů, které nejsou chápány jako jednotlivá malá domovní tepelná čerpadla, ale jako lokální teplárenské zdroje umístěné například ve stávajících kotelnách nebo výtopnách.

Ostatní složky ceny elektřiny jsou stanoveny podle aktuálních cenových výměrů ERÚ pro rok 2026, a to pro odběr na hladině VN v distribučním území PREdistribuce. Stejně jako u energocentra je samostatně uvažována platba za rezervovanou kapacitu, jejíž dopad do jednotkové ceny elektřiny závisí na sjednaném příkonu a skutečném ročním odběru elektřiny.

Tabulka 16: Regulované složky ceny elektřiny – tepelná čerpadla

Složka ceny elektřiny pro ostatní tepelná čerpadla	Hodnota	Jednotka
Rezervovaná kapacita VN – roční (měsíční cena)	**271 093**	**Kč / MW / měsíc**
Použití distribuční soustavy VN	85,59	Kč/MWh
Cena za činnost OTE	2,59	Kč/MWh
Systémové služby	164,24	Kč/MWh
POZE*	0	Kč/MWh
Ostatní složky bez rezervované kapacity	**252,42**	**Kč/MWh**

** POZE od roku 2026 není hrazeno odběratelem* *Zdroj: vlastní zpracování, [14]*

Výsledné modelové ceny energetických vstupů pro výpočet ceny tepla

Pro výpočet ceny tepla jsou použity modelové ceny energetických vstupů v Kč/MWh. Tyto hodnoty vycházejí z referenčních cen komodit, regulovaných distribučních složek a dalších nákladů souvisejících se zajištěním dodávky energie. **U zemního plynu je k ceně komodity a regulované distribuční složce přičtena modelová hodnota 250 Kč/MWh, která vyjadřuje náklady spojené s obchodním zajištěním dodávky, odběrovým profilem a souvisejícími riziky. U elektřiny je obdobně uvažována hodnota 500 Kč/MWh, která vyjadřuje náklady spojené s obchodním zajištěním dodávky elektřiny, odpovědností za odchylku a cenovými riziky.** U odběrové elektřiny nejsou v těchto hodnotách zahrnuty platby za rezervovanou kapacitu, které jsou dopočteny samostatně podle příkonu a provozního profilu konkrétního zdroje. Uvedené hodnoty nepředstavují konkrétní smluvní nabídku, ale jednotný modelový předpoklad použitý pro porovnání jednotlivých variant.

Elektřina vyrobená v kogeneračních jednotkách je ve výpočtu uvažována jako výnosová položka oceněná referenční cenou silové elektřiny. U elektřiny vyrobené v paroplynovém cyklu je zohledněna provozní podpora vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, vycházející z výsledků aukce KVET a z metodiky stanovení aukčního bonusu podle výzvy MPO. Pro účely modelu je uvažována vysoutěžená referenční aukční cena ve výši 4 183,6 Kč/MWh (pro PPC1), přičemž výsledný výnos z elektřiny z paroplynového cyklu je stanoven jako kombinace tržní ceny elektřiny a příslušného aukčního bonusu.

U tepla dodávaného ze ZEVO Malešice je pro účely výpočtu modelové ceny tepla použit orientační cenový předpoklad. Pro nízkou, referenční a vysokou úroveň je uvažována cena

200, 300 a 400 Kč/GJ bez DPH. Pro srovnání lze uvést, že výsledná cena tepla ze ZEVO Malešice za rok 2024 činila přibližně 189 Kč/GJ bez DPH. Tyto hodnoty slouží pouze pro srovnávací výpočet variant a nepředstavují závaznou cenu budoucí dodávky tepla.

Tabulka 17: Výsledné modelové ceny energií pro další výpočty

Typ energie	Nízká	Referenční	Vysoká	Jednotka
Zemní plyn – velký zdroj	1 175	1 675	2 050	Kč/MWh
Zemní plyn – lokální zdroj	1 275	1 775	2 150	Kč/MWh
Elektřina pro EGC/VVN **bez rezervované kapacity**	2 481	2 981	4 106	Kč/MWh
Elektřina pro ostatní TČ/VN **bez rezervované kapacity**	2 502	3 002	4 127	Kč/MWh
Elektřina – výnos z kogenerační jednotky	1 750	2 250	3 375	Kč/MWh
Elektřina – výnos z PPC včetně aukčního bonusu KVET	2 519	3 270	4 259	Kč/MWh
Emisní povolenka ETS 1	1 750	2 500	4 000	Kč/t CO_2
Emisní povolenka ETS 2	1 375	2 500	3 000	Kč/t CO_2

Zdroj: vlastní zpracování

Stálé náklady a investiční složka

Vedle proměnných provozních nákladů vstupují do výpočtu modelové ceny tepla také stálé provozní náklady a investiční složka. Stálé provozní náklady zahrnují zejména náklady na obsluhu, údržbu, servis, revize, pojištění, správu technologie, měření, dispečerské řízení a další náklady související se zajištěním provozuschopnosti zdroje nebo související infrastruktury. Tyto náklady nejsou přímo úměrné aktuální výrobě tepla, ale souvisejí především s existencí a provozním zajištěním daného zařízení.

Ve variantách jednotlivých rozvojových pilířů jsou stálé provozní náklady stanoveny zjednodušeně podle charakteru hodnocené technologie. U lokálních zdrojů mimo stávající tepelné sítě jsou odvozeny jako měrný roční náklad podle typu technologie, případně jako podíl z investičních nákladů. U variant vycházejících z existujících soustav nebo provozních celků mohou být stálé náklady odhadnuty také z aktuální kalkulované nebo uplatňované ceny tepla a z dostupných provozních údajů. Cílem není detailní provozní kalkulace jednotlivých položek, ale vytvoření srovnatelného a přiměřeně konzervativního předpokladu pro strategické porovnání variant.

Investiční složka představuje promítnutí nákladů na pořízení nových zdrojů, úpravy stávajících zařízení nebo rozvoj související infrastruktury do ročních nákladů hodnocené varianty. Investice nejsou do ceny tepla zahrnovány jednorázově, ale jsou převedeny na roční ekvivalentní náklad pomocí anuitního výpočtu. Pro tento účel je uvažována diskontní míra, respektive **WACC**, **ve výši 5 %**. Investice související s rozvojem tepelné sítě a dlouhodobou infrastrukturou jsou hodnoceny **po dobu 25 let**. Investice do nových zdrojů tepla s kratší předpokládanou ekonomickou životností, typicky blokových kotelen nebo obdobných lokálních zdrojů, jsou hodnoceny **po dobu 15 let**.

U nově budovaných zdrojů tepla a související infrastruktury jsou stálé provozní náklady stanoveny zjednodušeně jako podíl z investičních nákladů. Pro nové zdroje tepla je uvažována hodnota 2 % z investičních nákladů na technologickou část zdroje ročně. Stejná

hodnota, tedy 2 % z investičních nákladů ročně, je uvažována také pro nově budovanou tepelnou infrastrukturu. Tento předpoklad slouží k zahrnutí běžných nákladů na údržbu, opravy, servis, revize, provozní dohled a správu majetku. Tepelné ztráty sítí jsou zohledněny samostatně v tepelné bilanci a nejsou součástí tohoto procentního vyjádření stálých provozních nákladů.

U existujících sítí VEPA a PT jsou stálé náklady stanoveny zjednodušeně odvozením z dostupné ceny tepla a dostupných provozních údajů. Tento postup je použit z důvodu, že pro účely Strategie není k dispozici detailní rozpad ceny tepla na jednotlivé nákladové položky. U **sítí VEPA** vychází odhad z uplatňované **ceny tepla v roce 2024** ve výši přibližně **1 250 Kč/GJ bez DPH**. Po odečtení odhadovaných proměnných nákladů podle výroby tepla a elektřiny v daném roce jsou stálé náklady soustavy VEPA pro účely modelového hodnocení stanoveny přibližně na úrovni **750 Kč/GJ**. U **soustavy PT** vychází odhad z **ceny tepla z primární sítě v roce 2024** ve výši přibližně **1 022 Kč/GJ bez DPH** a z **ceny tepla ze zdroje EMĚ** ve výši přibližně **579 Kč/GJ bez DPH**. Rozdíl mezi těmito hodnotami je pro účely modelu použit jako orientační základ pro stanovení stálých nákladů soustavy PT, které jsou uvažovány řádově na úrovni **500 Kč/GJ**. Uvedené hodnoty nepředstavují detailní kalkulaci provozních nákladů jednotlivých soustav, ale modelový odhad použitý pro strategické porovnání variant.

U ostatních lokalit, které nejsou součástí hodnocených soustav CZT, jsou stálé náklady stanoveny zjednodušeným měrným předpokladem podle typu uvažovaného zdroje. Pro lokální plynové zdroje je uvažována orientační hodnota 360 Kč/GJ a pro lokální řešení s tepelnými čerpadly hodnota 460 Kč/GJ. Tyto hodnoty slouží pouze pro modelové porovnání variant a nepředstavují konkrétní smluvní cenu tepla ani položkový rozpočet provozu jednotlivých lokalit.

Struktura modelové ceny tepla

Pro účely hodnocení variant je modelová cena tepla členěna na proměnné náklady a stálé náklady. Toto členění je dále používáno u jednotlivých variant a slouží k jednotnému porovnání jejich ekonomické náročnosti.

Není-li výslovně uvedeno jinak, jsou modelové peněžní vstupy a výsledky ekonomického hodnocení uváděny v Kč bez DPH v cenové úrovni zpracování studie, tj. roku 2026. To se týká zejména investičních nákladů, stálých provozních nákladů, regulovaných složek cen energií a výsledných modelových cen tepla. Komoditní vstupy jsou stanoveny jako modelové cenové předpoklady podle podkladů uvedených v předchozích částech této kapitoly. Hodnoty nepředstavují odhad budoucích realizačních cen v konkrétním roce výstavby ani predikci budoucí cenové hladiny. Slouží jako jednotný ekonomický rámec pro porovnání variant za shodných okrajových podmínek.

Tabulka 18: Struktura modelové ceny tepla

Cena tepla	Složka	Obsah složky
Modelová cena tepla	Proměnné náklady (PN)	Palivo, nakupovaná elektřina, emisní povolenky. U zdrojů s výrobou elektřiny jsou zde zohledněny také výnosy z elektřiny jako záporná nákladová položka.
	Stálé náklady (SN)	Ostatní provozní náklady související se zajištěním provozuschopnosti zdrojů tepla a tepelné infrastruktury, zejména obsluha, dohled, servis, opravy, revize a správa majetku. Součástí stálých nákladů je také investiční složka.

Zdroj: vlastní zpracování

2.4 Přehled významných zdrojů tepla

Pro návrhovou část je klíčový přehled uvažovaných zdrojů tepla a jejich základních parametrů, protože právě tyto zdroje tvoří „stavebnici" jednotlivých variant. Jedná se o zdroje významné z hlediska budoucího naplnění definice účinné soustavy zásobování teplem (a případně i chladem) a z hlediska provozní bilance soustavy.

Zařízení PPC v Elektrárně Mělník

Paroplynové zdroje (PPC) v lokalitě Mělník představují klíčovou část uvažované transformace zdrojové základny po odklonu od výroby tepla z uhlí. Jedná se o zdroje spalující zemní plyn, určené pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Z hlediska soustavy Pražské teplárenské mají tyto zdroje nahradit významnou část tepla dodávaného ze stávajících uhelných bloků a současně zajistit výrobu elektřiny v režimu vysoce účinné KVET.

Ve veřejně dostupných podkladech nejsou vždy uvedeny detailní provozní účinnosti jednotlivých zařízení. Dokumentace EIA uvádí, že celkové využití paliva při kombinované výrobě elektřiny a tepla má být vyšší než 80 %. U moderních paroplynových teplárenských zdrojů však může celková účinnost při vhodném odběru tepla dosahovat i vyšších hodnot, orientačně až kolem 90 %. Pro účely variantního hodnocení jsou proto tyto zdroje uvažovány jako hlavní zdroje vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla.

Původně bylo v lokalitě Mělník uvažováno až se třemi paroplynovými zdroji, označovanými PPC1, PPC2 a PPC3. V současnosti je potvrzována zejména realizace zdroje PPC1, zatímco realizace zdroje PPC2 není z veřejně dostupných informací potvrzena. Zároveň byla zveřejněna zadávací dokumentace k přípravě zdroje PPC3, který je proto ve variantách uvažován jako další možný transformační zdroj. [15] [16]

U zdroje PPC1 vyplývá z veřejně dostupných podkladů, že maximální tepelný výkon do horkovodu Praha je uvažován na úrovni přibližně 162 MW. Současně může zdroj dodávat teplo také do lokality Mělník, a to až do výkonu přibližně 55 MW, přičemž při souběhu dodávky do Prahy a do Mělníka bude disponibilní výkon pro jednotlivé směry záviset na konkrétním provozním režimu. Dle tiskové zprávy ČEZ z května 2025 má mít zdroj PPC1 elektrický výkon přibližně 266 MW a celkový tepelný výkon až 183 MW. Pro účely modelových variant soustavy Pražské teplárenské je však rozhodující především tepelný výkon využitelný pro dodávku do Prahy, tedy přibližně 162 MW. [17]

U zdroje PPC3 je dle zadávacích podkladů uvažován pracovní rozsah tepelného výkonu přibližně 30 až 300 MW. Primárně má být schopen zásobovat teplem Prahu, přičemž část

výkonu může být dodávána také do lokality Mělník, orientačně v rozsahu 2,5 až 55 MW. Zadávací dokumentace uvádí několik možných provozních stavů zařízení, včetně režimu s dodávkou tepla do Prahy a současnou dodávkou do Mělníka. Elektrický výkon zdroje PPC3 je uváděn orientačně v rozsahu přibližně 500 až 600 MW.

Na paroplynové zdroje PPC1 a PPC3 získala společnost Energotrans, a.s., provozní podporu v režimu akčního bonusu KVET. Pro účely modelových variant je proto provoz těchto zdrojů uvažován minimálně v rozsahu odpovídajícím podmínkám provozní podpory, tedy orientačně 3 300 hodin ročně při plném výkonu. Skutečný provozní rozsah však bude záviset na provozní potřebě soustavy, cenách elektřiny a plynu, podmínkách podpory a disponibilitě ostatních zdrojů.

ZEVO Mělník (ZEVO EMĚ)

ZEVO Mělník je zařízením pro energetické využití odpadu, které má vzniknout v lokalitě Mělník. Palivová základna je uvažována zejména z území Středočeského kraje. Z veřejně dostupných zadávacích podkladů a dokumentace EIA vyplývá, že příkon kotlů má činit přibližně 111 MW. Trvale dosažitelný tepelný výkon do horkovodu Praha je při současné výrobě elektřiny uváděn na úrovni přibližně 56 MW, zatímco maximální tepelný výkon při provozu bez výroby elektřiny může dosahovat až přibližně 66 MW.

Provoz zařízení je uvažován jako základní celoroční zdroj, s částečnou technologickou odstávkou v letním období, tj. orientačně okolo 8 000 provozních hodin ročně. Roční dodávka tepla ze ZEVO EMĚ je uváděna až na úrovni 1 600 TJ.

Ve vztahu k výrobě elektřiny jsou uvažovány dvě turbíny o jmenovitém elektrickém výkonu 2×18 MW, přičemž tato hodnota odpovídá kondenzačnímu režimu (bez odběru tepla). Dokumentace veřejně neuvádí elektrický výkon při kombinované výrobě tepla a elektřiny. Pro účely modelu je proto použit kvalifikovaný odhad poklesu elektrického výkonu při odběru tepla, orientačně ve vztahu 1 MWe ≈ 5 MWt. Při tepelném výkonu 56 MW tak vychází přibližný elektrický výkon na úrovni cca 25 MW. V dokumentaci EIA je dále uvedena vlastní spotřeba elektřiny přibližně 65 tis. MWh ročně.

Nová plynová kotelna Mělník (PK EMĚ)

V rámci transformace zdrojů v lokalitě Mělník má být v lokalitě postavena i nová plynová kotelna s tepelným výkonem až 142,5 MW. V současnosti (červen 2026) probíhá zadávací řízení a je zveřejněna zadávací dokumentace k její výstavbě.

Plynová kotelna v Třeboradicích (PK TŘEBO)

Dalším významným zdrojem na pomezí Prahy je kotelna v Třeboradicích s instalovaným výkonem 116,3 MW, sloužící v současnosti jako špičkovací a dohřívací zdroj. V této lokalitě zároveň je uskutečněna předávka tepla z lokality Mělník do soustavy Pražské teplárenské. Provozovatelem kotelny je společnost Energotrans, a.s., která v současnosti chystá její rekonstrukci.

Energocentrum (EGC)

V lokalitě ÚČOV v Praze je uvažováno nové energocentrum využívající teplo obsažené v odpadních vodách prostřednictvím velkokapacitních tepelných čerpadel. Potenciální tepelný výkon zdroje je uvažován až na úrovni přibližně 180 MW. Energocentrum má sloužit zejména jako nový nízkoemisní a obnovitelný zdroj tepla pro rozvoj soustav na levém břehu

Vltavy, především pro lokality Juliska, Veleslavín, Bubny-Zátory a navazující vnitřní část města. Podrobnější technické a provozní předpoklady energocentra jsou uvedeny v Pilíři 1.

ZEVO Malešice (ZEVO MAL)

ZEVO Malešice je zařízení pro energetické využití odpadu na území Prahy. Z hlediska provozu soustavy se jedná o základní zdroj vhodný pro celoroční dodávku tepla. Jedná se o významnou součást pražské cirkulární ekonomiky.

V současném provozním a technickém uspořádání lze uvažovat dodávku tepla ze ZEVO Malešice až na úrovni přibližně 1 050 TJ ročně. Při vyšším využití zařízení a zpracování odpadu až na úrovni přibližně 400 tis. tun ročně by se dodávka tepla mohla pohybovat až okolo 1 250 TJ ročně.

Přibližný tepelný výkon v dodávce horké vody je uvažován na úrovni 36 MW. Při využití dodávky tepla také v páře lze celkový tepelný výkon zvýšit až přibližně na 60 MW. Pro účely variantního hodnocení je uvažována roční dodávka tepla ze ZEVO Malešice na úrovni 1 050 TJ a převážně celoroční provoz s částečnou technologickou odstávkou, tj. orientačně okolo 8 000 provozních hodin ročně.

Plynová kotelna Veleslavín (PK VEL)

V plynové kotelně Veleslavín jsou instalovány čtyři kotle, dva kotle mají výkon 37 MW a dva kotle výkon 7 MW. Celkový instalovaný výkon plynových kotlů je 88 MW. Dále jsou zde umístěny tři kogenerační jednotky s celkovým instalovaným tepelným výkonem 2,6 MW a elektrickým výkonem 1,8 MW. Společnost VEPA zároveň plánuje další instalaci kogeneračních jednotek v této kotelně, s celkovým instalovaným tepelným výkonem až 5 MW, které nahradí stávající kogenerační jednotky.

Plynová kotelna Juliska (PK JUL)

Plynová kotelna Juliska zásobuje parní síť Juliska, která byla již částečně rekonstruována na teplovodní síť. Instalovaný výkon zdroje je až 47 MW. V budoucnu se uvažuje o jeho odstavení a plné rekonstrukci sítě na teplovodní s možným připojením na jiný zdroj tepla (např. Veleslavín).

Lokální kotelny VEPA

Lokální kotelny VEPA jsou plynové kotelny na zemní plyn, které jsou v některých případech vybaveny i kogenerační jednotkou na ZP. Dle licence ERÚ činí celkový instalovaný tepelný výkon posuzovaných blokových kotelen 298 MW. Stávající kogenerační jednotky mají tepelný výkon 10,92 MW a elektrický výkon 10,32 MW.

Zdroje PT

Všechny zdroje Pražské teplárenské jsou plynové. Jedná se o špičkovací a záložní zdroje. Celkový instalovaný výkon zdrojů dle platných integrovaných povolení je až 563,3 MW.

Tabulka 19: Souhrnný přehled uvažovaných významných zdrojů tepla

Zdroj	Palivo / zdroj energie	Instalovaný tepelný výkon (MW)	Poznámka
PPC1 – Mělník	ZP	až 183	Realizace potvrzena, část výkonu do Prahy a Mělníka
PPC3 – Mělník	ZP	až 300	Realizace nepotvrzena, část výkonu do Prahy a Mělníka
ZEVO Mělník	Odpad	až 66	Realizace potvrzena
PK Mělník	ZP	142,5	Realizace nepotvrzena
PK Třeboradice	ZP	116,3	Stávající zdroj – obnova
Zdroje PT	ZP	až 563,3	Stávající zdroje
ZEVO Malešice	Odpad	až 60 (36)	Stávající zdroj – možné navýšení dodávky tepla
EGC – ÚČOV	Odpadní voda	až 180	Realizace nepotvrzena
Zdroj Veleslavín	ZP	90,6	Stávající zdroj – možné navýšení výkonu KVET
Zdroj Juliska	ZP	47	Stávající zdroj – v budoucnu možné odstavení (spojení sítí)
Lokální kotelny VEPA	ZP	až 298	Stávající zdroje – možné navýšení výkonu KVET

Zdroj: ERÚ, tiskové zprávy stakeholderů, vlastní zpracování

2.4.1 Transformace elektrárny Mělník

Níže je uveden orientační přehled současného stavu přípravy hlavních transformačních zdrojů v lokalitě Mělník. Přehled vychází z veřejně dostupných informací, zejména ze zadávacích dokumentací a zveřejněných informací o uzavřených smlouvách.

Tabulka 20: Harmonogram transformace elektrárny Mělník

Zdroj	Podpis smlouvy	Přibližný předpoklad zahájení	
		Zkušební provoz	Konečné převzetí
ZEVO	2023	do 2027	do 2029
PPC1	2025	do 2029	do 2030
PK	možná 2026	do 2029	do 2030
PPC3	možná 2026	do 2030	do 2032

Zdroj: zadávací dokumentace projektů, vlastní zpracování

2.4.2 Další podpůrné zdroje energie v Praze

Mezi další podpůrné zdroje energie na území hl. m. Prahy lze zařadit bioplyn a biometan vznikající v areálu ÚČOV v Praze. Bioplyn vzniká při anaerobní stabilizaci čistírenských kalů, tedy při rozkladu organických látek za nepřístupu vzduchu. Výsledkem je kalový plyn

s významným obsahem metanu, který představuje místní obnovitelný zdroj energie vznikající přímo v rámci městské vodohospodářské infrastruktury.

V současnosti dosahuje produkce bioplynu na ÚČOV přibližně 17,5 mil. Nm³ ročně. Tento bioplyn je využíván zejména v kogeneračních jednotkách pro výrobu elektřiny a tepla a částečně také pro krytí vlastních energetických potřeb areálu čistírny. Energetické využití bioplynu tak již dnes přispívá ke snížení spotřeby externě dodávané energie a k efektivnějšímu využití energie obsažené v odpadních vodách a čistírenských kalech.

Novým směrem využití bioplynu je jeho úprava na biometan. Biometan vzniká vyčištěním bioplynu, zejména odstraněním oxidu uhličitého a dalších nežádoucích složek, tak aby výsledný plyn dosahoval kvality srovnatelné se zemním plynem. V areálu ÚČOV byla pro tento účel realizována pilotní jednotka s kapacitou přibližně 1,2 mil. Nm³ biometanu ročně. Vyrobený biometan je následně možné prostřednictvím navazujícího plynovodního napojení vtláčet do plynárenské soustavy a využívat jako obnovitelnou náhradu zemního plynu.

Při uvažované výhřevnosti biometanu 34 MJ/Nm³ odpovídá kapacita pilotní jednotky energetickému obsahu:

- **1,2 mil. Nm³ × 34 MJ/Nm³ = 40 800 GJ/rok, tedy přibližně 41 TJ/rok**.

Do budoucna se uvažuje s navýšením produkce bioplynu až na přibližně 21 mil. Nm³ ročně. Současně je plánováno rozšíření technologie úpravy bioplynu na biometan a navazujícího plynovodního napojení až na kapacitu přibližně 12 mil. Nm³ biometanu ročně. Při stejné uvažované výhřevnosti by energetický obsah tohoto množství biometanu činil:

- **12 mil. Nm³ × 34 MJ/Nm³ = 408 000 GJ/rok, tedy přibližně 408 TJ/rok**.

Z hlediska soustav zásobování teplem lze biometan z ÚČOV chápat především jako doplňkové obnovitelné palivo pro plynové zdroje, u nichž bude i do budoucna zachováno využití plynného paliva. Částečnou náhradou zemního plynu může biometan přispět ke zvýšení podílu energie z obnovitelných zdrojů v soustavách CZT, a tím podpořit plnění požadavků na účinné soustavy zásobování teplem. Význam může mít zejména v lokalitách, kde nebude přechod na jiné obnovitelné zdroje technicky nebo provozně jednoduchý.

Z hlediska přímých emisí ze spalování je nutné uvést, že při využití biometanu vzniká CO_2 obdobně jako při spalování zemního plynu. Biometan proto nepředstavuje bezemisní palivo ve fyzikálním smyslu. Jeho přínos spočívá především v tom, že nahrazuje fosilní zemní plyn obnovitelným plynným palivem, u něhož je uhlík biogenního původu.

2.4.3 Strategický rámec – iniciativa JASPERS

JASPERS, plným názvem *„Joint Assistance to Support Projects in European Regions“*, je poradenská iniciativa Evropské investiční banky spolufinancovaná Evropskou komisí. Jejím cílem je pomáhat veřejným institucím, městům, regionům a dalším příjemcům evropských prostředků připravovat kvalitní investiční projekty financovatelné z fondů EU. EIB uvádí, že JASPERS poskytuje od roku 2006 bezplatnou technickou asistenci místním orgánům a projektovým předkladatelům, zejména v oblasti projektů financovaných z politiky soudržnosti. Podpora se týká nejen samotné přípravy projektů, ale také plánování, technického poradenství, environmentálních a sociálních standardů, projektového řízení a zvyšování administrativní kapacity příjemců.

V oblasti teplárenství je význam JASPERS dán tím, že dekarbonizace soustav zásobování tepelnou energií patří mezi investičně, technicky i regulatorně složité oblasti. Nejde pouze o výměnu zdroje tepla, ale o souběžné řešení výroby, distribuce, zákaznické základny, cenotvorby, ztrát v soustavě, dlouhodobého vývoje poptávky, dostupnosti lokálních nízkoemisních zdrojů, environmentálních limitů a schopnosti projektu získat veřejné nebo kombinované financování. Právě tato komplexita je důvodem, proč JASPERS vydal samostatnou metodiku *Guide to decarbonisation of district heating systems*, publikovanou v září 2024. Metodika je určena zejména regionům, municipalitám a teplárenským společnostem připravujícím projekty v období víceletého finančního rámce EU 2021–2027 a vychází ze zkušeností JASPERS, dobré praxe a evropské regulace platné k červnu 2024.

Metodika vychází z širšího evropského kontextu, podle kterého je vytápění a chlazení jednou z hlavních oblastí spotřeby energie v EU a soustavy zásobování teplem pokrývají přibližně 10 % evropské poptávky po teple. JASPERS uvádí, že v EU existuje přibližně 10 000 soustav zásobování teplem, které zásobují asi 70 milionů osob. Významná část těchto soustav je stále založena na fosilních palivech, především zemním plynu a uhlí, což zvyšuje jejich vystavení emisním nákladům, regulatorním požadavkům a riziku ztráty cenové konkurenceschopnosti vůči individuálním řešením.

Metodika je důležitá nikoliv jako formální evropský dokument, ale jako praktický rámec a metodická opora transformace teplárenské soustavy v souladu s legislativou, přičemž umožňuje oddělit politické cíle, technické možnosti a ekonomickou realitu. Strategie teplárenství by podle tohoto přístupu neměla začínat výběrem jedné preferované technologie, ale nejprve objektivním popisem výchozího stavu, určením měřitelných cílů, porovnáním variant a teprve následně definicí konkrétního investičního programu.

2.4.4 Základní obsah metodiky JASPERS

Metodika JASPERS je vystavěna jako postupný proces od analýzy stávající situace po přípravu konkrétních dekarbonizačních projektů. Základní logika odpovídá řetězci:

analýza výchozího stavu –> stanovení cílů –> analýza variant –> definice opatření –> příprava investičních projektů.

Tento postup je důležitý proto, že omezuje riziko tzv. „obráceného postupu“, kdy je nejprve politicky nebo technicky zvoleno konkrétní řešení a teprve následně se pro něj dodatečně hledá strategické zdůvodnění. JASPERS výslovně upozorňuje, že zastaralé nebo nekompatibilní lokální koncepce, případně přístup „nejprve projekt, potom plán“, mohou vytvářet vážné a časově náročné překážky pro získání financování.

První část metodiky se zaměřuje na **posouzení stávající situace**. To zahrnuje technickou životaschopnost soustavy, stav a účinnost zdrojů, kapacitu vůči skutečné poptávce, spolehlivost dodávky, ekologické požadavky, účinnost výroby, spotřebu elektřiny pomocných technologií, stav distribuční infrastruktury a schopnost soustavy fungovat v běžném i krizovém provozu. JASPERS doporučuje u zdrojů hodnotit minimálně přiměřenost výkonu vůči aktuální poptávce, režim provozu kogeneračních zařízení, soulad s environmentálními požadavky a energetickou účinnost výroby tepla.

Druhou oblastí je **institucionální a vlastnické nastavení**. Metodika upozorňuje, že neexistuje univerzální vlastnický nebo provozní model vhodný pro všechny soustavy. Veřejné vlastnictví může lépe reflektovat sociální a místní ekonomické cíle, zatímco

soukromý sektor může přinést kapitál, provozní zkušenost a inovace. Každý model však nese jiná rizika, a proto musí být posuzován případ od případu. Pro město je tato část zásadní, protože Strategie teplárenství nemá řešit pouze technologii, ale také to, kdo bude investorem, provozovatelem, nositelem rizik a garantem dlouhodobé dostupnosti tepla.

Třetí částí je **stanovení cílů**. JASPERS zdůrazňuje, že cíle mají být odvozeny z identifikovaných potřeb a sladěny s národními, sektorovými a evropskými strategiemi. Nemají být formulovány pouze obecně, ale mají být převoditelné do měřitelných indikátorů. Metodika uvádí jako příklady snížení emisní intenzity v g CO_2/kWh, zvýšení podílu obnovitelných zdrojů nebo odpadního tepla, snížení teplotní úrovně soustavy, snížení ztrát pod určitou hranici, omezení výpadků dodávky, snížení emisí znečišťujících látek nebo udržení ceny tepla na sociálně únosné úrovni.

Důležitým prvkem je rozlišení mezi **dlouhodobou strategií** a **krátko- až střednědobým investičním programem**. JASPERS doporučuje, aby dlouhodobá strategie pokrývala horizont přibližně 15–25 let, tedy směr k roku 2050, zatímco investiční program má být zaměřen na konkrétní opatření realizovatelná v horizontu pěti až deseti let. Pro město to znamená, že Strategie musí současně odpovědět na dvě různé otázky: jak má soustava vypadat v cílovém stavu a jaké první investiční kroky je nutné připravit bez zbytečného odkladu.

Následná **analýza variant** má porovnat různé cesty dekarbonizace. Metodika nepreferuje jednu technologii, ale doporučuje hodnotit dostupnost a vhodnost více řešení, včetně vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, lokálního odpadního tepla, průmyslového odpadního tepla, tepla z čistíren odpadních vod, datových center, geotermální energie, biomasy, obnovitelných plynů, solární tepelné energie, tepelných čerpadel, elektrokotlů, akumulace tepla a kombinace centralizované a distribuované výroby. Zároveň má být řešena modernizace sítí, snižování tepelných a vodních ztrát, hydraulické vyvážení, snížení přívodních a vratných teplot, výměna předávacích stanic, měření, digitalizace a řízení provozu.

Pro samotné porovnání variant JASPERS doporučuje použít **multikriteriální analýzu** a pro ekonomické hodnocení zejména ukazatel **levelised cost of heat**. Ten umožňuje porovnat náklady různých variant v celém životním cyklu, tedy nejen investiční náklady, ale také provoz, palivo, emisní náklady, údržbu a v socioekonomickém pojetí také externality, například dopady emisí CO_2, SO_2, NO_X a prachových částic. To je pro městskou strategii důležité, protože nejlevnější investice nemusí být nejlevnějším řešením v dlouhodobém provozu, a naopak vyšší počáteční investice může vést k nižším provozním nákladům, nižší emisní expozici a stabilnější ceně tepla.

2.4.5 Metodika v kontextu Strategie teplárenství hl. m. Prahy

Součástí Strategie teplárenství hlavního města Prahy (dále STHMP) je i posouzení souladu s doporučeními metodiky iniciativy JASPERS. Zpracovatel vnímá metodický přístup JASPERS jako zásadní přínos pro systematizaci přístupu k dekarbonizaci soustav centralizovaného zásobování teplem (CZT) a STHMP ve svých klíčových zjištěních a metodických přístupech tento rámec respektuje. V dílčích oblastech mohou nastat odchylky plynoucí z rozdílné granularity a povahy dokumentů: metodika JASPERS je primárně určena pro studie proveditelnosti jednotlivých soustav CZT, zatímco STHMP operuje na úrovni strategického plánování a pokrývá souběžně více vzájemně nezávislých

teplárenských soustav s různými provozovateli na území celého hlavního města. Tato skutečnost odůvodňuje věcně podloženou odchylku v míře detailu u vybraných témat, přičemž strategické, energetické a legislativní cíle metodiky jsou naplněny v plném rozsahu.

V textu níže jsou uvedeny hlavní tematické okruhy metodiky dekarbonizace CZT a způsob jejich naplnění v rámci STHMP.

Metodika JASPERS strukturuje přípravu dokumentace do čtyř vzájemně navazujících fází:

- analýza výchozího stavu,
- stanovení cílů – analýza variant,
- definice opatření,
- příprava investičních projektů.

Obsah každé z fází je v metodice detailně specifikován a zahrnuje klíčová témata, která by měla příslušná část dokumentace pokrývat. Metodika přitom nepokrývá pouze technicko-ekonomickou rovinu jednotlivých soustav, ale reflektuje rovněž legislativní, regulační a sociální aspekty zásobování teplem.

Analytická část

Dle uvedené metodiky má analytická část zhodnocující současný stav zásobování teplem pokrývat minimálně následující témata:

- Technická životaschopnost,
- Analýza institucionálního zajištění,
- Finanční a ekonomická životaschopnost,
- Analýza poptávky,
- SWOT analýza.

V tabulce níže je možné najít srovnání a shrnutí metodiky dekarbonizace CZT skupiny JASPERS s připravovanou Strategií teplárenství hlavního města Prahy.

Tabulka 21: Shrnutí analytické části podle metodiky JASPERS

METODIKA JASPERS	STRATEGIE TEPLÁRENSTVÍ HMP	Reference
Technická životaschopnost		
Současné zdroje tepla	STHMP obsahuje detailní analytické hodnocení zdrojové základny všech posuzovaných teplárenských soustav na území HMP. Pro síť pravého břehu (PT) jsou analyzovány primární zdroje (Elektrárna Mělník, ZEVO Malešice), záložní zdroje (vlastní plynové kotelny PT, PK Třeboradice provozovaná Energotransem) včetně jejich instalovaných výkonů a podílů na celkové dodávce tepla. Pro soustavu levého břehu (VEPA) jsou obdobně popsány zdroje Veleslavín, Juliska a blokové kotelny. Pokud bychom sečetli současný celkový instalovaný tepelný výkon centrálních zdrojů zásobujících hlavní město teplem, dostáváme se na úroveň cirka 1,8 GW_t. Analýza dále zahrnuje i klíčové plánované nové zdroje v kontextu hodnocených variant.	Analytická část: Kap. 3, 5.2 a 5.3 Návrhová část: Kap. 2.4
Tepelná hustota sítě (min. 2 MWh/rok/m)	Na území hlavního města Prahy neprovozuje teplo jediný subjekt v rámci jedné soustavy, nýbrž existuje	Analytická část: Kap. 5

	několik vzájemně nezávislých soustav s odlišnými provozovateli a vlastnickou strukturou. Posouzení tepelné hustoty sítě bylo provedeno pro obě hlavní soustavy, přičemž výsledné hodnoty výrazně překračují minimální práh doporučovaný metodikou JASPERS (2 MWh/rok/m): • Pravý břeh (PT): cca 4,16 MWh/rok/metr sítě • Levý břeh (VEPA): cca 3,98 MWh/rok/metr sítě (souhrn lokálních soustav CZT provozovatele VEPA) Stávající stav infrastruktury obou hlavních soustav CZT na území HMP tak splňuje požadavky na doporučenou tepelnou hustotu sítě dle metodiky JASPERS.	
Tepelné ztráty	STHMP zohledňuje tepelné ztráty jako součást bilančního stanovení potřeby tepla soustav. V analytické části byly pro převod dodávky tepla odběratelům na potřebu tepla na úrovni soustavy použity orientační hodnoty 15 % pro soustavu PT, 8 % pro menší soustavy VEPA a až 15 % pro rozsáhlejší soustavy Veleslavín a Juliska. Tyto hodnoty představují strategické bilanční předpoklady, nikoliv detailní provozní audit jednotlivých větví. V návrhové části jsou ztráty zohledněny podle konkrétní bilanční hranice hodnocené varianty.	Analytická část: Kap. 5.2 Návrhová část: Kap. 2.2 – ztráty jako vstupní parametr pro výpočet potřeby tepla všech variant
Management vodního hospodářství (ztráty vody, kvalita vody atd.)	Problematika vodního hospodářství tepelných sítí přesahuje rámec strategického dokumentu zaměřeného na koncepční energetické, zdrojové a investiční plánování. Tato témata jsou standardně předmětem provozní dokumentace jednotlivých provozovatelů a podrobnějších studií proveditelnosti navazujících investičních projektů. STHMP vytváří strategický rámec pro tyto navazující dokumenty, jejichž součástí může být i posouzení hydraulického systému. Dle informací zpracovatele se běžně využívá norma ČSN 07 7401. Ohledně ztrát vody v systému si zpracovatel potvrdil, že dochází k průběžnému monitoringu množství vody v systému a jeho případnému pravidelnému doplňování.	–
Stav a úroveň předávacích stanic	STHMP pojednává o přenosu tepla ke koncovým uživatelům na strategické úrovni odpovídající rozsahu a záměru dokumentu; podrobná inventarizace a hodnocení technického stavu předávacích stanic není předmětem Strategie. V návrhové části jsou investice do modernizace předávacích stanic a staničních uzlů reflektovány v příslušných pilířích s diferenciací dle specifik jednotlivých variant a lokalit.	Návrhová část: Kap. 3.3-3.5
Měření a regulace	Způsob měření dodávek tepla a regulace je v České republice stanoven platnou legislativou – zákonem č. 458/2000 Sb. (energetický zákon) a prováděcí vyhláškou č. 269/2015 Sb., o rozúčtování nákladů na vytápění a společnou přípravu teplé vody – a je jednotně závazný pro všechny provozovatele licencovaných soustav CZT. Stávající systém měření a regulace je z pohledu zpracovatele legislativně dostatečně upraven. Proto Strategie toto téma výslovně nereflektuje v samostatné kapitole, jedná se však o důležitý aspekt efektivity soustav.	–

Současné hodnocení účinnosti centrálního zásobování teplem	STHMP hodnotí soustavy CZT z pohledu splnění definice účinné soustavy zásobování dle platného legislativního rámce. Posouzení je provedeno metodou podílového přístupu – stanoveného poměru energie dodávané z obnovitelných zdrojů, vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET) a odpadního tepla na celkové dodávce tepla soustavou. Jednotlivé pilíře byly navrženy tak, aby systém vyhovoval jednotlivým požadavkům.	Analytická část: Kap. 2.1.4, Kap. 5.4 Návrhová část: Kap. 2.3.1,3.2–3.6
Současné hodnocení uhlíkové intenzity	Hodnocení uhlíkové intenzity zásobování teplem je nedílnou součástí jak analytické, tak návrhové části STHMP. Analytická část kvantifikuje produkci emisí CO_2 ve výchozím stavu jednotlivých soustav s využitím emisních faktorů dle Národního inventarizačního reportu (NIR/ČHMÚ) a metodiky alokace emisí KVET dle vyhlášky č. 140/2021 Sb. Návrhová část aplikuje kompletní sadu emisních faktorů na všechny paliva pro hodnocené varianty pilířů. Výsledky jsou vždy prezentovány a porovnány mezi sebou. Emise CO_2 jsou vztaženy na vyrobené teplo a výsledek nelze využít pro hodnocení účinné soustavy zásobování teplem (pro hodnocení účinné soustavy je využit podílový přístup).	Analytická část: Kap. 5.3, Kap. 5.4 Návrhová část: Kap. 3.2–3.6 (environmentální hodnocení)
Analýza institucionálního zajištění		
Vlastnictví	V rámci analytické části STHMP byly detailně popsány vlastnické a provozní vztahy všech klíčových subjektů působících v teplárenství HMP: PT (Pražská teplárenská, a.s.), VEPA (Veolia Energie Praha, provozovatel soustav Veleslavín, Juliska a blokových kotelen), Energotrans, a.s. (provozovatel Elektrárny Mělník; ČEZ), PSAS (ZEVO Malešice; HMP), PPAS (Pražská plynárenská; HMP), Prometheus Energy a Teplo pro Prahu. Analýza zahrnuje vlastnickou strukturu, držená licenční oprávnění ERÚ a strategické záměry jednotlivých subjektů.	Analytická část: Kap. 3
Legislativní rámec	Analytická část STHMP poskytuje systematický přehled legislativního a strategického rámce na třech úrovních: evropské (EPBD 2024, RED III, ETS 2, EED 2023/1791, Taxonomie EU), národní (zákon č. 458/2000 Sb., 406/2000 Sb., 165/2012 Sb. ve znění zákona č. 87/2025 Sb.) a regionální/lokální (Územně energetická koncepce HMP, Klimatický plán HMP). Klíčové legislativní milníky jsou explicitně zahrnuty do hodnoticích kritérií návrhové části.	Analytická část: Kap. 2
Cenotvorba a regulatorní rámec	Systém cenotvorby a regulace cen tepla v České republice je legislativně jasně vymezen zákonem č. 458/2000 Sb. a příslušnými cenovými vyhláškami ERÚ. Dohled nad dodržováním regulatorního rámce vykonává Energetický regulační úřad (ERÚ). Detailní rozbor regulatorních mechanismů je v STHMP zahrnut v rozsahu potřebném pro strategický dokument; podrobná tarifní analýza pro jednotlivé provozovatele je předmětem navazujících dokumentů. Orientační výše ceny tepla je využita jako jedno ze tří komparativních hodnoticích kritérií při výběru variant pilířů v návrhové části.	Analytická část: Kap. 2
Finanční a ekonomická životaschopnost		

Míra pokrytí nákladů	Ekonomická životaschopnost navrhovaných variant je v STHMP posuzována prostřednictvím orientační výše ceny tepla (Kč/GJ) odvozené z variabilních provozních nákladů a amortizace kapitálových výdajů při standardizovaném hodnoticím horizontu. Tento přístup umožňuje transparentní mezivariantní srovnání na strategické úrovni. Podrobná analýza míry pokrytí nákladů tarifem tepla na úrovni jednotlivých provozovatelů a aplikace metodiky LCOH (Levelised Cost of Heat) by měly být předmětem navazujících studií proveditelnosti pro konkrétní investiční projekty.	Návrhová část: Kap. 2.3, 3 (hodnoticí tabulky variant)
Dostupnost a konkurenceschopnost	Cenová dostupnost a ekonomická přiměřenost jsou v STHMP zohledněny prostřednictvím modelové ceny tepla, která slouží jako jedno ze tří hlavních hodnoticích kritérií variant. Strategie tím umožňuje porovnat jednotlivé varianty rozvoje CZT mezi sebou a identifikovat řešení s přijatelným dopadem na výslednou cenu tepla. Detailní porovnání konkurenceschopnosti vůči individuálním zdrojům tepla na úrovni jednotlivých odběratelů není předmětem Strategie.	Analytická část: Kap. 5.4 Návrhová část: Kap. 2.3, 3
Analýza poptávky		
Současná a budoucí poptávka Lokality poptávky	Analýza poptávky po teple tvoří jeden ze základních vstupů STHMP. Výchozí stav poptávky pro hlavní soustavy je stanoven na základě historických dodávek tepla přepočtených na dlouhodobý klimatický normál denostupňovou metodou a dále je využíván roční diagram trvání potřeby tepla. Budoucí vývoj poptávky je popsán rámcově dvousložkovým přístupem: trendovým poklesem měrné spotřeby ve stávajícím portfoliu odběrů a možným strukturálním nárůstem dodávky v důsledku napojování rozvojových lokalit. Geografické rozmístění rozvojových území a jejich vhodnost pro napojení na CZT jsou řešeny zejména v Pilíři 4.	Analytická část: Kap. 5.3.1–5.3.6 Kap. 5.5.2 a 5.5.4 Návrhová část: Kap. 2.1, 2.2, 3.4
Zlepšení energetické efektivity	STHMP reflektuje princip přednosti energetické účinnosti (energy efficiency first) jako závazný rámcový požadavek platný pro všechny plánované investice do energetické infrastruktury. Dopad zvyšování energetické efektivity budov je v predikci poptávky zachycen nepřímo prostřednictvím trendového poklesu měrné spotřeby tepla přibližně o 1,1 % ročně. Tento trend je současně vyvažován očekávaným nárůstem dodávky tepla v důsledku připojování nových rozvojových lokalit.	Návrhová část: Kap. 2.1, 2.2
Vliv klimatické změny	Dopad klimatických podmínek je v STHMP zohledněn především prostřednictvím přepočtu historických dodávek tepla na dlouhodobý normál pomocí denostupňové metody. Strategie dále uvádí vývoj počtu denostupňů v Praze a orientačně hodnotí četnost velmi nízkých venkovních teplot, které jsou relevantní pro kontrolu potřebného výkonu zdrojů. Nejde však o detailní klimatický model budoucí potřeby tepla, ale o strategické zohlednění klimatické normalizace a dlouhodobého trendu mírnějších zim. Klimatický faktor je rovněž součástí makro-analytického rámce (PESTLE – faktor Environmental).	Analytická část: Kap. 5.3.6, Kap. 6 (PESTLE) Návrhová část: Kap. , 2.2

Vliv populační změny	Demografický vývoj HMP – zahrnující migrační saldo, přirozený přírůstek a plánovanou bytovou výstavbu – je v STHMP zohledněn jako součást makro-analytického rámce (PESTLE – faktor Social) a implicitně promítnut do prognózy budoucí poptávky prostřednictvím modelování přínosu rozvojových lokalit (Pilíř 4). Předpokládaný demografický růst HMP je identifikován jako jedna z hybných sil strukturálního nárůstu poptávky po teple v horizontu Strategie.	Analytická část: Kap. 6 (PESTLE) Návrhová část: Kap. 3.4
Změny na základě vývoje HDP	Závislost poptávky po teple na vývoji HDP je v pražském kontextu limitovaná a nereflektuje realitu. Ekonomický faktor je zahrnut do PESTLE analýzy v rámci makro-prostředí. Predikční model poptávky pracuje primárně s klimatickými a demografickými proměnnými, které jsou pro pražské teplárenství klíčovými determinanty budoucího vývoje spotřeby.	Analytická část: Kap. 6 (PESTLE)
SWOT analýza	Metodika JASPERS explicitně požaduje zpracování SWOT analýzy jako součásti analytické části dokumentu. Zpracovatel STHMP vyhodnotil, že pro takovýto strategický dokument vyhovuje více PESTLE analýza pokrývající vnější faktory (Political, Economic, Social, Technological, Legal, Environmental). Věcný obsah pro jednotlivé kvadranty SWOT je přitom v dokumentu de facto obsažen: silné stránky soustavy (rozsah a hustota sítí PT a VEPA, diverzifikace zdrojové základny, zapojení municipálního kapitálu), slabé stránky (vysoká uhlíková intenzita zdrojů pravého břehu, závislost na Elektrárně Mělník), příležitosti (potenciál nových OZE zdrojů a odpadního tepla, rozvojové lokality, financování z fondů EU) i hrozby (dopady ETS 2 na náklady fosilních zdrojů, regulatorní nejistota, narůstající konkurence individuálních tepelných čerpadel).	Analytická část: Kap. 6 (PESTLE)

Zdroj: Vlastní zpracování

Stanovení cílů

Metodika JASPERS v části věnované stanovení cílů požaduje jejich soulad s národními, lokálními a evropskými strategiemi. Mezi hlavními cíli, které mají být brány v potaz je zvýšení uhlíkové účinnosti a snižování emisí skleníkových plynů, přechod na nízkoemisní paliva a rozvoj obnovitelných zdrojů. Cíle musí být vyjádřeny měřitelnými indikátory a plánování musí kombinovat dlouhodobou strategii s krátkodobým investičním programem.

Tabulka 22: Stanovení cílů podle metodiky JASPERS

METODIKA JASPERS	STRATEGIE TEPLÁRENSTVÍ HMP	Reference
Soulad se strategickými dokumenty		
Unijní legislativní rámec	Strategie je zpracována v souladu se směrnicí (EU) 2023/1791 o energetické účinnosti (EED), čl. 26 a Přílohou VII; směrnicí (EU) 2018/2001 (RED II) pro uznání tepelných čerpadel jako OZE; a Doporučením Komise (EU) 2024/2395 sjednocujícím výkladovou praxi.	Analytická část: Kap. 2 – Legislativní a strategický rámec
Národní legislativní rámec	Strategie respektuje zákon č. 165/2012 Sb. ve znění zákona č. 87/2025 Sb., vyhlášku č. 140/2021 Sb., nařízení vlády č. 189/2022 Sb. (podpora KVET) a metodiky MPO a MŽP k emisním faktorům.	

Metropolitní rámec	Strategie vychází a navazuje na Územní energetickou koncepci HMP a Klimatický plán HMP do roku 2030.	
Specifické cíle – měřitelné indikátory		
Zvýšení podílu OZE a odpadního tepla	Pilíř 1 pracuje se zajištěním tepla z vyčištěných odpadních vod prostřednictvím Energocentra ÚČOV (potenciál až 180 MW). Pilíř 2 doplňuje blokové kotelny tepelnými čerpadly. Pilíř 3 využívá biogenní složku ZEVO. Ve variantě 2 Pilíře 1 pokrývá Energocentrum přibližně 95 % roční potřeby tepla řešeného území (cca 2 260 TJ/rok z OZE). V integrovaném provozu Pilíře 3 (spojení Pilířů 1 a 3) může nové energocentrum pokrýt přibližně 20 % z celkové výroby tepla (tj. cca 2 600 TJ z 12 000 TJ). Celkově se tak dá říct, že STHMP pracuje s rozšiřováním soustav zejména směrem k obnovitelným zdrojům energie.	Analytická část: Kap. 5.5 (V2, V3) Návrhová část: Kap. 3.2, 3.3, 3.5, 3.6
Zvýšení podílu vysoce účinné KVET	Pilíř 2 kalkuluje s rozšířením kogeneračních jednotek v blokových kotelnách. V Pilíři 3 se pracuje s paroplynovými jednotkami PPC1 a PPC3 v lokalitě Mělník. V Pilíři 2 je zvýšena výroba tepla z KVET až na 25–30 % z celkové výroby tepla (max. indikovaný potenciál oblasti). V Pilíři 3 pokrývají zdroje PPC přibližně 55 % z celkové výroby tepla.	Analytická část: Kap. 5.4, Kap. 5.5 (V1) Návrhová část: Kap. 2.3.1, Kap. 3.3, 3.4
Snížení emisí CO_2	Emisní bilance CO_2 je jedním ze tří hlavních hodnoticích kritérií Strategie a je vedena pro každou variantu každého pilíře. V Pilíři 1 ve variantě 2 klesají celkové emise přibližně o 37 % oproti referenčnímu stavu (ze ~137 tis. t na ~87 tis. t CO_2/rok). Obdobně klesají emise vztažené k výrobě tepla. V Pilíři 2 ve variantě 2 zůstávají celkové emise na přibližně stejné úrovni (~70 tis. t CO_2/rok). Emise vztažené k výrobě tepla ale klesají až o 12 %. U Pilíře 3 ve variantě 2 klesají celkové emise přibližně o 33 % oproti současnému stavu (z ~2 400 tis. t na ~1 600 tis. t CO_2/rok). Z toho emise vztažené k výrobě tepla klesají až o 53 %.	Analytická část: Kap. 5.3.3, Kap. 5.4 Návrhová část: Kap. 2.3.2, Kap. 3
Odpadní teplo z průmyslu a infrastruktury	Pilíř 1 strategicky popisuje možnost využívání odpadního tepla z Ústřední čistírny odpadních vod (ÚČOV). V Pilíři 4 je také zmiňován záměr na využití geotermálního/odpadního tepla z nově vznikajícího metra D v lokalitě Nové Dvory. Pilíř 5 dále otevírá možnost využití odpadního tepla vznikajícího při chlazení budov, zejména v letním období, pro přípravu teplé vody nebo pro integraci s teplárenskou soustavou.	Analytická část: Kap. 5.5 (V1, V2, V3) Návrhová část: Kap. 3
Akumulace tepelné energie	Strategie uvažuje akumulaci tepla zejména jako systémový doplněk tepelných čerpadel a kogeneračních jednotek v blokových kotelnách v rámci Pilíře 2. Cílem je zlepšit provozní využití zdrojů, prodloužit dobu provozu tepelných čerpadel v příznivém režimu a omezit počet startů špičkových plynových zdrojů. Přesné dimenzování akumulace závisí na prostorových a provozních podmínkách jednotlivých kotelen a má být řešeno v navazující projektové dokumentaci. Rozsáhlá soustava PT má zároveň určitou provozní akumulační schopnost danou objemem vody v síti, kterou lze využívat při krátkodobém řízení provozu.	Návrhová část: Kap. 3
Ztráty v distribuční soustavě	Tepelné ztráty distribučních soustav jsou ve strategii zohledněny v bilančních výpočtech jednotlivých variant a představují jeden z parametrů ovlivňujících potřebu výroby tepla, emisní bilanci i výslednou modelovou cenu tepla. Strategie pracuje s orientačními hodnotami ztrát odpovídajícími strategické úrovni dokumentu.	Analytická část: Kap. 5.2 Návrhová část: Kap. 2.1, 2.2

	Snižování ztrát je spojeno zejména s modernizací rozvodů, snižováním provozních teplot, obnovou předávacích stanic a optimalizací řízení soustav. Konkrétní cílové hodnoty ztrát pro jednotlivé větve a rozsah souvisejících investic musí být stanoveny v navazujících technických studiích a projektové přípravě.	
Teplotní úroveň soustavy	Strategie pracuje s teplotními hladinami vycházejícími ze současných nebo předpokládaných provozních stavů jednotlivých soustav a z charakteru zásobované zástavby. V Pilíři 1 je uvažována možnost provozu až na úrovni 110/60 °C, s letním provozem přibližně 75/55 °C. V Pilíři 2 je pro blokové kotelny v zimním období uvažována teplotní úroveň přibližně 95/60 °C. V Pilíři 3 odpovídá zimní provozní stav soustavy PT až 130/60 °C a letní provoz přibližně 85/50 °C. Všechny soustavy pracují s ekvitermní regulací. V Pilíři 4 je uvažována možnost vybudování nových nízkoteplotních soustav pro rozvojová území, která nebudou napojena na stávající tepelnou infrastrukturu.	Analytická část: Kap. 5.3.4, 5.3.5 Návrhová část: Kap. 3
Emisní dopady (NO_x, PM)	Strategie posuzuje platné emisní limity NO_x jako omezující faktor pro umisťování KVET v blokových kotelnách (zákon č. 201/2012 Sb., nová směrnice EU 2024/2881). Modelové roční průměry NO_2 v lokalitách VEPA dosahují ~15–20 µg/m³, nový limit platný od roku 2030 (20 µg/m³) je identifikován jako kritický práh pro další expanzi KVET v hustě osídlených oblastech.	Analytická část: Kap. 2 (EED, Taxonomie EU) Návrhová část: Kap. 3
Spolehlivost dodávky	Provozní bezpečnost je součástí technické koncepce každého pilíře: záložní a špičkové zdroje jsou dimenzovány pro pokrytí havarijních stavů při výpadku hlavního zdroje. Strategie nepracuje s explicitním cílem počtu nebo délky výpadků; konkrétní parametry spolehlivosti budou součástí smluvních vztahů zákazník–dodavatel a není vhodné je stanovovat na úrovni celoměstské strategie.	Návrhová část: Kap. 3
Cenová dostupnost tepla	Orientační modelová cena tepla je jedním ze tří hodnoticích kritérií Strategie. Je stanovena pro každou variantu a slouží pro porovnání variant mezi sebou.	Analytická část: Kap. 5.4 Návrhová část: Kap. 3.2–3.6
Časový horizont dekarbonizace		
Střednědobý investiční program (do roku 2036)	Návrhová část Strategie pracuje se zadaným investičním rámcem Strategie teplárenství HMP do roku 2036. Posuzované pilíře a jejich varianty odpovídají opatřením realizovatelným v horizontu 5–15 let.	Návrhová část: Kap. 3.7 (harmonogramy pilířů)
Dlouhodobá strategie (horizont k roku 2050)	Hodnoticí kritéria a volba variant zohledňují postupně se zpřísňující požadavky směrnice EED a národní legislativy na účinnou soustavu (milníky 2028 a 2035) a zamezují vzniku lock-in efektu bránícího plné dekarbonizaci směrem k roku 2050.	Analytická část: Kap. 2 (EED, milníky) Návrhová část: Kap. 2.3.1, 5

Zdroj: vlastní zpracování

Strategie teplárenství HMP naplňuje substantivní jádro požadavků metodiky JASPERS pro etapu stanovení cílů. Cíle jsou odvozeny z identifikovaných potřeb, sladěny s unijním a národním legislativním rámcem a vyjádřeny prostřednictvím tří měřitelných hodnoticích kritérií (podíl OZE/KVET, emise CO_2, cena tepla). Porovnání variant je provedeno pro scénáře se záměrem i bez záměru. Cílem je dosažení statutu účinné soustavy zásobování teplem pomocí validních parametrů. Rozlišení střednědobého a dlouhodobého horizontu je explicitně přítomno.

Analýza variant

Metodika JASPERS požaduje systematické porovnání více dekarbonizačních cest pokrývajících klíčové zdrojové technologie, analýzu ročních diagramů trvání potřeby tepla, posouzení akumulace, srovnání centralizované a decentralizované výroby a aplikaci multikriteriální analýzy (MCA) s ekonomickým hodnocením prostřednictvím ukazatele levelised cost of heat (LCOH).

Tabulka 23: Analýza variant podle metodiky JASPERS

METODIKA JASPERS	STRATEGIE TEPLÁRENSTVÍ HMP	Reference
Identifikace a porovnání zdrojových technologií		
Teplo z čistíren odpadních vod	Pilíř 1 – Energocentrum ÚČOV: velkokapacitní tepelná čerpadla využívají teplo z vyčištěných odpadních vod s teplotou přibližně 15–21 °C. Potenciální tepelný výkon zdroje dosahuje až 180 MW.	Analytická část: Kap. 2.5.1 (Energocentrum) Kap. 5.5 (V2) Návrhová část: Kap. 3.2
Vysoce účinná KVET	Pilíř 2 rozšiřuje kogenerační jednotky v blokových kotelnách VEPA. Pilíř 3 provozuje paroplynové jednotky PPC1 a PPC3 v lokalitě Mělník jako dominantní KVET v soustavě Pražské teplárenské.	Analytická část: Kap. 5.4, 5.5 (V1) Návrhová část: Kap. 3.3, 3.4
Odpadní teplo ze ZEVO	Pilíř 3 integruje ZEVO Malešice a ZEVO Mělník jako základní tepelné zdroje soustavy PT. Pilíř 4 identifikuje ZEVO Malešice jako zdroj tepla pro napojení vhodných rozvojových lokalit.	Analytická část: Kap. 5.4, 5.5 (V1, V3) Návrhová část: Kap. 3.4, 3.5
Tepelná čerpadla (power-to-heat)	Pilíř 1 využívá velkokapacitní tepelná čerpadla jako hlavní technologii Energocentra ÚČOV. Pilíř 2 uvažuje instalaci menších tepelných čerpadel jako doplněk KVET v blokových kotelnách, zejména pro letní pokrytí přípravy teplé vody.	Analytická část: Kap. 5.5 (V2) Návrhová část: Kap. 3.2, 3.3
Obnovitelné plyny (biometan)	Biometan z areálu ÚČOV je ve strategii identifikován jako doplňkové obnovitelné palivo využitelné zejména pro plynové špičkové, záložní nebo obtížně nahraditelné zdroje. Jeho potenciál může spočívat v částečné náhradě zemního plynu tam, kde bude z technických nebo provozních důvodů zachováno využití plynových technologií. Vzhledem k omezené dostupnosti biometanu v ÚČOV jej Strategie neuvažuje jako hlavní palivovou základnu, ale jako doplňkový prvek pro další snižování fosilní složky do roku 2036. Dále je předpokládáno vyšší využití obnovitelných plynů v dalších milnících po roce 2040, s ohledem na konec uznání vysoce účinné KVET pro splnění účinných soustav CZT.	Návrhová část: Kap. 5
Akumulace tepla	Pilíř 2 posuzuje akumulaci jako systémový doplněk pro prodloužení doby provozu tepelných čerpadel a kogeneračních jednotek v optimálním výkonu. Akumulace je posouzena kvalitativně; přesné dimenzování závisí na prostorových podmínkách a měla by být součástí projektových dokumentací jednotlivých kotelen.	Návrhová část: Kap. 3.3
Centralizovaná vs. decentralizovaná výroba	Pilíř 4 rozlišuje rozvojové lokality podle vhodnosti napojení na centrální tepelnou infrastrukturu nebo řešení formou samostatné lokální soustavy. U lokalit s dostupnou soustavou je uvažováno napojení na PT nebo ZEVO Malešice, u lokalit bez vhodné vazby na centrální soustavu pak lokální nízkoteplotní řešení založené především na OZE a tepelných	Analytická část: Kap. 5.5 (V4) Návrhová část: Kap. 3.5

	čerpadlech. Rozhodujícími hledisky jsou zejména dostupnost stávající nebo plánované tepelné infrastruktury, poloha lokality, rozsah a charakter předpokládané tepelné poptávky. Konkrétní technické řešení včetně technicko-ekonomického posouzení musí být dále prověřeno v samostatných studiích jednotlivých území.	
Analytické nástroje		
Roční diagramy trvání potřeby tepla	Strategie ve velké míře využívá roční diagramy trvání potřeby tepla jako základní analytický nástroj pro dimenzování a porovnávání variant. Pro každý pilíř jsou sestaveny modelové diagramy umožňující určit optimální výkonové uspořádání zdrojů a dobu jejich využití.	Analytická část: Kap. 5.3.2 Návrhová část: Kap. 2.2
Analýza potenciálu budoucí poptávky a rozvoje lokalit	Budoucí vývoj poptávky je modelován dvousložkově: trendový pokles měrné spotřeby (~1,1 %/rok) kombinovaný se strukturálním nárůstem z nové výstavby. Geografický potenciál rozvojových lokalit je posouzen v Pilíři 4.	Analytická část: Kap. 5.3.6 Návrhová část: Kap. 2.1, 3.5
Hodnoticí metodika		
Tři hodnoticí kritéria	Průvodce JASPERS doporučuje multikriteriální analýzu (MCA) s formálně stanovenými kritérii, vahami a normalizací dat. Strategie aplikuje transparentní přístup prostřednictvím tří kvantifikovaných kritérií: (1) podíl OZE, odpadního tepla a KVET (legislativní soulad s EED), (2) emisní bilance CO_2 a (3) orientační cena tepla.	Návrhová část: Kap. 2.3, 3.2–3.6

Zdroj: vlastní zpracování

Definice opatření

Metodika JASPERS požaduje, aby výstupem analýzy variant byla definice konkrétních opatření rozdělených na investiční a neinvestiční, doplněná o přiřazení odpovědnosti, harmonogram, přehled nákladů a přínosů a hodnocení dopadu na zainteresované strany. Strategie tyto požadavky naplňuje prostřednictvím sekce Popis zvolené varianty (Kap. 2.7 návrhové části) a kapitoly o organizaci vztahů v projektu.

Tabulka 24: Definice opatření podle metodiky JASPERS

METODIKA JASPERS	STRATEGIE TEPLÁRENSTVÍ HMP	Reference
Typy opatření		
Investiční opatření	Sekce 3.7 návrhové části definuje pro každý z pěti pilířů konkrétní investiční opatření: Pilíř 1 zahrnuje etapizaci výstavby Energocentra ÚČOV a navazující tepelné infrastruktury; Pilíř 2 modernizaci blokových kotelen; Pilíř 3 transformaci zdrojové základny soustavy PT; Pilíř 4 koordinované napojování rozvojových lokalit; Pilíř 5 doporučení typu zásobování chladem. Opatření jsou formulována na strategické úrovni.	Návrhová část: Kap. 3.7
Neinvestiční opatření	Neinvestiční a organizační opatření jsou ve strategii obsažena zejména v Pilíři 4 a v kapitole věnované organizaci vztahů v rámci Strategie. Patří mezi ně zejména zavedení jednotného postupu pro energetické posuzování rozvojových lokalit, nastavení investičního, provozního a cenového modelu pro nové lokální soustavy a vymezení role HMP a dalších zainteresovaných subjektů při přípravě a realizaci jednotlivých opatření.	Návrhová část: Kap. 3.7 (Pilíř 4,) Kap. 4

Popis opatření a implementační plán		
Odpovědné subjekty a harmonogram	Odpovědné subjekty jsou identifikovány pro každý pilíř (HMP, Pražská teplárenská, VEPA). Rámcové harmonogramy jsou zpracovány pro Pilíře 1–3 formou tabulek s orientačním časovým rozložením etap. Nejde o závazné projektové milníky, které se obvykle stanovují až na úrovni samotného projektu.	Návrhová část: Kap. 3.7 (Rámcový harmonogram)
Investiční náklady a přínosy	Orientační investiční náklady a přínosy jsou přítomny ve výsledcích analýzy variant pro každý pilíř. Detailní projektové náklady přesahují rozsah strategického dokumentu.	Analytická část: Kap. 5.4 (Odhad invest. nákladů) Návrhová část: Kap. 3.7
Přehled dosaženého zlepšení		
Přehled zlepšení po pilířích	Každý pilíř obsahuje souhrnnou tabulku klíčových ukazatelů doporučené varianty vůči referenčnímu stavu: podíl OZE a KVET, emise CO_2 a orientační cena tepla.	Návrhová část: Kap. 3.2–3.6 (Shrnutí variant po pilířích)
Dopad na zainteresované strany		
Zákazníci – cenová dostupnost tepla	Dopad na cenu tepla pro odběratele je ve strategii zohledněn prostřednictvím orientační modelové ceny tepla, která je stanovena pro jednotlivé varianty. Tento ukazatel umožňuje porovnat ekonomickou náročnost variant mezi sebou a identifikovat řešení s přijatelným dopadem na cenu tepla.	Analytická část: Kap. 5.4 Návrhová část: Kap. 3.2–3.6
Místní samospráva a financování	Role HMP jako koordinátora a potenciálního spoluinvestora nebo poskytovatele záruky je tematizována v kapitole o organizaci vztahů. Uvažována jsou financování prostřednictvím fondů EU, EIB a Modernizačního fondu.	Návrhová část: Kap. 4
Obchodní partneři a dodavatelé	Odhad investičních nákladů je součástí ekonomického hodnocení variant. Detailní analýza dopadu na dodavatelský řetězec a lokální ekonomiku není součástí Strategie.	Analytická část: Kap. 5.4 Návrhová část: Kap. 3.7

Zdroj: vlastní zpracování

3 PILÍŘE ROZVOJE ZDROJŮ

Návrhová část Strategie je zpracována formou pěti tematických pilířů, které představují hlavní směry budoucího rozvoje zdrojové základny a soustav zásobování teplem na území hlavního města Prahy. Jednotlivé pilíře vycházejí z analytické části, z identifikovaných rozvojových záměrů a z dostupných informací o připravovaných investicích v oblasti výroby a dodávky tepla. Tato část neřeší finální podobu strategie ale pouze první etapu návrhové části.

Cílem této části není zpracovat detailní projektové návrhy jednotlivých zdrojů nebo sítí, ale vymezit základní koncepční směry transformace teplárenství v Praze. Jednotlivé pilíře proto pracují s různými variantami, které umožňují porovnat dopady rozdílných způsobů rozvoje z hlediska plnění požadavků na účinnou soustavu zásobování teplem, emisí CO_2, provozní proveditelnosti a budoucí ceny tepla.

Navržené pilíře nejsou chápány jako vzájemně se vylučující varianty. Naopak, v řadě případů na sebe navazují a mohou vytvářet společný transformační rámec. Zejména rozvoj energocentra ÚČOV, transformace soustavy Pražské teplárenské a zapojení rozvojových lokalit představují vzájemně propojené směry, které mohou při vhodném technickém a provozním nastavení vytvořit širší integrovaný systém zásobování teplem.

3.1 Souhrn pilířů návrhové části

Pilíř 1: Levý břeh – Energocentrum ÚČOV

Pilíř 1 posuzuje možnost využití tepla z vyčištěných odpadních vod v areálu ÚČOV prostřednictvím velkokapacitních tepelných čerpadel. Hlavním směrem je zásobování nově uvažované soustavy na levém břehu Vltavy, zejména lokalit Juliska, Veleslavín, Bubny-Zátory a navazující vnitřní části Prahy 1 a Prahy 2.

Pilíř 2: Levý břeh – blokové kotelny

Pilíř 2 se zaměřuje na lokální soustavy a blokové kotelny společnosti VEPA mimo hlavní soustavy Juliska a Veleslavín. Posuzuje možnosti dalšího rozvoje těchto zdrojů z hlediska kombinace vysoce účinné KVET, tepelných čerpadel, akumulace tepla a provozní optimalizace.

Pilíř 3: Pravý břeh – soustava Pražské teplárenské

Pilíř 3 řeší transformaci hlavní soustavy Pražské teplárenské, zejména ve vazbě na postupný odklon od výroby tepla z uhlí v lokalitě Mělník. Varianty pracují s novými zdroji v lokalitě Mělník, zejména ZEVO Mělník, PPC1, PPC3 a novou plynovou kotelnou, a dále se stávajícími zdroji na území Prahy. Součástí pilíře je také posouzení možnosti provozního propojení soustavy PT s energocentrem ÚČOV v letním období a možnosti integrovaného provozu sítí.

Pilíř 4: Rozvojové lokality

Pilíř 4 doplňuje návrhovou část o další významné rozvojové lokality na území hlavního města Prahy, jejichž potenciál vychází ze Závěrečné zprávy o výsledcích činnosti pracovní skupiny pro územní plán (2024). Lokality jsou rozděleny podle vhodného koncepčního přístupu na území vhodná pro napojení do soustavy PT, území s vazbou na ZEVO Malešice, lokality vhodné pro samostatné řešení s vazbou na VEPA a lokality vhodné pro kombinovaný přístup.

Pilíř 5: Chlad

Pilíř 5 se zabývá strategickým rozvojem a systémovou integrací chladicí infrastruktury na území hlavního města Prahy. Na základě inženýrských a ekonomických modelů analyzuje čtyři varianty – od individuálních splitových jednotek přes centrální objektové chillery až po robustní městské sítě (CZCH) a technologicky nejpokročilejší tepelná čerpadla navázaná na soustavu dálkového vytápění (CZT). Cílem tohoto pilíře je porovnat investiční náročnost, provozní efektivitu a prostorové či legislativní limity v historickém centru (P1/P2) i v nových rozvojových lokalitách a definovat tak pro město udržitelnou, vizuálně neutrální a energeticky synergickou strategii zásobování chladem.

3.1.1 Vazba mezi pilíři

Jednotlivé pilíře je nutné vnímat jako vzájemně provázané. Pilíř 1 vytváří potenciál nového obnovitelného zdroje v podobě energocentra ÚČOV. Pilíř 3 řeší transformaci hlavní soustavy Pražské teplárenské. Jejich propojením může vzniknout širší provozně propojený systém pravého a levého břehu Vltavy, ve kterém bude možné lépe využít obnovitelné teplo z energocentra a zároveň zachovat provozní stabilitu hlavní teplárenské soustavy.

Pilíř 2 a Pilíř 4 řeší území, která nelze jednoduše zahrnout do hlavní páteřní soustavy. U blokových kotelen a vybraných rozvojových lokalit je proto nutné uvažovat lokální nebo částečně autonomní řešení, založená především na obnovitelných zdrojích, akumulaci a případně doplňkové KVET. Pilíř 5 pak doplňuje celý koncept o další potenciální zdroj nízkopotenciálního nebo odpadního tepla, který může být využit zejména tam, kde vzniká souběh potřeby chlazení a potřeby tepla.

Takto pojatá struktura umožňuje posuzovat transformaci pražského teplárenství nejen po jednotlivých zdrojích, ale jako soubor vzájemně navazujících opatření. Výsledkem není jedna izolovaná varianta, ale postupná kombinace zdrojových, síťových a provozních řešení, která mohou společně přispět ke splnění požadavků účinné soustavy, snížení emisí CO_2 a zachování bezpečné dodávky tepla.

3.2 Pilíř 1 – Energocentrum

Tento pilíř vychází z uvažovaného umístění nového zdroje tepla v podobě energocentra (EGC) v areálu Ústřední čistírny odpadních vod (ÚČOV), s potenciálním tepelným výkonem až na úrovni 180 MW. Základním principem energocentra je využití tepla obsaženého ve vyčištěných odpadních vodách prostřednictvím velkokapacitních tepelných čerpadel.

V analytické části byly identifikovány vhodné lokality pro napojení energocentra a v této návrhové části budou blíže popsány.

V bezprostřední blízkosti lokality ÚČOV se nachází teplárenská síť Juliska, se kterou lze uvažovat jako s jedním z přirozených směrů vyvedení tepla. Současně lze v širším územním kontextu uvažovat také s propojením se sítí Veleslavín. Obě tyto soustavy jsou v současnosti provozovány na bázi zemního plynu. Vedle těchto lokalit existují na levém břehu Vltavy i další potenciální oblasti rozvoje zásobování teplem směrem na Bubeneč, Hradčany a Letnou.

Zvláštní pozornost si v tomto kontextu zaslouží vnitřní část města, zejména Praha 1 a Praha 2, které dosud nejsou systematicky napojeny na soustavu centralizovaného zásobování teplem. Analytická část studie prokázala, že se jedná o území s velmi vysokou hustotou tepelné poptávky, kde je vytápění v současnosti realizováno převážně prostřednictvím lokálních zdrojů na zemní plyn. Z hlediska energetické koncepce hlavního města Prahy, snižování lokálních emisí a plnění evropských i národních legislativních požadavků se proto jedná o území s významným potenciálem pro budoucí změnu koncepce zásobování teplem.

Jako technicky i územně vhodný přestupní prostor pro případné napojení vnitřní části města byla v analytické části identifikována rozvojová oblast Bubny-Zátory. Tato lokalita představuje nejen významný rozvojový potenciál z hlediska nové výstavby, ale zároveň i logický prostor pro postupné přivedení tepla z energocentra ÚČOV směrem k centrální části města.

V rámci analytické části byla rovněž posuzována možnost širšího zapojení oblasti Holešovic, která je v současnosti součástí soustavy společnosti Pražská teplárenská. Na základě jednání se společností Pražská teplárenská však vyplynulo, že přímé systémové propojení v plném rozsahu není v současnosti reálně uvažovatelné. Holešovická síť byla historicky provozována jako parní a v nedávné době byla rekonstruována na horkovodní soustavu s vysokou teplotní úrovní, odpovídající zbytku sítě Pražské teplárenské, přibližně 130/60 °C v zimním období. S ohledem na charakter zástavby a technologické řešení odběrných míst zde nelze uvažovat o přechodu na nižší teplotní úroveň typickou pro teplovodní soustavu na úrovni 95 °C.

Obecně platí, že v územích s historickou a starší zástavbou nelze bez zásadních stavebních a technologických zásahů aplikovat nízkoteplotní režimy vytápění, typicky kolem 70 °C. Při úvahách o nové teplárenské infrastruktuře napojené na energocentrum ÚČOV je proto nutné uvažovat o teplotní úrovni 95/60 °C v zimním období jako o spodní hranici technické proveditelnosti. Vzhledem k charakteru zástavby v centrálních částech města, zejména v Praze 1 a Praze 2, se však jako provozně bezpečnější, a to i pro pokrytí špičkových odběrů v období mrazů, jeví teplotní hladina na úrovni 110/60 °C.

3.2.1 Uvažované připojitelné lokality

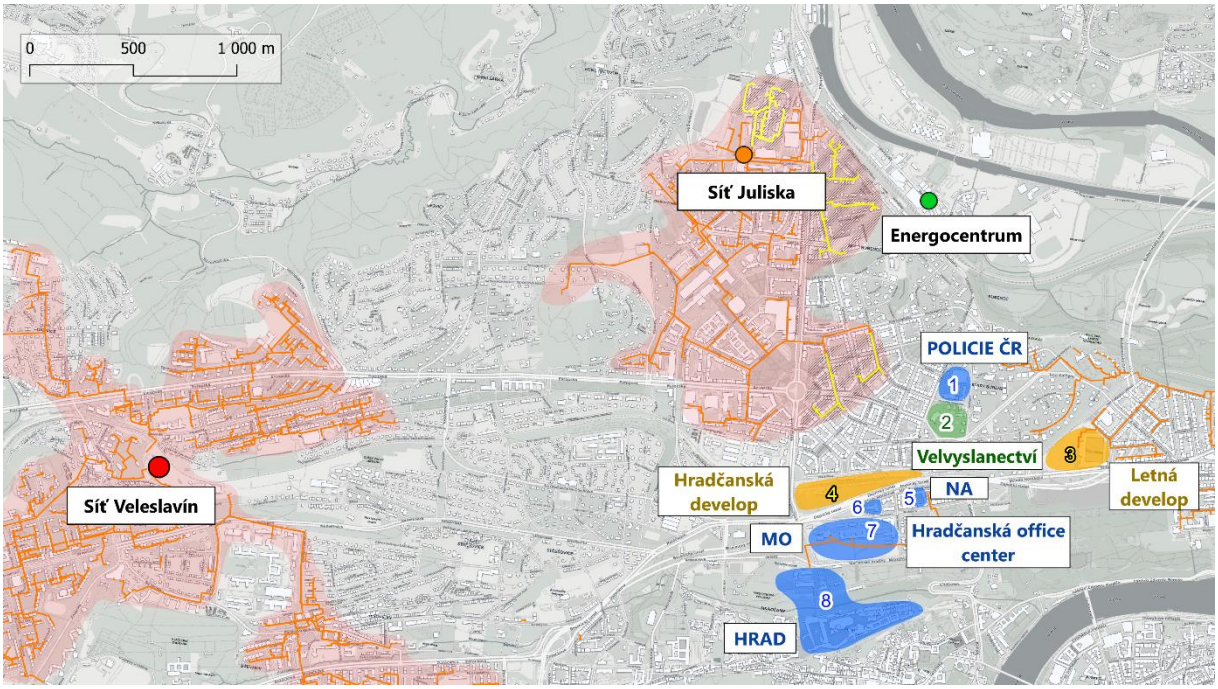
Pro účely variantního hodnocení jsou uvažovány lokality, které byly identifikovány v analytické části studie jako územně, technicky nebo koncepčně vhodné pro možné napojení na energocentrum ÚČOV. Jedná se jednak o stávající soustavy zásobování teplem provozované na bázi zemního plynu, jednak o rozvojová území a další vhodné oblasti.

Z prostorového a koncepčního hlediska lze uvažované lokality rozdělit do dvou základních větví podle směru vyvedení tepla z energocentra ÚČOV.

- **Levá větev** zahrnuje stávající soustavy Juliska a Veleslavín a navazující vhodné oblasti.

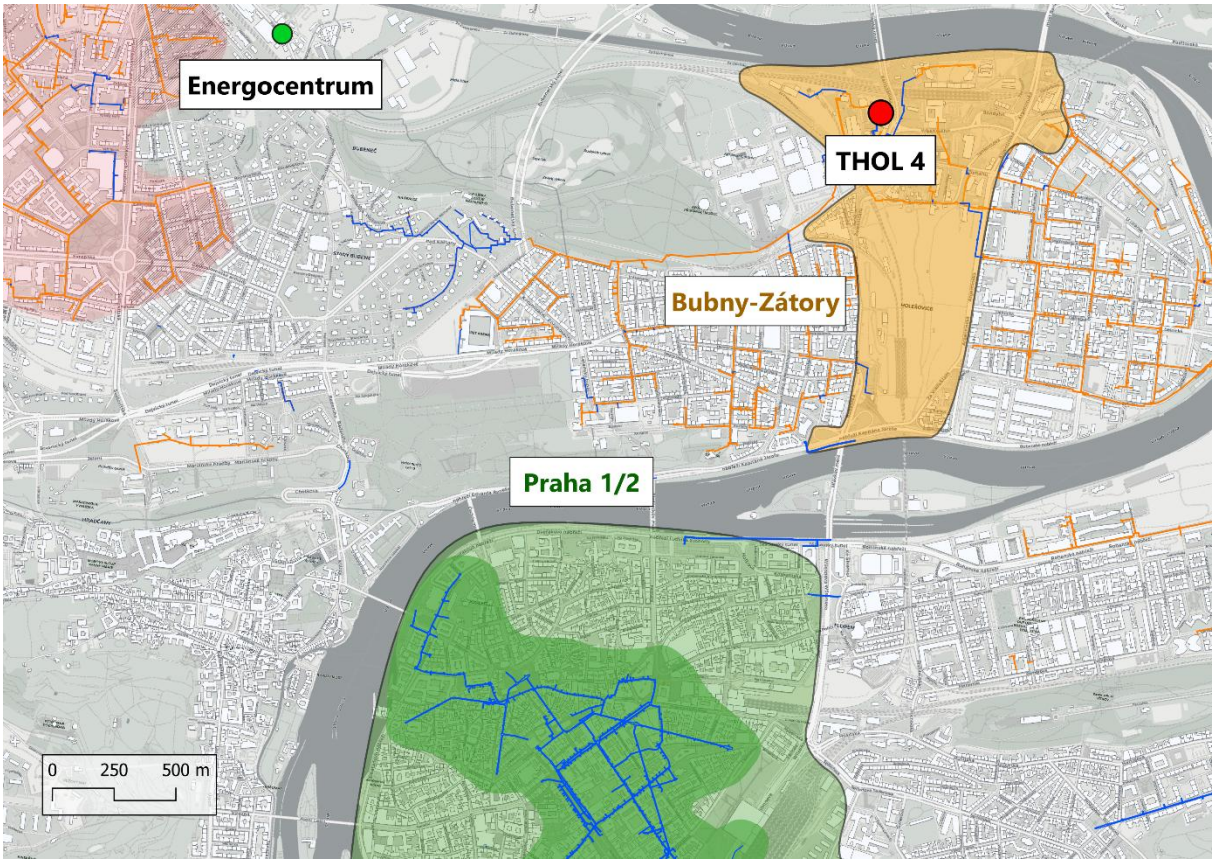
- **Pravá větev** zahrnuje rozvojovou oblast Bubny-Zátory a navazující vnitřní část města, zejména Prahu 1 a Prahu 2.

Obrázek 5: Uvažované připojitelné oblasti – Levá větev



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

Obrázek 6: Uvažované připojitelné oblasti – Pravá větev



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

Juliska a Veleslavín

Nejpřirozenějším směrem vyvedení tepla z energocentra je napojení stávajících soustav Juliska a Veleslavín. Obě lokality se nacházejí na levém břehu Vltavy a jsou v současnosti zásobovány převážně ze zdrojů na zemní plyn.

Přibližná potřeba tepla v lokalitách Juliska a Veleslavín vychází z odborného odhadu založeného na dostupných provozních informacích o soustavách a jejich zdrojích. Tyto hodnoty byly orientačně ověřeny porovnáním s údaji o spotřebě paliva v registru REZZO za roky 2023 a 2024. V případě sítě Juliska se jedná o roční potřebu tepla přibližně 350 TJ a pro síť Veleslavín přibližně 400 TJ. Pro modelové hodnocení Pilíře 1 je proto uvažována souhrnná roční potřeba tepla obou soustav na úrovni přibližně 750 TJ. Tato hodnota je chápána jako potřeba tepla na úrovni řešených soustav, tedy včetně orientačních tepelných ztrát stávajících rozvodů. Z tohoto důvodu k ní není dále připočítáván samostatný paušální koeficient ztrát.

Napojení těchto soustav na energocentrum představuje logický základ levé větve. Zároveň by umožnilo postupně nahradit část výroby tepla ze zemního plynu a využít stávající zdroj Veleslavín jako špičkový a záložní zdroj.

Bubeneč a Hradčany

Vedle stávajících soustav Juliska a Veleslavín lze v rámci levé větve uvažovat také rozšíření směrem k Bubenči, Letné a Hradčanům. V tomto koridoru se nachází řada významných veřejných, institucionálních a administrativních objektů se stabilní potřebou tepla.

Zvláštní význam má oblast Hradčan, zejména areál Pražského hradu, který je v současnosti zásobován z vlastní plynové kotelny. Dle údajů REZZO 1 se roční výroba tepla v této lokalitě pohybuje přibližně na úrovni 50 TJ/rok. Možnosti lokální instalace obnovitelných zdrojů energie jsou zde omezené technickými, památkovými a provozními podmínkami. Napojení na energocentrum proto může představovat reálnou cestu ke snížení závislosti této oblasti na zemním plynu a zajistit dodávku tepla z obnovitelných zdrojů.

V rámci blízké lokality lze dále uvažovat napojení dalších významných objektů, zejména areálu Ministerstva obrany v oblasti ulic Tychonova a Na Valech, Národního archivu, administrativních objektů v oblasti Hradčanské, vybraných objektů veřejného sektoru v Bubenči, objektů Policie ČR, velvyslanectví a dalších možných odběrů. Odhady potřeby tepla těchto objektů vycházejí z odborného odhadu a dostupných údajů REZZO 1–2 a v součtu se pohybují okolo 30 TJ za rok.

Potenciální rozvojové lokality Hradčanská a Letná

Součástí potenciálu jsou také rozvojové lokality Hradčanská / nádraží Praha-Dejvice a území v okolí fotbalového stadionu na Letné. Jejich budoucí potřeba tepla byla stanovena modelově na základě předpokládané hrubé podlažní plochy a možného rozvoje území. Roční potřeba tepla v těchto lokalitách by se mohla pohybovat na úrovni přibližně 54 TJ.

Bubny-Zátory

Rozvojová oblast Bubny-Zátory představuje hlavní přestupní a rozvojový prostor pro případné vyvedení tepla z energocentra směrem do vnitřní části města. Jedná se o rozsáhlé

transformační území s očekávanou novou výstavbou a významným budoucím nárůstem potřeby tepla.

Roční potřeba tepla této lokality vychází z analytické části studie, která čerpá z dokumentu Závěrečná zpráva o výsledcích činnosti pracovní skupiny pro územní plán (2024). Pro účely variantního hodnocení je uvažována potřeba tepla přibližně 360 TJ/rok.

Význam této lokality není pouze ve vlastní budoucí spotřebě tepla, ale také v její poloze. Bubny-Zátory tvoří logický mezistupeň mezi energocentrem ÚČOV a vnitřní částí města a umožňují postupné vybudování nové teplovodní infrastruktury směrem k Praze 1 a Praze 2.

Vltavská filharmonie

V rámci lokality Bubny-Zátory je nutné zohlednit také připravovanou Vltavskou filharmonii v oblasti Vltavské, která představuje jeden z nejvýznamnějších veřejných stavebních záměrů v území a jeden z hlavních iniciačních prvků jeho transformace. Z hlediska energetické koncepce se jedná o významný objekt s potřebou tepla i chladu, jehož případné napojení na soustavu zásobovanou z energocentra ÚČOV by bylo v souladu s koncepcí rozvoje této části města jako nízkoemisní nebo klimaticky neutrální čtvrti. Podle informací z projektové přípravy je požadovaný tepelný výkon objektu uvažován až na úrovni přibližně 2,7 MW. Uvažovaný výkon energocentra pro pravou větev proto vytváří dostatečný systémový rámec pro zásobování Bubnů-Zátor včetně tohoto typu významného veřejného objektu.

Vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2

Vnitřní část města, zejména Praha 1 a Praha 2, představuje z hlediska budoucího rozvoje zásobování teplem jednu z nejvýznamnějších uvažovaných oblastí. Jedná se o území s vysokou hustotou tepelné poptávky, kde je vytápění v současnosti z velké části zajištěno lokálními zdroji na zemní plyn.

Roční potřeba tepla v této oblasti byla v analytické části posouzena kvalifikovaným odhadem, který kombinoval údaje o spotřebě zemního plynu a modelové podklady tepelné poptávky v oblasti. S ohledem na charakter uvažovaného území nelze předpokládat plošné připojení celé oblasti, a proto je pro účely variantního hodnocení uvažováno s připojením objektů o celkové roční potřebě tepla až 1 000 TJ.

Napojení této oblasti na energocentrum je technicky podmíněno zejména možností přivedení tepla přes oblast Bubny-Zátory a dále kolektorovou infrastrukturou v trase Hlávková mostu do vnitřní části města. Neexistuje jiná možnost přivedení tepelného výkonu z EGC do vnitřní části města.

Souhrn

Z prostorového a koncepčního hlediska lze uvažované lokality rozdělit do dvou základních větví podle směru vyvedení tepla z energocentra ÚČOV.

- **Levá větev** zahrnuje stávající soustavy Juliska a Veleslavín a navazující oblasti v koridoru Bubeneč – Letná – Hradčany.
- **Pravá větev** zahrnuje rozvojovou oblast Bubny-Zátory a navazující vnitřní část města (Praha 1 a Praha 2).

Tabulka 25: Jednotlivé lokality a jejich odhadované roční potřeby tepla

Větev	Lokalita	Odhad roční potřeby tepla (TJ/rok)
Levá větev	Juliska a Veleslavín	750
	Pražský hrad	50
	Bubeneč a Hradčany (vytipované objekty)	30
	Rozvojové lokality Hradčanská a Letná	54
Levá větev celkem včetně uvažovaných tepelných ztrát v rozvodech (cca 5 %)		**934**
Pravá větev	Bubny-Zátory	360
	Vnitřní část Prahy 1 a 2	1 000
Pravá větev celkem včetně uvažovaných tepelných ztrát v rozvodech (cca 5 %)		**1 432**
Celkový potenciál roční potřeby tepla levé a pravé větve		**2 366**

Zdroj: vlastní zpracování

3.2.2 Technologická koncepce Energocentra

Uvažované energocentrum (EGC) v areálu Ústřední čistírny odpadních vod představuje významný potenciální zdroj tepla pro soustavy centralizovaného zásobování teplem na levém břehu Vltavy. Zdrojem energie je teplo obsažené ve vyčištěných odpadních vodách, které je k dispozici po celý rok a vykazuje poměrně stabilní teplotu. V městském prostředí se proto jedná o vhodný nízkopotenciální zdroj s dobře předvídatelnými provozními parametry.

Z pohledu energetické koncepce Prahy má tento zdroj význam především jako možnost částečně nahradit výrobu tepla ze zemního plynu v existujících soustavách CZT. Využití tepla z odpadních vod může přispět ke snížení emisí, ke zvýšení podílu nízkoemisních zdrojů energie a k posílení energetické soběstačnosti města. Současně nejde o neověřenou technologii, ale o řešení, které se v evropských městech již využívá nebo připravuje.

Základním principem energocentra je využití velkokapacitních tepelných čerpadel. Vyčištěná odpadní voda z ÚČOV má relativně stabilní teplotu, v případě pražské lokality přibližně v rozmezí 15 až 21 °C, což vytváří příznivé podmínky pro její energetické využití.

Pro teploty kolem 95 °C lze využít již prověřené technologie se syntetickými chladivy typu HFO nebo HCFO, zatímco pro vyšší teplotní úrovně přicházejí v úvahu zejména technologie využívající CO_2 (R744), které se v posledních letech u velkokapacitních aplikací stále více prosazují. Vedle CO_2 lze u velkokapacitních průmyslových a teplárenských tepelných čerpadel uvažovat také čpavek, tedy amoniak (R717), který patří mezi přírodní chladiva s velmi dobrými termodynamickými vlastnostmi. Jeho využití je však vhodné především pro větší uzavřené technologické celky s odpovídajícím bezpečnostním řešením, protože amoniak je toxický a vyžaduje specifická opatření při návrhu, provozu a havarijním zabezpečení.

Vedle technických parametrů hrají roli také budoucí regulatorní požadavky. Moderní syntetická chladiva typu HFO/HCFO mají sice nulový potenciál poškozování ozonové vrstvy (ODP) a velmi nízký potenciál globálního oteplování (GWP), v budoucnu však mohou být dotčena zpřísňující se regulací fluorovaných látek a širší regulací látek skupiny PFAS (per- a polyfluorované alkylové látky). Přírodní chladiva, zejména CO_2 (R744) a v některých aplikacích také amoniak (R717), proto představují z hlediska dlouhodobé regulatorní stability významnou alternativu.

Praktickou proveditelnost této koncepce s využitím pracovního média CO_2 potvrzují projekty realizované v posledních letech, zejména v severských zemích. Příkladem je projekt Esbjerg v Dánsku, kde byly v roce 2024 uvedeny do provozu dvě velkokapacitní jednotky využívající mořskou vodu jako zdroj nízkopotenciálního tepla a CO_2 jako pracovní médium. Celková instalovaná tepelná kapacita systému dosahuje přibližně 70 MW. Podobně je připravován také projekt Aalborg, který počítá s instalací čtyř velkokapacitních tepelných čerpadel o celkové kapacitě přibližně 177 MW.

Obdobný trend potvrzuje také projekt v Kolíně nad Rýnem [18], [19], kde má být v lokalitě Köln-Niehl instalováno velkokapacitní říční tepelné čerpadlo využívající teplo z vody řeky Rýn pro zásobování městské soustavy dálkového vytápění. Uvažovaný systém má dosahovat celkového tepelného výkonu přibližně 150 MW a dodávat teplo při výstupních teplotách až přes 110 °C. Projekt je zajímavý mimo jiné tím, že pracuje s říční vodou jako nízkopotenciálním zdrojem o relativně nízké teplotě, a přesto cílí na vysokoteplotní dodávku vhodnou pro teplárenské aplikace. Jako pracovní médium je oficiálně uváděno přírodní chladivo. V odborných zdrojích je zmínka, že pravděpodobně bude využit amoniak R717.

Uvedené příklady ukazují, že velkokapacitní tepelná čerpadla s přírodními pracovními médii již dnes představují reálně využitelné řešení pro městské soustavy dálkového vytápění. V kontextu uvažovaného energocentra je zvláště relevantní využití CO_2 (R744), které umožňuje dosahovat vysokých teplot topné vody i více než 100 °C a současně představuje přírodní, netoxické a nehořlavé pracovní médium s velmi nízkým GWP. Oproti syntetickým chladivům typu HFO/HCFO není CO_2 fluorovanou látkou a je proto méně zatíženo dlouhodobými regulatorními nejistotami spojenými s F-plyny a potenciální regulací látek skupiny PFAS. Oproti amoniaku (R717), který má rovněž velmi dobré termodynamické vlastnosti, je CO_2 pro městské prostředí výhodnější zejména z hlediska bezpečnosti provozu, protože není toxický a nevyžaduje tak přísná opatření související s havarijním zabezpečením technologie.

Celkový potenciální tepelný výkon energocentra je dle studie [20] uvažován na úrovni přibližně 180 MW. Tento výkon však nelze chápat jako jednorázově instalovanou hodnotu. S ohledem na postupný rozvoj připojovaných lokalit, rozdílný časový náběh potřeby tepla a požadavky na provozní flexibilitu je vhodné uvažovat modulární uspořádání zdroje. Příkladem může být instalace několika samostatných jednotek tepelných čerpadel, například v konfiguraci 6× 30 MW. Takové řešení umožňuje postupnou výstavbu energocentra po etapách, lepší přizpůsobení skutečnému růstu odběru tepla a současně vyšší provozní spolehlivosti při odstávce nebo poruše jednotlivé jednotky.

Z provozního hlediska je vhodné, aby jednotlivé jednotky byly navrženy v maximální možné míře jako typově shodné nebo technologicky sjednocené. To zjednodušuje provoz, servis, skladování náhradních dílů a může přispět i ke snížení části investičních a provozních

nákladů. Modulární návrh zároveň umožňuje provozovat pouze takový počet jednotek, který odpovídá aktuální potřebě tepla a požadované teplotní úrovni soustavy.

V modelových variantách proto není rozhodující pouze maximální technický potenciál energocentra, ale především vhodná etapizace instalovaného výkonu podle skutečně připojovaných lokalit a podle provozních potřeb levé a pravé větve soustavy.

Pro účely variantního hodnocení bylo provedeno zjednodušené propočtení hodnot topného faktoru pro velkokapacitní tepelná čerpadla s pracovním médiem CO_2. Výpočet zohledňuje uvažované teplotní úrovně soustavy CZT a průměrné roční teploty vyčištěné odpadní vody. V posuzovaných provozních bodech se hodnoty COP pohybují od 2,41 pro teplotní režim CZT 110/60 °C při teplotě odpadní vody 15 °C až po 2,85 pro letní provozní režim sítě Veleslavín 75/55 °C při teplotě odpadní vody 20 °C. S ohledem na sezónní průběh provozu lze očekávat průměrný roční topný faktor přibližně v rozmezí 2,5 až 2,7. Pro účely variantního hodnocení je uvažována hodnota COP = 2,7, která předpokládá optimalizovaný provoz EGC podle potřeby jednotlivých sítí.

Skutečně dosažená hodnota sezónního topného faktoru bude záviset zejména na provozním režimu soustavy CZT a na požadovaných teplotách přívodní a vratné vody. V případě vhodné optimalizace teplotních parametrů, zejména snížení teploty vratné vody, lze očekávat, že reálný roční topný faktor se může pohybovat i mírně nad hranicí uvedeného intervalu.

Z pohledu hodnocení účinné soustavy zásobování teplem dle směrnice (EU) 2023/1791 a splnění podmínek pro tepelná čerpadla dle Přílohy VII směrnice (EU) 2018/2001 je uvažovaná hodnota COP dostatečná pro započtení energie získané tepelným čerpadlem jako energie z obnovitelných zdrojů. Při uvažovaném ročním topném faktoru COP = 2,7 lze pro účely variantního hodnocení předpokládat splnění minimálních požadavků a pro hodnocení účinné soustavy považovat veškeré teplo vyrobené tepelnými čerpadly za obnovitelný zdroj. [21]

Elektrické připojení energocentra

Samostatnou technickou podmínkou realizace energocentra je zajištění dostatečného elektrického připojení pro napájení velkokapacitních tepelných čerpadel. V návaznosti na uvažovaný technický potenciál lokality ÚČOV, který je v této studii rámcově uvažován až na úrovni přibližně 180 MW tepelného výkonu, je nutné elektrické připojení řešit jako jednu ze základních podmínek dalšího rozvoje zdroje.

Při plném využití tohoto potenciálu může elektrický příkon energocentra dosahovat řádově vyšších desítek MW, orientačně až kolem 100 MW podle výsledného technického řešení, provozního režimu, dosaženého topného faktoru a pomocných spotřeb technologie. Přesná hodnota rezervovaného příkonu proto musí být stanovena až v navazující projektové přípravě, zejména podle skutečně instalovaného výkonu tepelných čerpadel, požadovaných teplotních úrovní a způsobu etapizace zdroje.

Z tohoto důvodu je pro cílový rozvoj energocentra nutné uvažovat s připojením na napěťové hladině 110 kV. Připojení na hladině 22 kV může sloužit pouze pro zahájení provozu části počátečně instalovaného výkonu, nikoliv jako cílové napájení celého zdroje. Příprava připojení na hladině 110 kV, včetně související distribuční infrastruktury, proto představuje jednu z klíčových podmínek etapizace energocentra.

Podle předběžných informací distributora elektrické energie může být cílové připojení energocentra na hladině 110 kV uvažováno zejména ve vazbě na přivedení této napěťové hladiny do oblasti Podbaby a vybudování nové transformovny Podbaba. Z této transformovny by následně mohlo být řešeno kabelové propojení do areálu ÚČOV a navazující transformační část pro vlastní potřeby energocentra. Toto řešení je v této fázi nutné chápat jako rámcový směr technického zajištění cílového napájení EGC, nikoliv jako finální návrh konkrétní trasy nebo definitivní technické řešení připojení.

Neznamená to nutnost jednorázové instalace celého tepelného potenciálu zdroje, ale vytvoření takových podmínek, aby postupné navyšování výkonu EGC nebylo v budoucnu limitováno nedostatečnou kapacitou elektrického připojení.

3.2.3 Varianta 0

Tabulka 26: Karta varianty 0 Pilíře 1

Pilíř č.	1 – Energocentrum
Varianta č.	0
Název varianty	Referenční stav – bez realizace energocentra ÚČOV a nové páteřní teplovodní infrastruktury
Lokalita/území realizace	Levá větev: Juliska, Veleslavín, Pražský hrad, Bubeneč, Hradčany, Hradčanská, Letná; Pravá větev: Bubny-Zátory, vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2
Odůvodnění varianty	Stanovení referenčního emisního a energetického stavu pro porovnání dalších variant; zachovává stávající zdrojové základny bez systémového zapojení OZE.
Hlavní přínosy	• Nevyžaduje nové investice. • Zachovává stávající provozní podmínky a zdrojovou základnu jednotlivých lokalit. • U budoucích rozvojových lokalit Hradčanská a Letná lze předpokládat samostatné nízkoemisní řešení v souladu s budoucími požadavky na novou výstavbu.
Hlavní nevýhody	• Vysoký podíl zemního plynu v lokálních zdrojích; žádné centrální využití OZE. • Nesplňuje požadavky na účinnou soustavu zásobování teplem. • Nejvyšší emise CO_2 ze všech posuzovaných variant (~137 000 t CO_2/rok). • Vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2 zůstává bez systémové nízkoemisní alternativy.
Popis varianty	Varianta 0 popisuje stav, ve kterém nedochází k realizaci energocentra v areálu ÚČOV ani k výstavbě nové páteřní soustavy. Jednotlivé lokality jsou zásobovány teplem samostatně: Juliska a Veleslavín prostřednictvím plynových kotlů a KVET; Pražský hrad, Bubeneč a Hradčany lokálními plynovými zdroji; Rozvojové lokality Hradčanská a Letná lokálními TČ (nízkoemisní řešení); Bubny-Zátory napojením na soustavu Pražské teplárenské; vnitřní část Prahy 1 a 2 lokálními plynovými zdroji.
Paralelní aktivity	• Případné vzájemné propojení soustav Juliska a Veleslavín za účelem provozní optimalizace (bez změny zdrojové základny). • Postupná renovace a modernizace budov. • Postupný rozvoj soustavy PT do lokality Bubny-Zátory.
Odhad investičních nákladů	Bez nových systémových investic do energocentra ÚČOV ani nové páteřní CZT. Individuální lokální investice (obnova zdrojů, domovní předávací stanice) nejsou v rámci variantního hodnocení samostatně oceňovány.
Ekonomické hodnocení	Modelová cena tepla: 1 071 až 1 478 Kč/GJ bez DPH. Stanovena na základě proměnných nákladů stávajících zdrojů (cena plynu, elektřiny, emisních povolenek) a stálých nákladů příslušných soustav.

Environmentální dopady	Vysoký podíl zemního plynu v lokálních zdrojích. Bez zásadní změny zdrojové základny. Podíl OZE a KVET nedosahuje úrovně požadované pro účinnou soustavu zásobování teplem.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~137 tis. t CO_2/rok Emise z výroby tepla: ~132 tis. t CO_2/rok Nejvýznamnější položky: • Praha 1 a 2 (~60 tis. t CO_2/rok) • Juliska + Veleslavín (~49 tis. t CO_2/rok) • Bubny-Zátory (20 tis. t CO_2/rok)
Rizika realizace	• Nesplnění požadavků na účinnou soustavu dle směrnice (EU) 2023/1791 (nízký podíl OZE a KVET). • Dlouhodobá závislost na zemním plynu a vystavení cenovým a regulatorním rizikům. • Omezený potenciál plošné dekarbonizace vnitřní části Prahy 1 a 2 bez nové páteřní infrastruktury. • Prostorová, památková a provozní omezení pro lokální OZE (Pražský hrad, Hradčany).
Poznámky	Souhrnná roční potřeba tepla hodnocených lokalit: 2 244 TJ/rok. Součet je nižší než v aktivních scénářích, protože ve variantě 0 nevznikají ztráty v nové síti (relevantní až při realizaci EGC). Podíl KVET: 9 % potřeby Juliska + Veleslavín. Podíl OZE: modelově pouze u Hradčanské a Letné (TČ, nepřímé emise 1 833 t CO_2/rok).

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 0 představuje výchozí stav bez realizace energocentra v areálu ÚČOV a bez vybudování nové páteřní soustavy napojené na tento zdroj. V této variantě se nepředpokládá využití tepla z vyčištěných odpadních vod ani systémové propojení uvažovaných lokalit prostřednictvím nové infrastruktury vyvedené z ÚČOV.

Varianta slouží jako referenční stav pro porovnání ostatních variant, ve kterých je již uvažováno částečné nebo plné zapojení energocentra. Cílem varianty 0 není navrhnout novou jednotnou koncepci zásobování teplem, ale vyhodnotit stav, ve kterém zůstávají jednotlivé lokality řešeny samostatně podle svých stávajících nebo předpokládaných zdrojových podmínek.

Pro účely hodnocení jsou posuzovány stejné lokality jako v ostatních variantách, tedy levá větev a pravá větev. Rozdíl spočívá v tom, že ve variantě 0 nedochází k jejich napojení na energocentrum a nevzniká společný zdrojový systém založený na využití tepla z odpadních vod.

Lokální hodnocení varianty 0

Juliska a Veleslavín

U soustav Juliska a Veleslavín lze i bez realizace energocentra uvažovat jejich případné vzájemné propojení. Takové řešení by však sloužilo především k provozní optimalizaci stávajících zdrojů, nikoliv k zásadní změně zdrojové základny.

Souhrnná roční potřeba tepla obou soustav je pro modelové hodnocení uvažována přibližně na úrovni 750 TJ. Výroba tepla by nadále zůstala zajištěna převážně plynovými kotli a kogeneračními jednotkami ve zdroji Veleslavín. Instalovaný elektrický výkon kogeneračních jednotek ve Veleslavíně je uvažován na úrovni 5 MW. Tomu při modelově uvažovaných účinnostech odpovídá tepelný výkon přibližně 5,6 MW.

Při uvažovaném provozu kogeneračních jednotek ve Veleslavíně po dobu 3 300 hodin ročně by výroba tepla z KVET činila přibližně 66,5 TJ a 16,5 GWh elektřiny. Podíl tepla z KVET by se tak pohyboval přibližně na úrovni 9 % souhrnné roční potřeby tepla obou soustav. Zbývající část výroby tepla by byla pokryta plynovými kotli.

Bez zapojení energocentra proto tato část území nedosahuje dostatečného podílu OZE a KVET pro splnění požadavků účinné soustavy.

Emisní bilance této lokality odpovídá kombinaci výroby tepla v plynových kotlích a kogeneračních jednotkách.

Tabulka 27: Emisní bilance v lokalitě Juliska a Veleslavín

		KVET	OZE	PK	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	7 762	0	41 603	49 364
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	3 038	0	41 603	44 640
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	4 724	0	0	4 724

Zdroj: vlastní zpracování

Pražský hrad, Bubeneč a Hradčany

Ve variantě 0 je uvažováno, že tyto lokality nebudou napojeny na novou ani stávající tepelnou infrastrukturu. Vybrané významné objekty v této části města proto zůstanou zásobovány vlastními zdroji tepla.

Celková roční potřeba tepla uvažovaných objektů v těchto lokalitách je na úrovni přibližně 80 TJ. Možnosti lokálního zapojení obnovitelných zdrojů jsou zde omezené zejména prostorovými, památkovými a provozními podmínkami. Pro modelové hodnocení je proto tato část uvažována jako zásobovaná převážně plynovými zdroji, bez významného podílu OZE.

Z pohledu účinné soustavy tato část území nepředstavuje samostatné řešení schopné plnit požadované podíly OZE nebo KVET. Emise CO_2 jsou proto stanoveny podle výroby tepla ze zemního plynu v lokálních zdrojích.

Tabulka 28: Emisní bilance v lokalitě Pražský hrad, Bubeneč a Hradčany

		KVET	OZE	PK	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	0	0	4 870	4 870
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	0	0	4 870	4 870
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	0	0	0	0

Zdroj: vlastní zpracování

Rozvojové lokality Hradčanská a Letná

U rozvojových lokalit Hradčanská / nádraží Praha-Dejvice a Letná je ve variantě 0 předpokládáno samostatné řešení v rámci budoucích developerských záměrů. Roční potřeba tepla těchto lokalit je pro modelové hodnocení uvažována přibližně na úrovni 54 TJ.

Protože se jedná o budoucí výstavbu, je nutné předpokládat, že nové objekty budou navrženy v souladu s aktuálními a budoucími požadavky evropské a národní legislativy, zejména v oblasti energetické náročnosti a postupného přechodu k budovám s velmi nízkou nebo nulovou emisní náročností.

Pro účely varianty 0 je proto uvažováno, že potřeba tepla bude pokryta lokálními nízkoemisními nebo obnovitelnými zdroji, typicky tepelnými čerpadly, případně jinými zdroji tepla splňujícími požadované podmínky. Pro emisní bilanci této lokality je modelově uvažována instalace tepelných čerpadel a jsou započítány nepřímé emise ze spotřebované elektřiny.

Tabulka 29: Emisní bilance v lokalitě Hradčanská a Letná

		KVET	OZE	PK	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	0	1 833	0	1 833
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	0	1 833	0	1 833
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	0	0	0	0

Zdroj: vlastní zpracování

Bubny-Zátory

Vzhledem k poloze lokality a návaznosti na stávající infrastrukturu lze ve variantě 0 předpokládat napojení rozvojové oblasti Bubny-Zátory na soustavu Pražské teplárenské.

Roční potřeba tepla této oblasti je uvažována přibližně na úrovni 360 TJ. Pokud by byla lokalita napojena na soustavu Pražské teplárenské, plnění požadavků účinné soustavy by nebylo posuzováno izolovaně pouze na úrovni Bubnů-Zátor, ale v rámci příslušné soustavy zásobování teplem, do které by byla lokalita začleněna.

S ohledem na předpokládanou budoucí skladbu zdrojů této soustavy, zahrnující zejména plynovou KVET, plynové kotle a zařízení ZEVO, je pro účely emisního hodnocení lokality uvažována zjednodušená pracovní emisní intenzita výroby tepla na úrovni 200 g CO_2/kWh. Tato hodnota představuje konzervativní pracovní předpoklad pro porovnání variant a zohledňuje očekávaný transformační mix zdrojů soustavy CZT.

Při roční potřebě tepla 360 TJ odpovídá tato emisní intenzita přibližně 20 tis. tun CO_2 ročně. Pro účely souhrnné emisní bilance varianty 0 je tato hodnota uvažována jako emise CO_2 související s výrobou tepla pro danou lokalitu. Detailní rozdělení emisí mezi výrobu tepla a elektřiny v soustavě Pražské teplárenské není v této části samostatně modelováno.

Tabulka 30: Emisní bilance v lokalitě Bubny-Zátory

		KVET	OZE	CZT	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	0	0	20 000	20 000
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	0	0	20 000	20 000
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	0	0	0	0

Zdroj: vlastní zpracování

Vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2

Ve vnitřní části Prahy 1 a Prahy 2 je ve variantě 0 předpokládáno zachování převážně lokálního způsobu zásobování teplem. Uvažovaná připojitelná potřeba tepla v této oblasti je uvažována až na úrovni 1 000 TJ ročně.

Bez nové páteřní infrastruktury přes oblast Bubny-Zátory a bez energocentra není vytvořen systémový zdroj, který by umožnil plošnou náhradu lokálních plynových zdrojů. Podíl OZE je proto v této variantě uvažován jako nulový nebo zanedbatelný.

Z hlediska dlouhodobé transformace zásobování teplem jde o nejproblematičtější část varianty 0. Přestože jednotlivé budovy mohou být postupně renovovány a modernizovány, bez nového centrálního nebo nízkoemisního zdroje zůstává potenciál plošné změny koncepce zásobování teplem v této části města omezený.

Emisní bilance této části je založena na předpokladu výroby tepla ze zemního plynu v lokálních zdrojích. Vzhledem k vysokému objemu připojitelné potřeby tepla se jedná o rozhodující položku emisní bilance celé varianty 0.

Celkové emise CO_2 při výrobě tepla 1 000 TJ z plynových kotlů vycházejí přibližně na úrovni 60,9 tis. tun CO_2. Tyto emise současně odpovídají emisím CO_2 souvisejícím s výrobou tepla, protože zde není uvažována výroba elektřiny.

Tabulka 31: Emisní bilance v lokalitě Prahy 1 a Prahy 2

		KVET	OZE	PK	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	0	0	60 870	60 870
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	0	0	60 870	60 870
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	0	0	0	0

Zdroj: vlastní zpracování

Orientační investiční rámec varianty 0

Varianta nepředpokládá realizaci energocentra ÚČOV ani výstavbu nové páteřní teplovodní infrastruktury. Z tohoto důvodu nejsou v rámci varianty uvažovány nové systémové investiční náklady do společného zdroje tepla nebo nové soustavy CZT. Jednotlivé lokality by byly nadále rozvíjeny a provozovány samostatně, včetně případné obnovy stávajících zdrojů, lokálních rozvodů, domovních předávacích zařízení nebo individuálních investic vlastníků objektů. Tyto investice však nejsou v rámci variantního hodnocení samostatně oceňovány, protože nevznikají jako přímý důsledek realizace společné koncepce energocentra.

Shrnutí varianty 0

Varianta 0 představuje stav bez realizace energocentra ÚČOV. Jednotlivé lokality proto nejsou řešeny jako jedna společná soustava, ale jako samostatné oblasti se svým vlastním nebo předpokládaným způsobem zásobování teplem.

U stávajících soustav Juliska a Veleslavín je uvažováno zachování výroby tepla převážně z plynových zdrojů, doplněné o provoz kogeneračních jednotek ve zdroji Veleslavín. U významných objektů v oblasti Pražského hradu, Bubenče a Hradčan je předpokládáno zachování lokálních plynových zdrojů. U rozvojových lokalit Hradčanská a Letná je vzhledem k budoucí výstavbě uvažováno lokální nízkoemisní řešení, modelově formou tepelných čerpadel. Lokalita Bubny-Zátory je ve variantě 0 uvažována jako napojená na soustavu Pražské teplárenské. Vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2 zůstává bez nové páteřní infrastruktury a její připojitelná potřeba tepla je proto modelově uvažována jako krytá převážně lokálními plynovými zdroji.

Hodnocení z hlediska účinné soustavy

Z pohledu účinné soustavy varianta 0 nevede k vytvoření nového systémového zdroje s vysokým podílem OZE. Významnější podíl KVET se objevuje pouze u soustav Juliska a Veleslavín, zatímco OZE jsou modelově uvažovány pouze u budoucích rozvojových lokalit. Souhrnný podíl tepla z KVET a OZE proto dosahuje pouze omezené úrovně a varianta jako celek nepředstavuje řešení směřující ke splnění požadavků na účinnou soustavu.

Tabulka 32: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 0 Pilíře 1

Varianta 0 – bez EGC		KVET	OZE	Plynové zdroje	Celkem
roční výroba tepla	GWh	18	15	590	623
	TJ	66	54	2 124	2 244
pokrytí roční výroby tepla	%	3 %	2 %	95 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Environmentální hodnocení

Z environmentálního hlediska je varianta 0 zatížena především vysokým podílem zemního plynu v lokálních zdrojích. Největší část emisní bilance tvoří lokální plynové zdroje ve vnitřní části Prahy 1 a Prahy 2 a plynové zdroje v soustavách Juliska a Veleslavín. Souhrnná roční potřeba tepla hodnocených lokalit ve variantě 0 činí přibližně 2 244 TJ/rok. Celkové emise CO_2 jsou na základě uvedených předpokladů stanoveny přibližně na 137 tis. tun CO_2/rok, z toho emise CO_2 související pouze s výrobou tepla činí přibližně 132 tis. tun CO_2/rok.

Součet roční potřeby tepla uvedený v tabulce je nižší než celkový potenciál uvažovaný pro rozvojové varianty s energocentrem. Důvodem je skutečnost, že ve variantě 0 nedochází k vybudování nové společné teplovodní soustavy napojené na energocentrum. Jednotlivé lokality jsou proto hodnoceny samostatně podle svého stávajícího nebo předpokládaného způsobu zásobování teplem. Z tohoto důvodu nejsou ve variantě 0 k potřebě tepla plošně připočítávány ztráty v nové síti, které jsou relevantní až ve variantách s realizací energocentra a nové teplovodní infrastruktury.

Tabulka 33: Jednotlivé lokality a jejich potřeba tepla a emise CO_2 ve variantě 0 Pilíře 1

Lokalita	Roční potřeba tepla	Uvažované řešení ve variantě	Celkové emise CO_2	Emise CO_2 z výroby tepla
	TJ		t CO_2	t CO_2
Juliska a Veleslavín	750	Plynové kotle + KVET Veleslavín	49 364	44 640
Pražský hrad, Bubeneč a Hradčany	80	Lokální plynové zdroje	4 870	4 870
Rozvojové lokality Hradčanská a Letná	54	Lokální nízkoemisní řešení, modelově TČ	1 833	1 833
Bubny-Zátory	360	napojení na soustavu PT, pracovní emisní faktor 200 g CO_2/kWh	20 000	20 000
Vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2	1 000	Lokální plynové zdroje	60 870	60 870
Celkem	**2 244**	**Součet hodnocených lokalit**	**136 937**	**132 213**

Zdroj: vlastní zpracování

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z hlediska modelové ceny tepla varianta 0 nevyvolává nové investiční náklady do energocentra ani nové páteřní teplovodní infrastruktury. Cena tepla je proto stanovena jako kombinace proměnných nákladů jednotlivých stávajících nebo předpokládaných zdrojů a stálých nákladů příslušných soustav. Proměnné náklady jsou ovlivněny zejména cenou zemního plynu, elektřiny a emisních povolenek, zatímco stálé náklady vycházejí zejména ze zachování provozu existujících soustav a lokálních zdrojů. Výsledná modelová cena tepla ve variantě 0 činí 1 071 až 1 478 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je stanovena podle principu popsaného v kapitole 2.3.3.

Tabulka 34: Modelová cena tepla ve variantě 0 Pilíře 1

Varianta 0 – Pilíř 1 bez EGC		Nízká	Referenční	Vysoká
Dodávka tepla odběratelům	TJ	2 244	2 244	2 244
PN	tis. Kč	1 428 034	1 943 794	2 340 720
	Kč/GJ	636	866	1 043
SN	tis. Kč	976 140	976 140	976 140
	Kč/GJ	435	435	435
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**1 071**	**1 301**	**1 478**

Zdroj: vlastní zpracování

3.2.4 Varianta 1 – energocentrum pro pravou větev

Tabulka 35: Karta varianty 1 Pilíře 1

Pilíř č.	1 – Energocentrum
Varianta č.	1
Název varianty	Energocentrum ÚČOV pro zásobování pravé větve – rozvojová oblast Bubny-Zátory a vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2
Lokalita/území realizace	• Areál ÚČOV (Císařský ostrov / Holešovice); • Rozvojová oblast Bubny-Zátory, vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2
Odůvodnění varianty	Varianta posuzuje přínos samostatné realizace pravé větve. Cílem je nahrazení lokálních plynových zdrojů ve vnitřní části Prahy 1 a Prahy 2, zajištění tepla pro rozvíjející se oblast Bubny-Zátory z obnovitelného zdroje a vytvoření nové páteřní infrastruktury splňující požadavky účinné soustavy CZT.
Hlavní přínosy	• EGC pokrývá ~97 % roční potřeby tepla pravé větve (~1 397 TJ/rok z OZE). • Výrazné snížení emisí CO_2 v pravé větvi oproti variantě 0. • Nová páteřní teplovodní infrastruktura do Prahy 1 a Prahy 2. • Splnění požadavků na účinnou soustavu CZT v nově vzniklé části.
Hlavní nevýhody	• Levá větev (Juliska, Veleslavín, Pražský hrad, Bubeneč, Hradčany, Letná) zůstává bez systémové změny – výroba tepla převážně ze zemního plynu. • Technické omezení: přenosová kapacita kolektoru Hlávkova mostu max. 2× DN 500, nutný teplotní režim 110/60 °C. • Vysoká investiční náročnost (~12,8 mld. Kč).
Popis varianty	Energocentrum ÚČOV s instalovaným tepelným výkonem 90 MW zásobuje výhradně pravou větev (Bubny-Zátory + P1/P2). Roční potřeba tepla pravé větve: ~1 432 TJ/rok (včetně tepelných ztrát). Energocentrum pokrývá ~1 397 TJ/rok (~97 %), špičkový a záložní zdroj THOL4 Holešovice ~35 TJ/rok (~3 %). Roční doba využití instalovaného výkonu EGC: ~4 300 hodin. Teplotní režim pravé větve: 110/60 °C. Průměrný zimní výkon: ~85 MW, maximum: ~105 MW, výpočtové maximum: ~130 MW. Levá větev je hodnocena shodně s variantou 0 (beze změny).
Paralelní aktivity	• Navýšení instalovaného výkonu zdroje THOL4 Holešovice o ~47 MW (z ~47 MW na ~94 MW). • Výstavba výměníkových stanic v oblasti Bubny-Zátory a Těšnov jako podpůrná vazba na soustavu Pražské teplárenské. • Případné vzájemné propojení soustav Juliska a Veleslavín (levá větev – provozní optimalizace). • Příprava elektrického připojení energocentra; přechodné napojení části počátečního výkonu může být řešeno na hladině 22 kV, cílově je však nutné připravovat připojení EGC na hladině 110 kV s ohledem na další možný rozvoj zdroje v lokalitě ÚČOV.
Odhad investičních nákladů	Orientační investiční rámec: ~12,8 mld. Kč bez DPH, z toho: • Energocentrum ÚČOV (90 MW): ~6,3 mld. Kč bez DPH.

	• Tepelná infrastruktura pravé větve (páteřní vedení, kolektor, výměníkové stanice, zasíťování Bubnů-Zátor a Prahy 1 a 2): ~6,4 mld. Kč bez DPH. • Další nutné úpravy: ~100 mil. Kč bez DPH (THOL4).
Ekonomické hodnocení	Modelová cena tepla: 1 067 až 1 358 Kč/GJ bez DPH. Nižší proměnné náklady z tepelných čerpadel jsou vyvažovány vyššími stálými náklady nového energocentra a infrastruktury. Levá větev zachovává náklady varianty 0.
Environmentální dopady	Výrazné snížení emisí CO_2 v pravé větvi náhradou lokálních plynových zdrojů. Levá větev zůstává s vysokým podílem zemního plynu. Nepřímé emise ze spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla EGC jsou zahrnuty do emisní bilance. (Irelevantní pro TČ v případě splnění podmínek pro výpočet jako OZE.)
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~106 tis. t CO_2/rok (pokles o ~23 % vs V0) Emise z výroby tepla: ~101 tis. t CO_2/rok Emise z výroby elektřiny: ~5 tis. t CO_2/rok Pravá větev: ~50 tis. t CO_2/rok (nepřímé emise TČ + THOL4) Levá větev: ~56 tis. t CO_2/rok (beze změny oproti variantě 0)
Rizika realizace	• Technické: přenosová kapacita kolektoru Hlávkova mostu (max. 2× DN 500) jako klíčový limit. Vyvedení tepelného výkonu ze zdroje THOL4 do nové sítě (přímé napojení nebo skrze VS). • Organizační: nutnost koordinace se zdrojem THOL4 a Pražskou teplárenskou. • Finanční: vysoká investiční náročnost při zásobování pouze části území. • Tržní: postupný nárůst odběratelů v nové síti snižuje počáteční využití instalovaného výkonu.
Poznámky	Při výpadku zdroje EGC je běžné navrhovat záložní pokrytí max. 60 % maximálního potřebného výkonu zdroje/soustavy. V tomto případě je nutné uvažovat se záložním výkonem přibližně na úrovni 75–85 MW pro celou pravou větev. Oblast Bubny-Zátory má být pokryta stávajícím výkonem THOL4 a vazbou na soustavu PT napáječem Libeň přes obousměrné VS Železničářů a Jateční. Vnitřní část města by měla být pokryta záložním výkonem z nově instalovaného výkonu v THOL4 a z VS Těšnov. Výpočtový COP = 2,7 (pro uznání TČ jako OZE). Varianta 1 splňuje požadavky na účinnou soustavu pouze v nové pravé větvi; soustavy Juliska a Veleslavín musí být posuzovány samostatně.

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 1 představuje využití energocentra ÚČOV pouze pro jednu z uvažovaných větví rozvoje. Energocentrum je v této variantě zapojeno do zásobování pravé větve, tedy rozvojové oblasti Bubny-Zátory a navazující vnitřní části města. Levá větev, zahrnující soustavy Juliska a Veleslavín a navazující oblasti Bubeneč – Hradčany – Letná, zůstává bez napojení na energocentrum a je hodnocena obdobně jako ve variantě 0.

Varianta umožňuje posoudit přínos samostatné realizace pravé větve, zejména z hlediska pokrytí potřeby tepla z obnovitelných zdrojů, snížení emisí CO_2 a vytvoření nové páteřní infrastruktury směrem do vnitřní části města.

Pravá větev

Vymezení připojovaných lokalit

Pravá větev zahrnuje dvě hlavní oblasti: rozvojové území Bubny-Zátory a vnitřní část města, zejména Prahu 1 a Prahu 2. Jedná se o území s vysokým potenciálem budoucí dodávky tepla a zároveň o území, kde může centrální nízkoemisní zdroj významně omezit potřebu lokálních fosilních zdrojů.

Rozvojová oblast Bubny-Zátory představuje významné transformační území na levém břehu Vltavy a je zde uvažován roční potenciál potřeby tepla přibližně 360 TJ/rok.

Druhou hlavní částí pravé větve je vnitřní část města. V analytické části studie byl pro Prahu 1 a Prahu 2 kvalifikovaně odhadnut potenciál připojitelné budoucí poptávky po teple až na úrovni 1 000 TJ/rok. Jedná se o území s vysokou koncentrací tepelné poptávky, kde je dnes zásobování teplem z velké části zajištěno lokálními zdroji na zemní plyn.

Celková roční potřeba tepla pravé větve je pro modelové hodnocení uvažována na úrovni přibližně 1 432 TJ/rok. Tato hodnota zahrnuje potřebu tepla uvažovaných lokalit a orientační zohlednění tepelných ztrát v nově budované teplovodní infrastruktuře.

Zdrojová koncepce varianty

Hlavním zdrojem tepla ve variantě 1 je energocentrum ÚČOV, využívající teplo z vyčištěných odpadních vod prostřednictvím velkokapacitních tepelných čerpadel. Energocentrum je uvažováno jako základní zdroj tepla, který má pokrývat převážnou část roční potřeby pravé větve.

Instalovaný výkon energocentra není účelné dimenzovat na plný výpočtový špičkový výkon. Maximální potřeba tepla nastává pouze po omezenou část roku a plné dimenzování tepelných čerpadel na tento stav by vedlo k nižšímu využití instalované technologie a vyšším investičním nákladům. Z tohoto důvodu je koncepce navržena jako kombinace základního zdroje v podobě EGC a doplňkových špičkových, případně podpůrných záložních zdrojů.

Klíčovou roli zde může plnit plynový zdroj THOL4 v Holešovicích, který v současnosti zajišťuje špičkování a zálohu pro oblast Holešovic v rámci soustavy Pražské teplárenské. Jeho stávající instalovaný výkon činí přibližně 47 MW. Tento výkon je primárně součástí stávající zdrojové základny soustavy PT a podle dostupných informací by měl být spolu s dalšími zdroji a kapacitami soustavy PT využitelný také pro podporu zásobování rozvojové oblasti Bubny-Zátory. Zdroj zároveň disponuje dispoziční rezervou v podobě neobsazených kotelních pozic, které umožňují budoucí navýšení tepelného výkonu až o dalších přibližně 47 MW. Tento nově instalovaný výkon je v této variantě uvažován především pro podporu špičkování a provozní zálohy vnitřní části města.

Zapojení nového výkonu zdroje THOL4 do nově uvažované soustavy představuje samostatnou technickou otázku, která vyžaduje ověření vhodného hydraulického a provozního řešení. V této strategii jsou proto uvažovány možné způsoby jeho využití pro krytí špičkových stavů a pro zvýšení záložní schopnosti nové soustavy, zejména ve vazbě na vnitřní část města. Současně je vhodné uvažovat s vybudováním podpůrných obousměrných výměníkových stanic napojených na soustavu Pražské teplárenské, které mohou sloužit pro krytí mimořádných provozních stavů, špičkových odběrů nebo jako provozní rezerva. V rámci území byly ve studii vytipovány tři možné lokality pro výměníkové stanice. Výměníkové stanice Železničářů a Jateční jsou uvažovány pro oblast Bubny-Zátory, zatímco výměníková stanice Těšnov pro vnitřní část města.

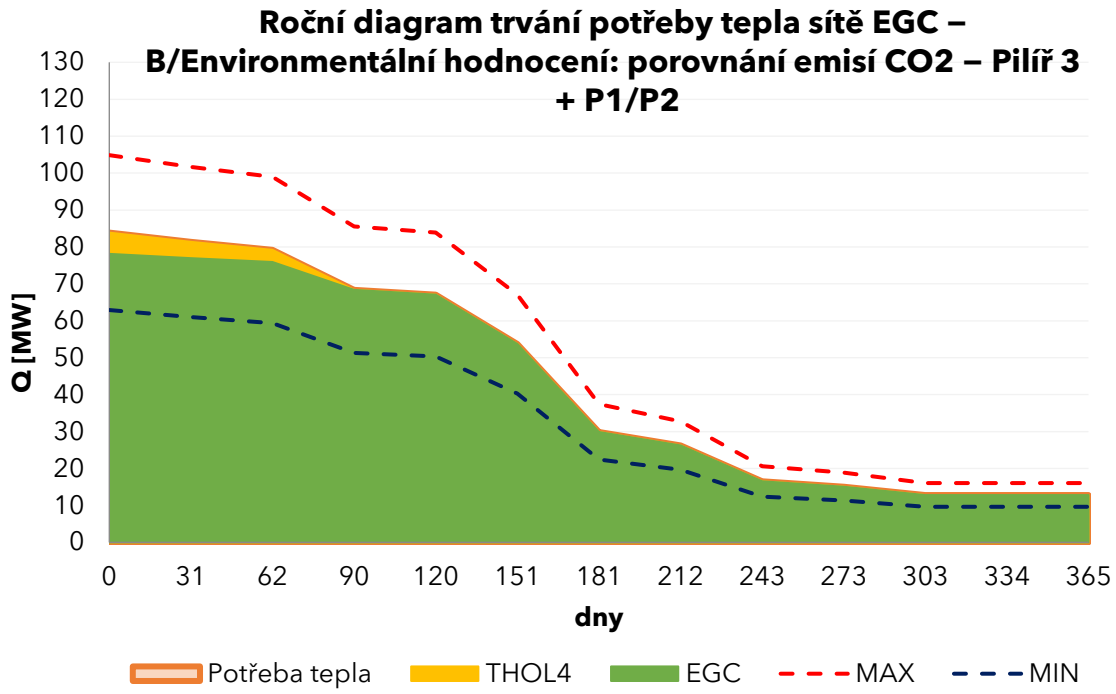
Modelové pokrytí výroby tepla

Z ročního diagramu trvání potřeby tepla pravé větve vyplývá, že průměrný tepelný výkon v zimním období dosahuje přibližně 85 MW a očekávané provozní maximum se pohybuje okolo 105 MW. Maximální potřebný tepelný výkon při výpočtové teplotě −12 °C dosahuje přibližně 130 MW.

Z hlediska dimenzování soustavy je proto rozhodující nejen celková roční potřeba tepla, ale také průběh výkonové potřeby v zimním období. Právě špičkové stavy, v kombinaci s omezenou přenosovou kapacitou v trase Hlávkova mostu, představují jeden z hlavních limitů návrhu.

Na základě modelového průběhu zatížení vychází jako vhodný instalovaný tepelný výkon energocentra pro pravou větev přibližně 90 MW. Tento výkon umožňuje pokrýt převážnou část roční potřeby tepla a současně udržet smysluplné využití instalované technologie. Při běžném provozním maximu přibližně 105 MW je potřebný doplňkový výkon proti instalovanému výkonu EGC řádově 15 MW, při výpočtovém maximu až přibližně 40 MW. Tento rozdíl je uvažován jako oblast krytí špičkovými a podpůrnými zdroji, zejména zdrojem THOL4 a vazbami na soustavu Pražské teplárenské.

Graf 13: Roční diagram trvání potřeby tepla sítě EGC – pravá větev – varianta 1 Pilíře 1



Zdroj: vlastní zpracování

Tabulka 36: Scénář B1b: Modelové pokrytí výroby tepla – pravá větev

Zdroj		THOL4/PT	EGC	Součet
Roční výroba tepla	(GWh)	10	388	398
	(TJ)	35	1 397	1 432
Pokrytí výroby tepla	(%)	3 %	97 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Při instalovaném výkonu energocentra 90 MW a výrobě tepla přibližně 1 397 TJ/rok vychází roční doba využití instalovaného výkonu přibližně 4 300 hodin. To představuje vhodné využití velkokapacitních tepelných čerpadel v městské teplárenské aplikaci.

Vyšší instalovaný výkon EGC by sice mohl dále snížit potřebu špičkových zdrojů, současně by však vedl ke snížení doby využití instalované technologie a ke zvýšení investičních nákladů. Výkon přibližně 90 MW proto představuje vyvážený kompromis mezi pokrytím roční potřeby tepla, provozní efektivitou a zachováním záložní funkce ostatních zdrojů.

Špičkování a provozní zálohování výkonu při výpadku energocentra

Provozní bezpečnost pravé větve je uvažována jako kombinace nového výkonu zdroje THOL4 a podpůrných vazeb na soustavu Pražské teplárenské. Tyto podpůrné vazby jsou tvořeny obousměrnými výměníkovými stanicemi Železničářů, Jateční a Těšnov. Výměníkové stanice Železničářů a Jateční jsou uvažovány pro vazbu na oblast Bubny-Zátory, jejíž zásobování může být při mimořádných stavech podporováno ze stávající soustavy PT. Výměníková stanice Těšnov je uvažována pro vazbu na vnitřní část města. Dále pro vnitřní část města je také uvažováno s využitím nově instalovaného výkonu THOL4.

Zdroj THOL4 může plnit zejména funkci špičkového a podpůrného záložního zdroje, nikoliv samostatné plné náhrady celého výkonu energocentra. Při instalovaném výkonu EGC přibližně 90 MW a výpočtovém výkonu pravé větve až přibližně 130 MW je zřejmé, že rozsah zálohování závisí na výsledném zapojení THOL4, kapacitě jednotlivých výměníkových stanic a provozním členění nové soustavy.

Pro využití nového výkonu THOL4 přicházejí v úvahu dvě základní koncepce zapojení.

První možností je přímé vyvedení nového výkonu THOL4 do primární sítě EGC. V tomto případě by nově instalovaný výkon ve zdroji THOL4 sloužil zejména jako špičkový a podpůrný záložní výkon pro vnitřní část města, dodávaný přímo do nové soustavy. Oblast Bubny-Zátory by byla při mimořádných stavech podporována prostřednictvím obousměrných výměníkových stanic Železničářů a Jateční ze stávající soustavy Pražské teplárenské. Výstup pro vnitřní část města by byl zároveň doplněn vazbou přes výměníkovou stanici Těšnov.

Druhou možností je vyvedení nového výkonu THOL4 do stávající soustavy Pražské teplárenské a jeho využití pro novou síť prostřednictvím obousměrných výměníkových stanic v oblasti Bubny-Zátory. V tomto případě by nový výkon THOL4 vstupoval do nové pravé větve přes výměníkové stanice Železničářů a Jateční. Toto řešení může být jednodušší z hlediska technického uspořádání ve zdroji THOL4, klade však výrazně vyšší nároky na dimenzování těchto výměníkových stanic a navazujících propojení. Výměníkové stanice Železničářů a Jateční by v takovém uspořádání nezajišťovaly pouze podpůrné zásobování oblasti Bubny-Zátory ze soustavy PT, ale také přenos nového špičkového a záložního výkonu THOL4 do nové soustavy. Z tohoto důvodu by musely být navrženy s vyšším předávacím výkonem oproti základnímu řešení. Výměníková stanice Těšnov je v této variantě uvažována jako samostatná podpůrná vazba pro vnitřní část města, nikoliv jako hlavní trasa pro vyvedení nového výkonu THOL4.

Při plném výpadku EGC nelze uvažované řešení chápat jako zachování dodávky v celém rozsahu výpočtového výkonu pravé větve. Výpočtové maximum pravé větve dosahuje přibližně 130 MW, a plné zálohování tohoto výkonu by vedlo k neúměrnému navyšování instalovaného výkonu záložních zdrojů i související infrastruktury. Pro koncepční návrh je proto uvažována částečná provozní záloha přibližně na úrovni 60 % výpočtového výkonu, tj. orientačně 75–85 MW. Cílem takového režimu není plnohodnotné nahrazení energocentra, ale zajištění základní potřeby tepla v dotčených oblastech, omezení dopadu mimořádného provozního stavu a umožnění provozního rozdělení soustavy.

Rozvojová oblast Bubny-Zátory má být kryta prostřednictvím stávajícího výkonu zdroje THOL4 a vazby na soustavu Pražské teplárenské přes napáječ Libeň, prostřednictvím obousměrných výměníkových stanic Železničářů a Jateční. Z toho vyplývá, že nově instalovaný výkon THOL4 nemusí být primárně vázán na pokrytí oblasti Bubny-Zátory, ale může být využit zejména pro špičkování a provozní zálohu vnitřní části Prahy.

Vnitřní část města by byla v takovém režimu podporována prostřednictvím VS Těšnov a podle zvoleného zapojení také nově instalovaným výkonem THOL4 dodaným přímo do nové soustavy nebo nepřímo přes soustavu Pražské teplárenské. Výsledné rozdělení výkonu mezi oblast Bubny-Zátory a vnitřní část Prahy bude nutné ověřit v navazujícím technickém návrhu, zejména s ohledem na hydraulické zapojení THOL4, kapacitu napáječe Libeň, dimenzování obousměrných VS a provozní členění nové soustavy.

Přenosová kapacita a teplotní režim pravé větve

Zásadním technickým omezením varianty 1 je přivedení tepla do vnitřní části města. Klíčovým koridorem je kolektor v trase Hlávkova mostu, který propojuje levý a pravý břeh Vltavy. Dle dostupných informací lze v tomto prostoru uvažovat maximálně s uložením potrubí v konfiguraci 2× D N500, tedy přívodní a vratné potrubí.

Toto omezení má zásadní dopad na návrhovou teplotní úroveň pravé větve. Při nižším teplotním režimu by přenositelný výkon potrubí nemusel být dostatečný pro pokrytí potřeby vnitřní části města, zejména v zimních špičkách.

Pro vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2 je uvažována roční potřeba tepla až 1 000 TJ/rok. Tomu odpovídá průměrný potřebný zimní výkon přibližně 64 MW, očekávané maximum okolo 80 MW a při výpočtové teplotě až přibližně 100 MW.

Orientační přenosová schopnost teplovodu 2× DN 500 je při návrhových rychlostech proudění 1,5 až 2,5 m/s a při teplotním režimu 110/60 °C na úrovni přibližně 60 až 100 MW.

Z uvedeného vyplývá, že pro zásobování vnitřní části města je vhodné uvažovat vyšší teplotní hladinu pravé větve, alespoň 110/60 °C. Tato úroveň umožňuje lépe využít omezený prostor v kolektoru a přenést potřebný tepelný výkon pro zásobování významné části Prahy 1 a Prahy 2.

Levá větev

Ve variantě 1 není pro levou větev uvažováno napojení na energocentrum ÚČOV. V této části území proto nedochází k vybudování nové páteřní teplovodní infrastruktury vyvedené z ÚČOV a zdrojová základna zůstává obdobná jako ve variantě 0.

U soustav Juliska a Veleslavín lze i nadále uvažovat jejich případné vzájemné propojení, které by sloužilo zejména k provozní optimalizaci a k využití zdroje Veleslavín. Bez napojení na energocentrum se však nejedná o zásadní změnu zdrojové koncepce. Výroba tepla zůstává převážně založena na zemním plynu, pouze s omezeným příspěvkem KVET ve zdroji Veleslavín.

Také ostatní části levé větve zůstávají řešeny samostatně. U významných stávajících objektů v oblasti Pražského hradu, Bubenče a Hradčan je uvažováno zachování lokálních plynových zdrojů. U budoucích rozvojových lokalit Hradčanská a Letná je, obdobně jako ve variantě 0, uvažováno lokální nízkoemisní řešení, modelově formou tepelných čerpadel.

Pro účely souhrnného vyhodnocení varianty 1 je proto levá větev převzata ve stejném rozsahu a se stejnými emisními předpoklady jako ve variantě 0.

Orientační investiční rámec varianty 1

Orientační investiční rámec varianty 1 je stanoven v cenové úrovni zpracování studie a v cenách bez DPH. Odhad představuje koncepční investiční rámec hlavních investičních celků, nikoliv položkový rozpočet stavby.

Ve variantě 1 je uvažována realizace energocentra ÚČOV ve sníženém výkonovém rozsahu pro zásobování pravé větve. Instalovaný tepelný výkon energocentra je uvažován na úrovni 90 MW. Přestože je instalovaný výkon tepelných čerpadel nižší než ve variantě 2, část investičních nákladů energocentra má fixní nebo pouze částečně výkonově závislý

charakter. Jedná se zejména o stavební část, základní technologické zázemí, část připojení VVN, napojení na areál ÚČOV, pomocné provozy, MaR a společné provozní soubory. Z tohoto důvodu nejsou investiční náklady energocentra ve variantě 1 uvažovány jako prostý poměr vůči instalovanému výkonu plnohodnotného energocentra. Snížení nákladů oproti variantě 2 je dáno především nižším instalovaným výkonem tepelných čerpadel a navazujících výkonově závislých technologických částí.

Součástí těchto částečně fixních nákladů je také příprava elektrického připojení energocentra. Přestože je ve variantě 1 uvažován instalovaný tepelný výkon EGC pouze na úrovni 90 MW, elektrické připojení je nutné připravovat s ohledem na cílovou rozvojovou schopnost lokality ÚČOV a možné budoucí navyšování výkonu zdroje. Z tohoto důvodu je v investici EGC uvažováno také řešení připojení na hladině 110 kV v rozsahu potřebném pro vlastní projekt energocentra, zejména kabelové propojení z uvažované transformovny Podbaba do areálu ÚČOV a navazující transformační část v areálu ÚČOV.

Orientační náklad na tento rozsah elektrického připojení je součástí investičních nákladů energocentra a není k investičnímu rámci varianty 1 dále samostatně připočítáván. Samostatně je nutné vnímat širší investice do distribuční soustavy, zejména samotné přivedení hladiny 110 kV do lokality a případné vybudování nové transformovny Podbaba. Tyto investice jsou v této fázi chápány jako očekávané investice distributora elektrické energie, nikoliv jako přímá investice projektu EGC, a proto nejsou zahrnuty do investičního rámce varianty 1 ani do výpočtu modelové ceny tepla.

Orientační investiční rámec varianty 1 vychází přibližně na 12,79 mld. Kč bez DPH. Z toho nejvýznamnější část představuje vlastní zdrojová část energocentra ÚČOV pro pravou větev o uvažovaném tepelném výkonu 90 MW. Orientační investiční náklady energocentra činí přibližně 6,29 mld. Kč bez DPH. Tento odhad vychází ze studie „Využití nízkopotenciálního tepla odpadních vod z ÚČOV Praha".

Druhou významnou část investičních nákladů představuje tepelná infrastruktura pravé větve, tedy zejména vyvedení tepla z ÚČOV, páteřní vedení směrem k oblasti Bubny-Zátory a vnitřní části města, kolektorové vedení, výměníkové stanice, zasíťování Bubnů-Zátor a zasíťování Prahy 1 a Prahy 2. Souhrnné investiční náklady na tepelnou infrastrukturu pravé větve, včetně vedlejších, ostatních a projekčních nákladů, vycházejí přibližně na 6,4 mld. Kč bez DPH.

Pro účely výpočtu modelové ceny tepla je u varianty 1 uvažováno možné využití investiční podpory až do výše 30 % uznatelných investičních nákladů. Dotační část investice není zahrnuta do kapitálových nákladů promítaných do ceny tepla. Do modelové ceny tepla tak vstupuje pouze nedotovaná část investičních nákladů, která je hrazena investorem.

Uvedené hodnoty představují orientační koncepční odhad investičních nákladů pro účely porovnání variant. Skutečné investiční náklady budou záviset na výsledném technickém řešení, rozsahu etapizace, povolovacím procesu, majetkoprávní přípravě, podmínkách napojení na infrastrukturu a cenách stavebních a technologických dodávek v době realizace. Detailnější rozbor položek je uveden v příloze 1.

Tabulka 37: Shrnutí investičních nákladů pro variantu 1 Pilíře 1

Investiční celek		Rozsah	tis. Kč bez DPH
Tepelné zdroje	**Energocentrum**	stavební objekty, část připojení VVN, provozní soubory, výkon EGC 90 MW	6 290 606
	THOL4	doinstalovaný tepelný výkon až 47,5 MW	101 650
Tepelná infrastruktura – Pravá větev	**Vyvedení tepla z ÚČOV**	páteřní teplovod od ÚČOV až po Senovážné náměstí, dimenze DN 700 a DN 500	1 093 054
	Přivedení tepla k VS Těšnov	teplovod z PT – od Rohanského nábřeží k VS Těšnov	255 000
	Výměníkové stanice	obousměrné VS v ulici Železničářů, Jateční a v oblasti Těšnova, celkový předávací výkon až cca 100 MW (podle varianty předávání výkonu)	600 000
	Zasíťování Bubny-Zátory	teplovodní rozvody, předávací stanice, ostatní nespecifikované náklady	502 900
	Zasíťování P1/P2	teplovodní rozvody, předávací stanice, stavební úpravy, ostatní nespecifikované náklady	1 284 000
	Kolektor	kolektor související s páteřním vedením teplovodu, ostatní nespecifikované náklady	1 765 500
	VRN + VON, PIČ	vedlejší rozpočtové náklady, vedlejší a ostatní náklady, projektová a inženýrská činnost	896 258
Celkem			**12 788 968**

Pozn.: cenová úroveň 2026
Další možné investice do širšího posílení distribuční soustavy, zejména přivedení hladiny 110 kV do lokality a případná výstavba nové transformovny Podbaba, mohou podle dostupných informací distributora dosahovat přibližně 1,0 až 1,5 mld. Kč. Tyto investice jsou v této fázi chápány jako očekávané investice distributora elektrické energie a nejsou zahrnuty do celkového investičního rámce varianty 1. *Zdroj: vlastní zpracování*

Shrnutí varianty 1

Varianta 1 představuje rozvojový scénář, ve kterém je energocentrum ÚČOV využito pouze pro pravou větev. Tím dochází k zásadní změně zdrojové základny v oblasti Bubny-Zátory a ve vnitřní části Prahy 1 a Prahy 2, zatímco levá větev zůstává bez systémové změny oproti variantě 0.

V pravé větvi pokrývá energocentrum přibližně 1 397 TJ/rok, tedy zhruba 97 % roční potřeby této větve, a představuje tak dominantní zdroj tepla z obnovitelných zdrojů. Uvažovaný špičkový zdroj THOL4 pokrývá přibližně 35 TJ/rok, tedy asi 3 % výroby tepla.

Levá větev zůstává založena převážně na zemním plynu, pouze s omezeným příspěvkem KVET ve zdroji Veleslavín a s modelově uvažovaným lokálním využitím OZE u budoucích rozvojových lokalit.

Hodnocení z hlediska účinné soustavy

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu lze samostatně hodnotit především pravou větev, kde vzniká nová soustava CZT napojená na energocentrum. Vzhledem k tomu, že energocentrum pokrývá přibližně 97 % roční potřeby tepla pravé větve, vytváří tato varianta velmi silný předpoklad pro splnění požadavků na účinnou soustavu i v dlouhodobém horizontu po roce 2045. Tento závěr však předpokládá, že tepelná čerpadla splní požadované parametry pro započtení vyrobeného tepla jako tepla z obnovitelných zdrojů.

Lokality levé větve nelze tímto způsobem hodnotit jako jednu novou propojenou soustavu, protože ve variantě 1 nedochází k jejich napojení na energocentrum ani k vytvoření jednotné nové zdrojové koncepce. Výjimkou jsou soustavy Juliska a Veleslavín, u nichž lze uvažovat jejich vzájemné propojení. Ani zde však varianta 1 nepředpokládá významnou zdrojovou změnu. Výroba tepla z KVET umístěné ve zdroji Veleslavín pokrývá přibližně 9 % roční potřeby těchto lokalit.

Tabulka 38: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 1 Pilíře 1

Varianta 1 – EGC pravá větev			KVET	OZE	Plynové zdroje	Celkem
Pravá větev	**roční výroba tepla**	GWh	0	388	10	398
		TJ	0	1 397	35	1 432
	pokrytí roční výroby tepla	%	0 %	97 %	3 %	100 %
Levá větev	**roční výroba tepla**	GWh	18	15	212	246
		TJ	66	54	764	884
	pokrytí roční výroby tepla	%	7 %	6 %	86 %	100 %
Celkem	**roční výroba tepla**	GWh	18	403	222	643
		TJ	66	1 451	799	2 316
	pokrytí roční výroby tepla	%	3 %	63 %	34 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Environmentální hodnocení

Z emisního hlediska přináší varianta 1 významné snížení oproti variantě 0. Hlavním důvodem je nahrazení lokálních plynových zdrojů ve vnitřní části Prahy 1 a Prahy 2 a nahrazení předpokládané dodávky tepla pro oblast Bubny-Zátory výrobou z energocentra.

Celkové emise CO_2 varianty 1 vycházejí přibližně na úrovni 106 tis. tun CO_2/rok, z toho emise CO_2 související pouze s výrobou tepla činí přibližně 101 tis. tun CO_2/rok. Oproti variantě 0 tak dochází k výraznému snížení emisí, přestože tepelná čerpadla energocentra jsou v emisní bilanci zatížena nepřímými emisemi ze spotřeby elektřiny. Emise CO_2 pravé větve zahrnují nepřímé emise ze spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla energocentra a emise CO_2 ze špičkového zdroje THOL4 pokrývajícího zbývající část roční výroby tepla.

Tabulka 39: Jednotlivé lokality a jejich potřeba tepla a emise CO_2 ve variantě 1 Pilíře 1

Lokalita	Roční potřeba tepla	Uvažované řešení ve variantě	Celkové emise CO_2	Emise CO_2 z výroby tepla
	TJ		t CO_2	t CO_2
Juliska a Veleslavín	750	Plynové kotle + KVET Veleslavín	49 364	44 640
Pražský hrad, Bubeneč a Hradčany	80	Lokální plynové zdroje	4 870	4 870
Rozvojové lokality Hradčanská a Letná	54	Lokální nízkoemisní řešení, modelově TČ	1 833	1 833
Pravá větev	1 432	Napojení lokalit na zdroj EGC, doplněné špičkovými zdroji	49 559	49 559
Celkem	**2 316**	**Součet hodnocených lokalit**	**105 626**	**100 902**

Zdroj: vlastní zpracování

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z hlediska modelové ceny tepla je varianta 1 ovlivněna kombinací nízkých proměnných nákladů pravé větve s vysokým podílem tepla z tepelných čerpadel a stálých nákladů spojených s novým energocentrem, novou páteřní teplovodní infrastrukturou a zachováním stávajících nákladů levé větve. Varianta proto snižuje závislost části hodnoceného území na zemním plynu, ale současně vyvolává nové investiční a stálé provozní náklady. Modelová cena tepla ve variantě 1 je na úrovni 1 067 až 1 358 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je stanovena podle principu popsaného v kapitole 2.3.3.

Pro výpočet modelové ceny tepla je jako jmenovatel uvažována dodávka tepla konečným odběratelům ve výši 2 244 TJ/rok. Rozdíl oproti výrobě tepla představuje orientačně uvažované tepelné ztráty.

Tabulka 40: Modelová cena tepla ve variantě 1 Pilíře 1

Varianta 1 – Pilíř 1 – EGC pravá větev		Nízká	Referenční	Vysoká
Dodávka tepla odběratelům	TJ	2 244	2 244	2 244
PN	tis. Kč	922 819	1 203 337	1 575 928
	Kč/GJ	411	536	702
SN	tis. Kč	1 471 440	1 471 440	1 471 440
	Kč/GJ	656	656	656
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**1 067**	**1 192**	**1 358**

Zdroj: vlastní zpracování

3.2.5 Varianta 2 – energocentrum pro celé řešené území

Tabulka 41: Karta varianty 2 Pilíře 1

Pilíř č.	1 – Energocentrum
Varianta č.	2
Název varianty	Energocentrum ÚČOV pro celé řešené území – pravá i levá větev (Bubny-Zátory, Praha 1, Praha 2, Juliska, Veleslavín, Bubeneč, Hradčany, Letná)
Lokalita/území realizace	Areál ÚČOV; Pravá větev: rozvojová oblast Bubny-Zátory, Praha 1, Praha 2; Levá větev: soustavy Juliska a Veleslavín, Bubeneč, Letná, Hradčany
Odůvodnění varianty	Systémová dekarbonizace zásobování teplem celého levého břehu Vltavy; nahrazení zemního plynu teplem z OZE v obou větvích; splnění požadavků na účinnou soustavu CZT dle směrnice (EU) 2023/1791 pro celé řešené území; maximální využití potenciálu EGC ÚČOV.
Hlavní přínosy	• Pokrytí ~95 % celkové roční potřeby tepla z OZE (~2 262 TJ/rok z EGC). • Nejvýraznější snížení emisí CO_2 ze všech variant (~87 000 t CO_2/rok; pokles o ~37 % oproti V0). • Splnění požadavků na účinnou soustavu CZT v obou větvích. • Stávající zdroj Veleslavín (88 MW plynové kotle + 5,6 MW KVET) zachován jako špičkový a záložní zdroj levé větve. • Modulární návrh EGC (např. 5× 30 MW) umožňuje etapizaci výstavby.
Hlavní nevýhody	• Nejvyšší investiční náročnost ze všech variant (~17,5 mld. Kč bez DPH). • Nutnost rekonstrukce parní části soustavy Juliska na teplovodní provoz. • Vyšší systémová závislost na centrálním zdroji EGC, vyžadující robustní záložní a špičkovou zdrojovou základnu. • Technická a organizační náročnost koordinace dvou větví a více provozovatelů soustav.
Popis varianty	Energocentrum ÚČOV s celkovým instalovaným tepelným výkonem 150 MW (90 MW pro pravou větev + 60 MW pro levou větev) zásobuje obě větve. Pravá větev (~1 432 TJ/rok, včetně tepelných ztrát): EGC pokrývá ~97 % (~1 397 TJ/rok), THOL4 ~3 % (~35 TJ/rok); teplotní režim 110/60 °C. Levá větev (~934 TJ/rok, včetně tepelných ztrát): EGC pokrývá ~93 % (~865 TJ/rok), Veleslavín (KVET + kotle) ~7 %; teplotní režim 90–105/55 °C zimní, 75/55 °C letní. Roční doba využití instalovaného výkonu EGC pro levou větev: ~4 000 hodin.
Paralelní aktivity	• Rekonstrukce parní části soustavy Juliska na teplovodní provoz (podmínka zapojení do nové soustavy). • Propojení soustav Juliska a Veleslavín (tlakový standard PN25 dle soustavy Veleslavín). • Navýšení výkonu zdroje THOL4 Holešovice o ~47 MW.

	• Výstavba výměníkových stanic v oblasti Bubny-Zátory a Těšnov. • Zasíťování rozvojových lokalit Hradčanská / nádraží Praha-Dejvice a Letná (~54 TJ/rok). • Navýšení kapacity distribuční soustavy v oblasti budoucího EGC. V počáteční fázi lze uvažovat přechodné připojení části výkonu na hladině 22 kV, cílově je však nutné připravovat připojení EGC na hladině 110 kV.
Odhad investičních nákladů	Orientační investiční rámec: ~17,5 mld. Kč bez DPH, z toho: • Energocentrum ÚČOV (150 MW): ~8,2 mld. Kč bez DPH • Tepelná infrastruktura pravé větve: ~6,4 mld. Kč bez DPH • Tepelná infrastruktura levé větve (páteřní vedení, rekonstrukce Julisky, výměníkové stanice, zasíťování Hradčanská a Letná): ~2,8 mld. Kč bez DPH
Ekonomické hodnocení	Modelová cena tepla: 1 095 až 1 297 Kč/GJ bez DPH. Nižší proměnné náklady (tepelná čerpadla) vyrovnávají vyšší stálé náklady. Cena tepla na úrovni srovnatelné s variantou 0 při výrazně nižších emisích.
Environmentální dopady	Nejvýraznější snížení emisí CO_2 ze všech variant. Plynové zdroje zachovány pouze pro špičky a zálohu. Nepřímé emise ze spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla jsou zahrnuty do emisní bilance.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~87 000 t CO_2/rok, z toho ~82 000 t CO_2/rok pouze z výroby tepla Snížení oproti variantě 0: ~50 000 t CO_2/rok (~37 %)
Rizika realizace	• Technické: nutnost rekonstrukce parní části Julisky; přenosové omezení kolektoru Hlávkova mostu. • Regulatorní: budoucí regulace chladiv (F-plyny, PFAS) – doporučeno přírodní chladivo CO_2 (R744). • Finanční: nejvyšší investiční náročnost ze všech variant; závislost na dotační podpoře. • Organizační: koordinace více provozovatelů a správců areálů v obou větvích. • Tržní: postupný nárůst odběratelů – nutná etapizace instalovaného výkonu EGC.
Poznámky	Celkový instalovaný výkon 150 MW nepředstavuje maximální technický potenciál ÚČOV (~180 MW); prostor pro budoucí navýšení zejména pro pravou větev. Maximální výpočtový tepelný výkon levé větve: ~90 MW. Energocentrum je vhodné koncipovat jako jeden modulární zdrojový celek s možností provozu ve dvou teplotních úrovních podle potřeb levé a pravé větve (pravá větev 110/60 °C, levá větev 90–105/55 °C). Jako preferované pracovní médium tepelných čerpadel se jeví CO_2 (R744).

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 2 představuje nejširší posuzovanou variantu pilíře Energocentrum. V této variantě je energocentrum ÚČOV využito pro obě hlavní větve řešeného území, tedy pro pravou větev zahrnující Bubny-Zátory a vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2 i pro levou větev zahrnující stávající soustavy Juliska a Veleslavín a navazující oblasti Bubeneč – Letná – Hradčany.

Oproti variantě 1 se tak nejedná pouze o vyvedení tepla směrem do centrální části města, ale o širší systémové zapojení energocentra jako hlavního obnovitelného zdroje pro celé uvažované území levého břehu Vltavy.

Pravá větev

Ve variantě 2 je pravá větev uvažována ve stejném rozsahu jako ve variantě 1. Zahrnuje rozvojovou oblast Bubny-Zátory a vnitřní část města, zejména Prahu 1 a Prahu 2. Celková roční potřeba tepla pravé větve je uvažována na úrovni přibližně 1 432 TJ/rok včetně orientačního zohlednění tepelných ztrát v nové teplovodní infrastruktuře.

Hlavním zdrojem tepla pravé větve je energocentrum ÚČOV s alokovaným instalovaným tepelným výkonem pro tuto lokalitu přibližně 90 MW. Při tomto výkonu pokrývá energocentrum přibližně 1 397 TJ/rok, tedy zhruba 97 % roční potřeby pravé větve. Zbývajících přibližně 35 TJ/rok je pokryto špičkovými a záložními zdroji, zejména zdrojem THOL4 a podpůrnými vazbami na soustavu Pražské teplárenské.

Zásadním technickým omezením pravé větve zůstává přenosová kapacita kolektoru v trase Hlávkova mostu, kde lze uvažovat maximálně s potrubím 2× DN 500. Z tohoto důvodu je pravá větev uvažována na teplotní úrovni až 110/60 °C, která umožňuje přenést požadovaný výkon směrem do vnitřní části města.

Levá větev

Vymezení připojovaných lokalit

Levá větev zahrnuje stávající soustavy Juliska a Veleslavín a navazující oblasti v koridoru Bubeneč – Letná – Hradčany. Jedná se o část řešeného území, která je z hlediska polohy nejpřirozenějším směrem vyvedení tepla z energocentra ÚČOV.

Síť Juliska se nachází v relativní blízkosti uvažovaného zdroje a zároveň lze uvažovat její provozní propojení se soustavou Veleslavín. Přibližná roční potřeba tepla těchto lokalit je uvažována na úrovni přibližně 750 TJ. Hodnota vychází z dostupných údajů REZZO a z provozních informací o dotčených soustavách.

Součástí levé větve jsou dále vytipované oblasti a objekty v koridoru Bubeneč – Letná – Hradčany. Největší význam má areál Pražského hradu s roční potřebou tepla přibližně 50 TJ dle údajů REZZO. Dále lze v rámci koridoru uvažovat o napojení dalších veřejných, institucionálních a administrativních objektů, například areálu Ministerstva obrany, Národního archivu, administrativních objektů v oblasti Hradčanské, vybraných objektů Policie ČR, velvyslanectví a dalších možných odběrů. Jejich souhrnná roční potřeba tepla je na základě odborného odhadu a údajů REZZO uvažována na úrovni přibližně 30 TJ.

Do levé větve jsou rovněž zahrnuty potenciální rozvojové lokality Hradčanská / nádraží Praha-Dejvice a Letná. Jejich budoucí potřeba tepla byla odborně odhadnuta na základě předpokládané hrubé podlažní plochy a je uvažována na úrovni přibližně 54 TJ.

Celková roční potřeba tepla levé větve je pro modelové hodnocení uvažována na úrovni přibližně 934 TJ. Tato hodnota zahrnuje potřebu tepla stávajících soustav, uvažovaných připojovaných objektů i orientační zohlednění tepelných ztrát v nově budované teplovodní infrastruktuře.

Zdrojová koncepce varianty

Hlavním zdrojem tepla levé větve ve variantě 2 je energocentrum ÚČOV, využívající teplo z vyčištěných odpadních vod prostřednictvím velkokapacitních tepelných čerpadel. Energocentrum je zde uvažováno jako základní zdroj tepla, který má pokrývat převážnou část roční potřeby levé větve.

Vedle energocentra je pro levou větev klíčový zdroj Veleslavín. Ten v této variantě plní zejména funkci špičkového a záložního zdroje a zároveň umožňuje provoz kogeneračních jednotek v zimním období. Zachování zdroje Veleslavín je důležité z hlediska provozní bezpečnosti. V případě výpadku tepelných čerpadel dokáže zdroj Veleslavín s instalovaným výkonem v plynových kotlích 88 MW a s instalovaným tepelným výkonem kogeneračních jednotek přibližně 5,6 MW zcela zastoupit zdroj energocentrum pro levou větev.

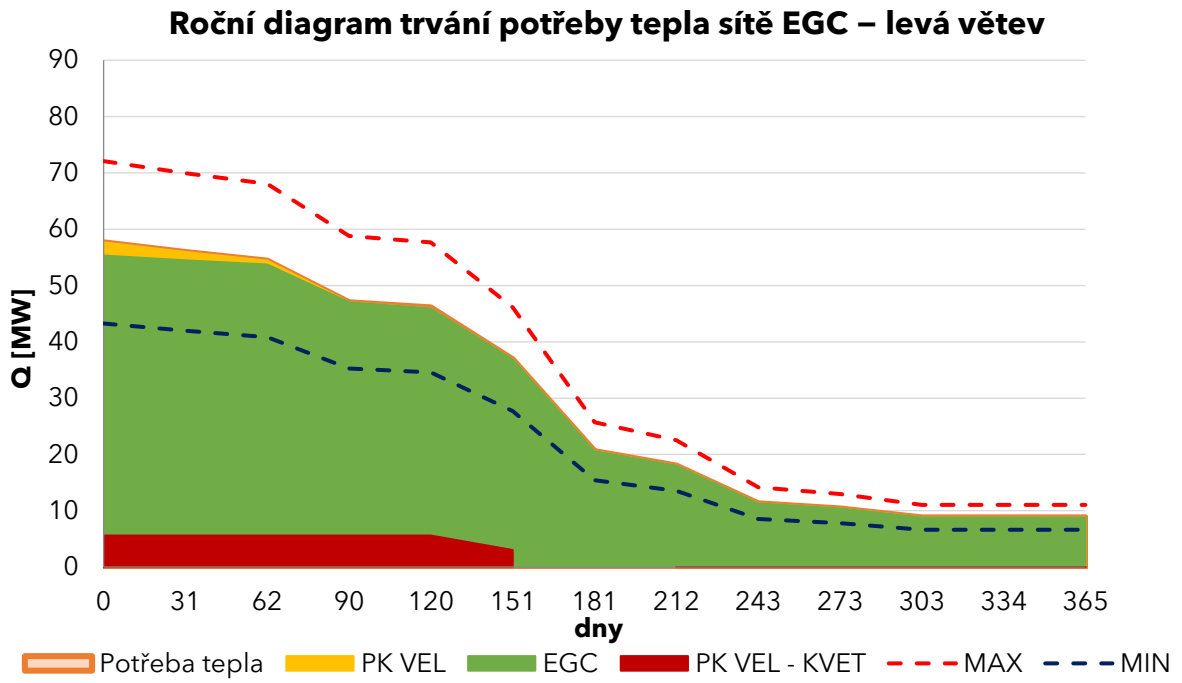
Modelové pokrytí výroby tepla

Z modelového průběhu potřeby tepla levé větve vyplývá, že průměrný tepelný výkon v zimním období dosahuje přibližně 58 MW a očekávané provozní maximum se pohybuje okolo 72 MW. Maximální potřebný tepelný výkon při výpočtové teplotě −12 °C dosahuje přibližně 90 MW.

Z hlediska návrhu zdrojové základny je proto rozhodující nejen celková roční potřeba tepla, ale také průběh zatížení v zimním období. Stejně jako u pravé větve není účelné dimenzovat energocentrum na plný špičkový výkon. Takové řešení by vedlo k nižšímu ročnímu využití instalovaného výkonu, vyšším investičním nákladům a k omezení role stávajícího zdroje Veleslavín jako špičkového a záložního zdroje.

Na základě modelového průběhu zatížení vychází jako vhodný instalovaný tepelný výkon energocentra pro levou větev přibližně 60 MW. Tento výkon umožňuje pokrýt převážnou část roční potřeby tepla a současně zachovat smysluplné využití instalované technologie. Krátkodobé špičky, provozní rezerva a záloha jsou zajištěny zdrojem Veleslavín.

Graf 14: Roční diagram trvání potřeby tepla sítě EGC – levá větev – varianta 2 Pilíře 1



Zdroj: vlastní zpracování

Tabulka 42: Roční výroba tepla pro zdroj Veleslavín a EGC

Zdroj		Zdroj Veleslavín		EGC	Součet
		KVET	PK		
Roční výroba tepla	(GWh)	18	1	240	259
	(TJ)	66	3	865	934
Pokrytí výroby tepla*	(%)	7 %	1 %	92 %	100 %

** hodnoty jsou zaokrouhleny*

Zdroj: vlastní zpracování

Při alokovaném výkonu energocentra 60 MW a výrobě tepla přibližně 865 TJ/rok vychází roční doba využití instalovaného výkonu přibližně 4 000 hodin. To představuje vhodné využití velkokapacitních tepelných čerpadel v podmínkách městské teplárenské soustavy.

Vyšší instalovaný výkon EGC by sice mohl dále snížit výrobu tepla z plynových zdrojů, současně by však vedl ke snížení ročního využití instalované technologie a ke zvýšení investičních nákladů. Výkon přibližně 60 MW proto představuje vyvážený kompromis mezi vysokým pokrytím roční potřeby tepla z energocentra, provozní efektivitou a zachováním špičkové a záložní funkce zdroje Veleslavín.

Zálohování výkonu při výpadku energocentra

V případě výpadku nebo významného omezení výkonu energocentra je pro levou větev klíčovým záložním zdrojem stávající zdroj Veleslavín. Ten disponuje instalovaným výkonem plynových kotlů přibližně 88 MW a zároveň umožňuje provoz kogeneračních jednotek. S ohledem na modelově uvažovaný maximální potřebný výkon levé větve při výpočtové teplotě přibližně 90 MW lze zdroj Veleslavín považovat za hlavní prvek provozního zálohování této větve. V běžném provozu by zdroj Veleslavín plnil především funkci

špičkového zdroje, zatímco při odstávce energocentra by mohl převzít rozhodující část dodávky tepla.

Provozní omezení levé větve

Hlavním technickým předpokladem levé větve je rekonstrukce parní části soustavy Juliska na teplovodní režim. Bez této transformace není možné plnohodnotné zapojení soustavy Juliska do nové koncepce zásobování teplem z energocentra.

Dalším důležitým předpokladem je propojení Julisky se soustavou Veleslavín. Toto propojení umožňuje využít zdroj Veleslavín jako špičkový a záložní zdroj pro celou levou větev a současně vytvořit jednotnější provozní celek. Vzhledem k tomu, že soustava Veleslavín je již provozována v teplovodním režimu a je dimenzována na tlakovou úroveň PN25, je vhodné na její parametry navázat i při návrhu levé větve.

Z hlediska teplotní úrovně je levá větev méně problematická než pravá větev, protože není limitována tak výrazným přenosovým omezením, jaké představuje kolektor v trase Hlávkova mostu. Zároveň však nelze uvažovat nízkoteplotní režim, protože jde z velké části o stávající soustavy a starší zástavbu. Provozní teplotní úroveň proto vychází z parametrů soustavy Veleslavín a odpovídá přibližně režimu 90–105/55 °C v zimním období a 75/55 °C v letním období.

Orientační investiční rámec varianty 2

Orientační investiční rámec varianty 2 je stanoven v cenové úrovni zpracování studie a v cenách bez DPH. Odhad představuje koncepční investiční rámec hlavních investičních celků, nikoliv položkový rozpočet stavby.

Ve variantě 2 je uvažována plnohodnotná realizace energocentra ÚČOV pro zásobování pravé i levé větve. Instalovaný tepelný výkon energocentra je uvažován na úrovni 150 MW. Oproti variantě 1 dochází zejména k navýšení instalovaného výkonu tepelných čerpadel a navazujících výkonově závislých technologických částí. Společná stavební a infrastrukturní část energocentra, základní technologické zázemí, část připojení VVN, napojení na areál ÚČOV, pomocné provozy, MaR a společné provozní soubory jsou však z významné části obdobné jako u první etapy energocentra. Z tohoto důvodu rozdíl investičních nákladů mezi variantou 1 a variantou 2 neodpovídá prostému poměru instalovaného výkonu.

Orientační investiční rámec varianty 2 vychází přibližně na 17,51 mld. Kč bez DPH. Nejvýznamnější část představuje vlastní zdrojová část energocentra ÚČOV o uvažovaném tepelném výkonu 150 MW. Orientační investiční náklady energocentra činí přibližně 8,24 mld. Kč bez DPH. Tento odhad vychází ze studie „Využití nízkopotenciálního tepla odpadních vod z ÚČOV Praha“.

Součástí uvedených investičních nákladů energocentra je také uvažované připojení EGC na hladinu 110 kV v rozsahu potřebném pro vlastní projekt energocentra. Orientačně se jedná zejména o kabelové propojení z uvažované transformovny Podbaba do areálu ÚČOV a o vybudování navazující transformační části v areálu ÚČOV. Pro tento rozsah je v rámci investice EGC zahrnut orientační náklad až přibližně 700 mil. Kč. Tato částka je již zahrnuta v investičních nákladech energocentra a není k celkovému investičnímu rámci varianty 2 dále samostatně připočítávána.

Samostatně je nutné vnímat širší investice do distribuční soustavy, zejména samotné přivedení hladiny 110 kV do lokality a případné vybudování nové transformovny Podbaba. Tyto investice mohou podle dostupných informací dosahovat přibližně 1,0 až 1,5 mld. Kč. V této fázi jsou však chápány jako očekávané investice distributora elektrické energie, nikoliv jako přímá investice projektu EGC, a proto nejsou zahrnuty do investičního rámce varianty 2 ani do výpočtu modelové ceny tepla.

Investiční náklady na pravou větev jsou uvažovány ve stejném rozsahu jako ve variantě 1 a činí přibližně 6,4 mld. Kč bez DPH. Zahrnují zejména vyvedení tepla z ÚČOV směrem do oblasti Bubny-Zátory a vnitřní části města, kolektorové vedení, výměníkové stanice, zasíťování Bubnů-Zátor a zasíťování Prahy 1 a Prahy 2.

Nad rámec varianty 1 jsou ve variantě 2 zahrnuty také investice do levé větve, jejichž orientační výše činí přibližně 2,77 mld. Kč bez DPH. Tyto náklady zahrnují zejména páteřní vedení levé větve z ÚČOV směrem k zásobovaným lokalitám, rekonstrukci zbývající části parní sítě Juliska na teplovodní soustavu, průchody pod železnicí a významnými komunikacemi, úpravy a doplnění výměníkových stanic a zasíťování vybraných rozvojových lokalit Hradčanská a Letná.

Pro účely výpočtu modelové ceny tepla je u varianty 2 uvažováno možné využití investiční podpory až do výše 30 % uznatelných investičních nákladů. Dotační část investice není zahrnuta do kapitálových nákladů promítaných do ceny tepla. Do modelové ceny tepla tak vstupuje pouze nedotovaná část investičních nákladů, která je hrazena investorem.

Uvedené hodnoty představují orientační koncepční odhad investičních nákladů pro účely porovnání variant. Skutečné investiční náklady budou záviset na výsledném technickém řešení, rozsahu etapizace, povolovacím procesu, majetkoprávní přípravě, podmínkách napojení na infrastrukturu a cenách stavebních a technologických dodávek v době realizace. Detailnější rozbor položek je uveden v příloze 1.

Tabulka 43: Shrnutí investičních nákladů pro variantu 2 Pilíře 1

Investiční celek		**rozsah**	**tis. Kč bez DPH**
Tepelné zdroje	**Energocentrum**	stavební objekty, část připojení VVN, provozní soubory, výkon EGC 150 MW	8 240 741
	THOL4	doinstalovaný tepelný výkon až 47,5 MW	101 650
Tepelná infrastruktura - Pravá větev	**Vyvedení tepla z ÚČOV**	páteřní teplovod od ÚČOV až po Senovážné náměstí, dimenze DN 700 a DN 500	1 093 054
	Přivedení tepla k VS Těšnov	teplovod z PT – od Rohanského nábřeží k VS Těšnov	255 000
	Výměníkové stanice	obousměrné VS v ulici Železničářů, Jateční a v oblasti Těšnova, celkový předávací výkon až cca 100 MW (podle varianty předávání výkonu)	600 000
	Zasíťování Bubny-Zátory	teplovodní rozvody, předávací stanice, ostatní nespecifikované náklady	502 900

	Zasíťování P1/P2	teplovodní rozvody, předávací stanice, stavební úpravy, ostatní nespecifikované náklady	1 284 000
	Kolektor	kolektor související s páteřním vedením teplovodu, ostatní nespecifikované náklady	1 765 500
	VRN + VON, PIČ	vedlejší rozpočtové náklady, vedlejší a ostatní náklady, projektová a inženýrská činnost	896 258
Tepelná infrastruktura - Levá větev	**Vyvedení tepla z ÚČOV**	páteřní teplovod do jednotlivých lokalit, přeložky	1 104 900
	VS Letná	nová výměníková stanice Letná, uvažovaný předávací výkon cca 5 MW	17 500
	VS Charlese de Gaulla	úprava výměníkové stanice Charlese de Gaulla pro napojení na levou větev	35 000
	Průchod pod železnicí	průchod pod železniční tratí v oblasti ulic Papírenská / Ve Struhách	61 000
	Průchody pod významnými komunikacemi	průchody pod ulicemi Jugoslávských partyzánů a Evropská	80 000
	Rekonstrukce sítě Juliska	rekonstrukce zbývající části parní sítě Juliska na teplovodní soustavu	900 000
	Zasíťování lokalit Hradčanská a Letná	teplovodní rozvody a napojení uvažovaných rozvojových lokalit Hradčanská a Letná	165 000
	VRN + VON, PIČ	vedlejší rozpočtové náklady, vedlejší a ostatní náklady, projektová a inženýrská činnost	405 617
Celkem			**17 508 120**

Pozn.: cenová úroveň 2026
Další možné investice do širšího posílení distribuční soustavy, zejména přivedení hladiny 110 kV do lokality a případná výstavba nové transformovny Podbaba, mohou podle dostupných informací distributora dosahovat přibližně 1,0 až 1,5 mld. Kč. Tyto investice jsou v této fázi chápány jako očekávané investice distributora elektrické energie a nejsou zahrnuty do celkového investičního rámce varianty 2. *Zdroj: vlastní zpracování*

Shrnutí varianty 2

Varianta 2 představuje rozvojovou variantu, ve které je energocentrum ÚČOV využito pro obě hlavní větve řešeného území. Pravá větev zahrnuje rozvojovou oblast Bubny-Zátory a vnitřní část Prahy 1 a Prahy 2. Levá větev zahrnuje soustavy Juliska a Veleslavín a navazující oblasti Bubeneč – Letná – Hradčany.

V pravé větvi je převzata stejná zdrojová koncepce jako ve variantě 1. Energocentrum zde pokrývá přibližně 1 397 TJ/rok, tedy zhruba 97 % roční potřeby této větve. Zbývajících přibližně 35 TJ/rok je kryto špičkovými a záložními zdroji, zejména zdrojem THOL4 a podpůrnými vazbami na soustavu Pražské teplárenské.

V levé větvi je energocentrum nově uvažováno jako základní zdroj tepla pro soustavy Juliska a Veleslavín a navazující oblasti Bubenče, Hradčan a Letné. Při instalovaném tepelném výkonu EGC přibližně 60 MW pokrývá energocentrum přibližně 865 TJ/rok, tedy více než 90 % roční potřeby levé větve. Zbývající část výroby tepla je pokryta zejména kogeneračními jednotkami a plynovými kotli ve zdroji Veleslavín, který plní funkci špičkového a záložního zdroje.

Celkový minimální vhodný instalovaný tepelný výkon energocentra ve variantě 2 je na úrovni 150 MW, z toho přibližně 90 MW pro pravou větev a 60 MW pro levou větev. To by například znamenalo instalaci sestavy tepelných čerpadel 5× 30 MW. Tato hodnota nepředstavuje maximální technický potenciál lokality ÚČOV, který je uvažován až na úrovni přibližně 180 MW, ale modelově vhodný výkon odpovídající uvažovanému rozsahu připojení a smysluplnému ročnímu využití instalované technologie. Při budoucím navýšení připojitelné poptávky, zejména ve vnitřní části města, lze proto uvažovat i s dalším navýšením instalovaného výkonu energocentra, především ve prospěch pravé větve.

S ohledem na rozdílný charakter obou větví je vhodné koncipovat energocentrum jako jeden modulární technologický celek s možností pružného rozdělování výkonu mezi jednotlivé části soustavy. Výkon energocentra je sice pro účely hodnocení rozdělen na pravou a levou větev, jednotlivé bloky tepelných čerpadel by však neměly být pevně přiřazeny pouze jedné větvi. Měly by umožňovat provozní rozdělení výkonu podle aktuální potřeby tepla, požadované teplotní úrovně a provozního stavu soustavy. Tomu odpovídá zapojení přes společný zdrojový rozdělovač a hydraulicky a regulačně oddělené výstupy pro jednotlivé větve. Levá větev navazuje na provozní parametry soustavy Veleslavín, zatímco pravá větev je z důvodu omezené přenosové kapacity v trase Hlávkova mostu uvažována až na teplotní úrovni 110/60 °C v zimních špičkách.

Hodnocení z hlediska účinné soustavy

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu představuje varianta 2 nejpříznivější variantu v rámci pilíře Energocentrum. V obou větvích vzniká soustava zásobování teplem s dominantním podílem tepla z energocentra. Celkově lze z energocentra přibližně pokrýt 2 262 TJ/rok, tedy přibližně 95 % celkové roční potřeby tepla řešeného území.

Při splnění požadovaných parametrů tepelných čerpadel pro započtení vyrobeného tepla jako obnovitelného zdroje vytváří varianta 2 velmi silný předpoklad pro splnění požadavků na účinnou soustavu i v dlouhodobém horizontu. Plynové zdroje v této variantě zůstávají zachovány zejména pro krytí špičkových stavů, provozní zálohu a mimořádné provozní situace.

Tabulka 44: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 2 Pilíře 1

Varianta 2 – EGC pravá i levá větev			KVET	OZE	Plynové zdroje	Celkem
Pravá větev	roční výroba tepla	GWh	0	388	10	398
		TJ	0	1 397	35	1 432
	pokrytí roční výroby tepla	%	0 %	97 %	3 %	100 %
Levá větev	roční výroba tepla	GWh	18	240	1	259
		TJ	66	865	3	934
	pokrytí roční výroby tepla	%	7 %	93 %	0 %	100 %
Celkem	roční výroba tepla	GWh	18	628	11	657
		TJ	66	2 262	38	2 366
	pokrytí roční výroby tepla	%	3 %	95 %	2 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Environmentální hodnocení

Z emisního hlediska přináší varianta 2 nejvýraznější snížení oproti variantě 0 i variantě 1. Hlavním důvodem je nahrazení plynových zdrojů výrobou tepla z energocentra nejen v pravé větvi, ale nově také v levé větvi.

Celkové emise CO_2 varianty 2 vycházejí přibližně na úrovni 87 tis. tun CO_2/rok, z toho emise CO_2 související pouze s výrobou tepla činí přibližně 82 tis. tun CO_2/rok. Oproti variantě 0 a 1 tak dochází k výraznému snížení emisí, přestože tepelná čerpadla energocentra jsou v emisní bilanci zatížena nepřímými emisemi ze spotřeby elektřiny.

Emisní bilance pro levou větev zahrnuje nepřímé emise ze spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla, emise z provozu kogeneračních jednotek a emise z plynových kotlů ve zdroji Veleslavín. Emisní bilance pravé větve zahrnuje nepřímé emise ze spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla energocentra a emise ze špičkových zdrojů pokrývajících zbývající část roční výroby tepla.

Tabulka 45: Jednotlivé lokality a jejich potřeba tepla a emise CO_2 ve variantě 2 Pilíře 1

Lokalita	Roční potřeba tepla	Uvažované řešení ve variantě	Celkové emise CO_2	Emise CO_2 z výroby tepla
	TJ		t CO_2	t CO_2
Pravá větev	1 432	Napojení lokalit na zdroj EGC, doplněné špičkovými zdroji	49 559	49 559
Levá větev	934	Napojení lokalit na zdroj EGC, doplněné KVET a PK Veleslavín	37 306	32 582
Celkem	**2 366**	**Součet hodnocených lokalit**	**86 865**	**82 141**

Zdroj: vlastní zpracování

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z hlediska modelové ceny tepla je varianta 2 charakteristická nižšími proměnnými náklady než varianty s vyšším podílem plynových zdrojů, protože rozhodující část výroby tepla zajišťují tepelná čerpadla energocentra. Současně však varianta vyvolává vyšší stálé náklady spojené s větším instalovaným výkonem energocentra, novou teplovodní infrastrukturou pro obě větve, úpravami stávajících soustav a zachováním špičkových a záložních zdrojů. Modelová cena tepla ve variantě 2 je na úrovni 1 095 až 1 297 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je stanovena podle principu popsaného v kapitole 2.3.3.

Pro výpočet modelové ceny tepla je jako jmenovatel uvažována dodávka tepla konečným odběratelům ve výši 2 244 TJ/rok. Rozdíl oproti výrobě tepla představuje orientačně uvažované tepelné ztráty.

Tabulka 46: Modelová cena tepla ve variantě 2 Pilíře 1

Varianta 2 – Pilíř 1 – EGC pravá i levá větev		Nízká	Referenční	Vysoká
Dodávka tepla odběratelům	TJ	2 244	2 244	2 244
PN	tis. Kč	750 132	902 898	1 203 410
	Kč/GJ	334	402	536
SN	tis. Kč	1 707 565	1 707 565	1 707 565
	Kč/GJ	761	761	761
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**1 095**	**1 163**	**1 297**

Zdroj: vlastní zpracování

3.2.6 Shrnutí variant Pilíře 1

Pilíř 1 – Energocentrum posuzuje tři modelové varianty využití tepla z vyčištěných odpadních vod v areálu ÚČOV. Varianta 0 představuje referenční stav bez realizace energocentra, varianta 1 hodnotí využití energocentra pouze pro pravou větev a varianta 2 posuzuje využití energocentra pro pravou i levou větev řešeného území.

Varianta 0 zachovává stávající nebo předpokládaný samostatný způsob zásobování jednotlivých lokalit. Nevede ke vzniku nové soustavy s vysokým podílem OZE a z hlediska emisní bilance představuje nejméně příznivý stav. Celkové emise CO_2 jsou v této variantě stanoveny přibližně na 137 tis. tun CO_2/rok.

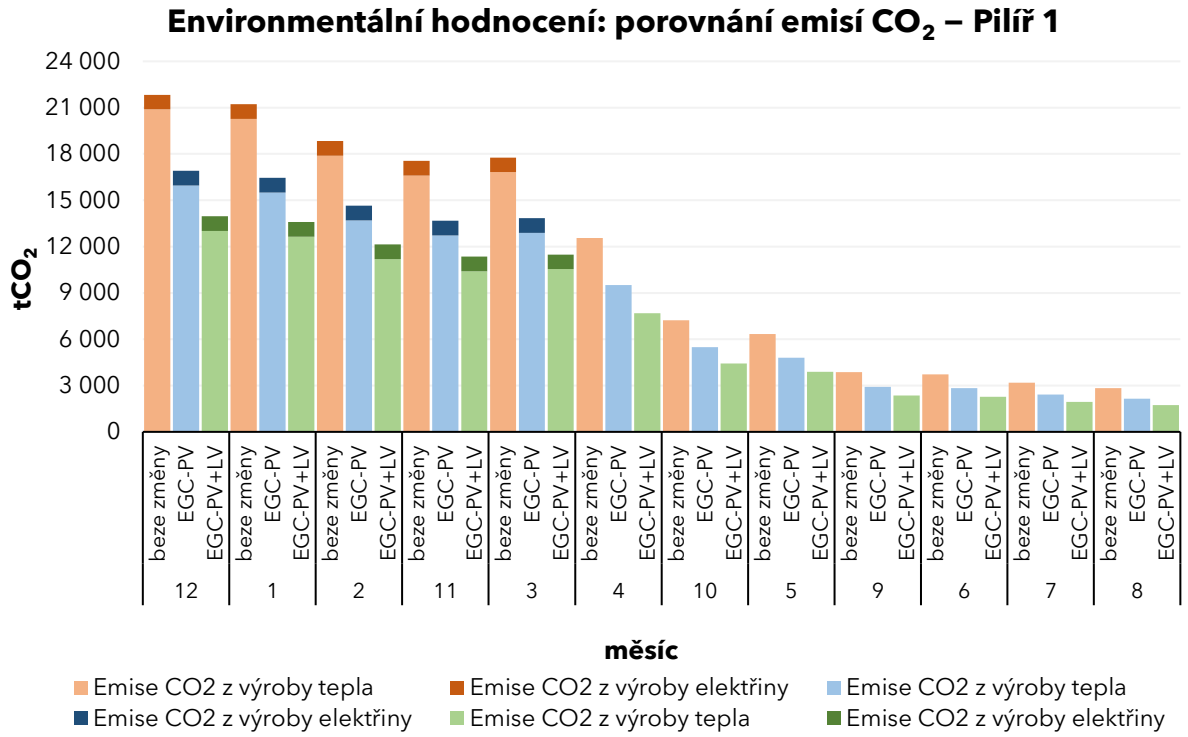
Varianta 1 přináší zásadní změnu pro pravou větev. Energocentrum zde pokrývá přibližně 97 % roční potřeby tepla oblasti Bubny-Zátory a vnitřní části Prahy 1 a Prahy 2. Levá větev však zůstává bez systémové změny oproti variantě 0. Celkové emise CO_2 varianty 1 vycházejí přibližně na 106 tis. tun CO_2/rok.

Varianta 2 představuje nejširší a z hlediska transformace nejpříznivější variantu. Energocentrum je využito pro obě větve a pokrývá přibližně 2 262 TJ/rok, tedy přibližně 95 % celkové roční potřeby tepla řešeného území. Celkové emise CO_2 varianty 2 vycházejí přibližně na 87 tis. tun CO_2/rok.

Při vybudování velkého energocentra v areálu ÚČOV a při uvažovaném rozsahu připojení pravé i levé větve lze podle modelové varianty 2 dosáhnout snížení celkových emisí CO_2

přibližně o 37 % oproti referenční variantě 0. Zbývající část výroby tepla mimo energocentrum by byla zajištěna zejména špičkovými a záložními zdroji, které zůstávají důležité pro provozní bezpečnost soustavy.

Graf 15: Environmentální hodnocení: porovnání emisí CO_2 – Pilíř 1



Z pohledu požadavků na účinnou soustavu zásobování teplem je nejpříznivější varianta 2, protože vytváří soustavu s dominantním podílem tepla z obnovitelného zdroje. Podmínkou tohoto hodnocení je splnění minimálních požadavků na sezónní topný faktor tepelných čerpadel tak, aby bylo možné vyrobené teplo považovat pro účely hodnocení účinné soustavy za teplo z obnovitelných zdrojů.

Z ekonomického hlediska je podstatné, že realizace energocentra a související nové tepelné infrastruktury udržuje v modelovém hodnocení cenu tepla na úrovni srovnatelné s variantou 0, tedy s referenčním stavem bez realizace energocentra. Přestože varianty 1 a 2 zahrnují nové investiční a stálé provozní náklady, tyto náklady jsou z významné části vyrovnány nižšími proměnnými náklady výroby tepla z energocentra a nižší závislostí na zemním plynu a emisních povolenkách. Varianta 2 zároveň dosahuje nejvýraznějšího snížení emisí CO_2, aniž by při uvažovaných předpokladech docházelo k zásadnímu zhoršení modelové ceny tepla oproti referenčnímu stavu.

Z hlediska investiční náročnosti představuje varianta 0 stav bez nových systémových investic do energocentra ÚČOV a nové páteřní teplovodní infrastruktury. Varianta 1 již vyžaduje realizaci první etapy energocentra pro pravou větev o uvažovaném tepelném výkonu 90 MW a související tepelné infrastruktury pravé větve. Její orientační investiční rámec činí přibližně 12,79 mld. Kč bez DPH. Varianta 2 představuje plnohodnotné využití energocentra pro pravou i levou větev s uvažovaným tepelným výkonem 150 MW a doplněním infrastruktury levé větve. Její orientační investiční rámec činí přibližně 17,51 mld. Kč bez DPH.

Samostatnou realizační podmínkou investičních variant je také zajištění dostatečného elektrického připojení energocentra. S ohledem na cílový rozvojový potenciál lokality ÚČOV je vhodné připravovat připojení EGC na hladině 110 kV, zatímco hladina 22 kV může sloužit pouze jako přechodné řešení pro počáteční výkonové etapy.

Investiční náklady jsou u obou investičních variant stanoveny v cenové úrovni zpracování studie a představují orientační koncepční odhad hlavních investičních celků. Ve výpočtu modelové ceny tepla je u variant 1 a 2 uvažováno možné využití investiční podpory až do výše 30 % uznatelných investičních nákladů, přičemž dotační část investice není zahrnuta do kapitálových nákladů promítaných do ceny tepla.

Na základě porovnání variant je jako doporučený směr další přípravy Pilíře 1 vyhodnocena varianta 2, tedy vybudování plnohodnotného energocentra ÚČOV pro zásobování pravé i levé větve řešeného území. Tato varianta nejlépe naplňuje požadavky na účinnou soustavu, dosahuje nejvyššího podílu tepla z obnovitelného zdroje a současně přináší největší snížení emisí CO_2. Přestože jde o investičně a technicky nejnáročnější řešení, modelové ekonomické hodnocení ukazuje, že při uvažovaných předpokladech lze cenu tepla udržet na úrovni srovnatelné s referenčním stavem.

Tabulka 47: Shrnutí Pilíře 1

Pilíř 1 – Shrnutí		Varianta 0 bez EGC	Varianta 1 EGC – pravá větev	Varianta 2 EGC – pravá a levá větev
Hodnocení z pohledu účinné soustavy				
roční potřeba tepla uvažovaných lokalit*	GWh	623	643	657
	TJ	2 244	2 316	2 366
roční výroba tepla z energocentra	GWh	0	388	628
	TJ	0	1 397	2 262
roční výroba tepla z KVET	%	3 %**	3 %***	3 %
roční výroba tepla z OZE	%	2 %**	63 %***	95 %
roční výroba tepla z plynových zdrojů	%	95 %**	34 %***	2 %
Environmentální hodnocení				
emise CO_2 celkové	t CO_2	136 937	105 626	86 865
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	132 213	100 902	82 141
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	4 724	4 724	4 724
celkové emise CO_2 vztažené na vyrobené teplo a elektřinu	g CO_2/kWh	214	160	129
emise CO_2 z výroby tepla vztažené na vyrobené teplo	g CO_2/kWh	212	157	125
Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla bez DPH				
nízká	Kč/GJ	1 071	1 067	1 095
referenční	Kč/GJ	1 301	1 192	1 163
vysoká	Kč/GJ	1 478	1 358	1 297

** Roční potřeba tepla není ve všech variantách shodná, protože ve variantách 1 a 2 je do bilance zahrnut také orientační odhad tepelných ztrát v nově budované tepelné infrastruktuře.*
*** Jedná se o souhrnné vyjádření podílů výrob, varianta 0 nesplňuje požadavky na účinnou soustavu (žádná nová soustava v této variantě nevzniká, soustava JUL a VEL se musí posuzovat samostatně).*
**** Jedná se o souhrnné vyjádření podílů výrob, varianta 1 splňuje požadavky účinné soustavy pouze v nově vzniklé síti EGC – pravé větvi (ostatní lokality nesplňují požadavky na účinnou soustavu a soustavy JUL a VEL se musí posuzovat samostatně).* *Zdroj: vlastní zpracování*

3.3 Pilíř 2 – Blokové kotelny

Rozvoj zdrojů tepla v lokálních sítích společnosti VEPA na levém břehu Vltavy (mimo soustavy Veleslavín a Juliska) představuje komplexní úlohu, a to zejména vzhledem k tomu, že se jedná o vzájemně nepropojené soustavy s rozdílnými technickými a prostorovými podmínkami. Z tohoto důvodu je nutné jednotlivé lokality posuzovat ve více úrovních pohledu. Na lokalitu bude nahlédnuto z globálního a lokálního pohledu.

Globální pohled hodnotí soubor blokových kotelen jako jeden agregovaný celek a slouží především k ověření, jaký rozsah zdrojů by byl potřebný pro splnění požadavků na účinnou soustavu zásobování tepelnou energií. Lokální pohled následně posuzuje reálný technický a provozní potenciál jednotlivých blokových kotelen.

Posuzované blokové kotelny jsou v současnosti založeny převážně na spalování zemního plynu v plynových kotlích. V části lokalit jsou již instalovány kogenerační jednotky. Z pohledu dalšího rozvoje se proto jako hlavní uvažované směry jeví zejména rozšíření vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla formou kogeneračních jednotek a doplnění obnovitelných zdrojů energie, zejména tepelných čerpadel.

Dle licence ERÚ činí celkový instalovaný tepelný výkon posuzovaných blokových kotelen 298 MW. Stávající kogenerační jednotky mají tepelný výkon 10,92 MW a elektrický výkon 10,32 MW. To odpovídá přibližné účinnosti výroby tepla na úrovni 47 % a účinnosti výroby elektřiny na úrovni 44,5 %.

Vzhledem k tomu, že skutečné parametry kogeneračních jednotek závisí na konkrétním výrobci, typu a výkonové velikosti zařízení, jsou v modelových výpočtech uvažovány zaokrouhlené hodnoty účinnosti výroby tepla 48 % a účinnosti výroby elektřiny 43 %, tedy celková účinnost 91 %. Při těchto předpokladech odpovídá tepelnému výkonu 10,9 MW přibližný elektrický výkon 9,8 MW.

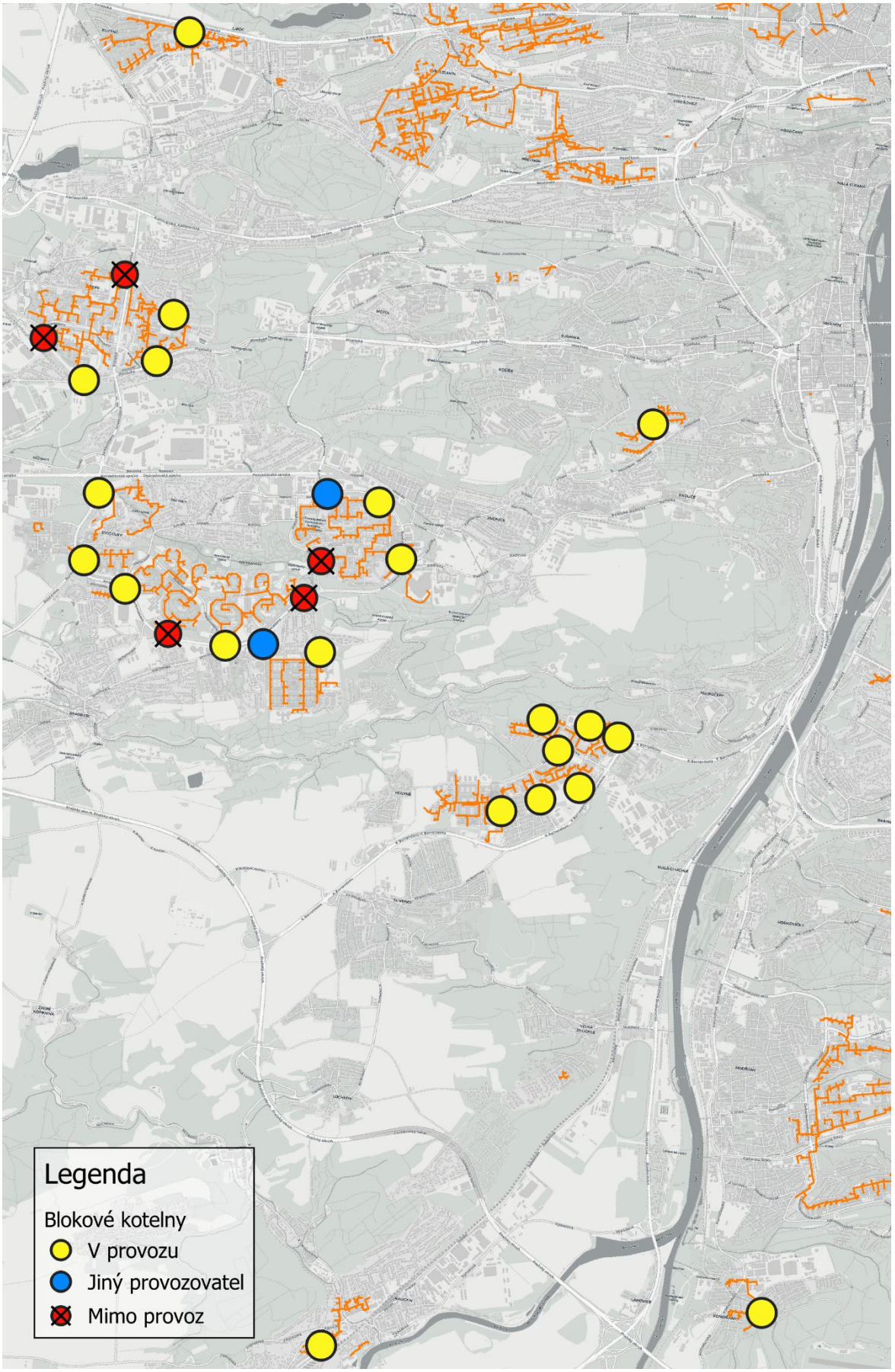
Pro jednotlivé blokové kotelny byl proveden modelový odhad roční výroby tepla vycházející z údajů REZZO 1. Po přepočtu na dlouhodobý teplotní normál činí celková roční výroba tepla v posuzovaných blokových kotelnách přibližně 1 020 TJ.

Tabulka 48: Seznam blokových kotelen společnosti VEPA

Označení kotelny	Poloha	Adresa kotelny	Celková výroba tepla DN (GJ)
BK1	Barrandov	Pražského 607/19	18 997
BK2	Barrandov	Dreyerova 643/19	20 673
BK3	Barrandov	Kurandové 676/1	25 626
BK4	Barrandov	Treglova 791	11 034
BK5	Barrandov	Lohniského 852/10	22 550
BK6	Barrandov	Štěpařská 822/19	38 156
BK7	Barrandov	V Remízku 938	70 596
DOK1	Dědina	Evropská 581/269	67 099
LOK3	Lužiny	Fantova 1741	98 574
LOK5	Lužiny	Kolovečská 1936/3	81 233
NBOK13	Nové Butovice	Nušlova 2299/63	60 994
NBOK17	Nové Butovice	Ovčí hájek 2176	68 871
BK R1*	Radotín	nám. Osvoboditelů 1369	23 494
ŘOK1	Řepy	Šímova 1056/6	39 668
ŘOK2	Řepy	Brunnerova 1012	23 357
ŘOK4	Řepy	Drahoňovského 1149/2	122 679
SOK1	Stodůlky	Lýskova 1614/59	30 220
SOK2	Stodůlky	Hábova 1572/1	40 015
VOOK8	Velká Ohrada	Tlumačovská 2255/1	50 217
VZB	Zbraslav	K Výtopně 357	77 101
VKM	Komořany	K Nouzovu 2181/1	11 457
VKO	Košíře	Houdova 1233/15a	17 390
CELKEM			**1 020 000**

** Kotelna BK R1 v Radotíně je nově nahrazena kotelnou BK R2.* *Zdroj: ERÚ, REZZO, VEPA, vlastní zpracování*

Obrázek 7: Mapa blokových kotelen – Pilíř 2



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

3.3.1 Technická, provozní a legislativní omezení v lokalitě

Z agregovaného pohledu se může umístění nových zdrojů KVET a OZE v blokových kotelnách jevit jako relativně jednoduché řešení. Při bližším posouzení jednotlivých lokalit je však zřejmé, že možnosti rozvoje jsou omezeny řadou technických, provozních, prostorových, legislativních a ekonomických faktorů.

Mezi hlavní omezení patří zejména možnosti vzájemného propojení soustav, provozní podmínky kogeneračních jednotek, imisní limity v městské zástavbě, prostorové možnosti kotelen, možnosti vyvedení elektrického výkonu, dostupnost elektrické kapacity pro tepelná čerpadla, hlukové limity a nejistota budoucí provozní podpory KVET.

Teplotní režim lokálních soustav se v zimním období typicky pohybuje přibližně na úrovni 90/70–60 °C, zatímco v letním období přibližně na úrovni 70/50 °C. Tyto parametry mají zásadní vliv zejména na možnosti zapojení tepelných čerpadel a na jejich dosahovanou účinnost.

Možnosti propojení soustav

Historické provedení lokálních sítí je navrženo pro nízkotlaký provoz, což významně omezuje možnost jejich vzájemného propojení prostřednictvím stávající infrastruktury. Při uvažování propojení soustav by bylo nutné vybudovat nový primární tepelný napaječ na vyšší tlakové úrovni. V takovém uspořádání by stávající blokové kotelny plnily roli výměníkových stanic mezi primární a sekundární sítí.

Realizace nového hlavního napaječe by však znamenala vysoké investiční náklady, které by se promítly do výsledné ceny tepla. Bez současné změny zdrojové základny a dosažení významných úspor variabilních nákladů (zejména nákladů na palivo) by takové řešení bylo ekonomicky obtížně obhajitelné.

Současně platí, že některé dílčí sítě, které byly technicky jednoduše propojitelné, již dle informací provozovatele propojeny byly. Jedná se například o síť kotelen v Řepích (ŘOK3, ŘOK4, ŘOK5; v provozu pouze ŘOK4), dále propojení kotelen BK6 s BK7 a propojení NBOK13 s NBOK17. V oblasti Stodůlek byly propojeny sítě kotelen LOK3 s LOK4 (v provozu pouze LOK3) a LOK5 s LOK6 (v provozu pouze LOK5). Kotelna VOOK8 je provozována v síti společně s kotelnou provozovanou společností VEČR.

Umisťování kogeneračních jednotek – provozní podmínky

Z údajů o spotřebě zemního plynu vedených v REZZO 1 vyplývá, že přibližná výroba tepla v jednotlivých blokových kotelnách se pohybuje v širokém rozpětí přibližně od 20 tis. GJ do více než 100 tis. GJ ročně. Při uvažování instalace kogeneračních jednotek je proto nezbytné posuzovat každou kotelnu nebo každou dílčí lokální síť samostatně.

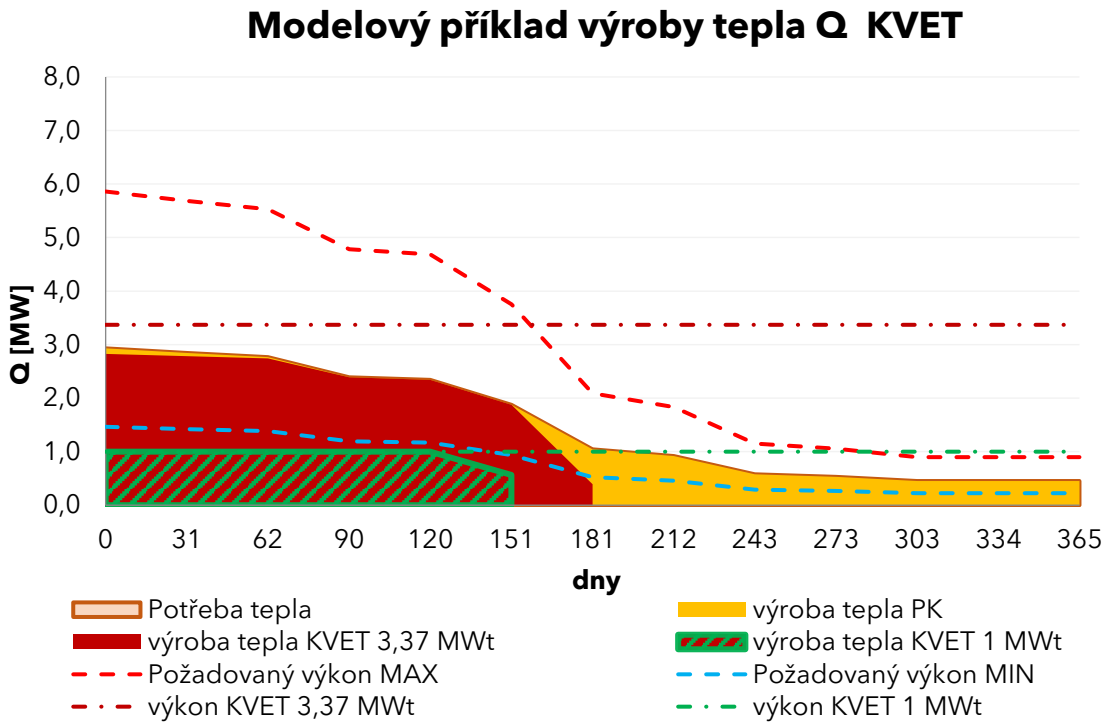
Rozhodující není pouze roční výroba tepla, ale také časový průběh požadovaného tepelného výkonu. V jednotlivých lokalitách se okamžitý požadovaný výkon může pohybovat od několika stovek kW až po jednotky MW. Nevhodně dimenzovaná kogenerační jednotka může vést k nízké době využití instalovaného výkonu, častým startům, provozu ve sníženém výkonu nebo k nutnosti maření tepla, což zhoršuje hospodárnost provozu.

Modelový příklad – výroba tepla z KVET

V modelu je uvažována kotelna s výrobou tepla na úrovni 50 tis. GJ. Pro lepší vystižení reálného provozu menších lokálních soustav je uvažován větší rozdíl mezi minimálním a maximálním požadovaným tepelným výkonem. Provoz kogenerační jednotky je předpokládán převážně v zimním a přechodném období.

Pokud by výroba tepla z KVET měla pokrýt 80 % z celkové výroby tepla, pak kogenerační jednotky musí vyrobit za rok 40 tis. GJ tepla. Při uvažované době využití zdroje 3 300 hodin (doba provozní podpory) a provozu zdroje po tuto dobu na plný výkon vychází, že potřebný instalovaný tepelný výkon by byl na úrovni 3,37 MW. Pro srovnání je v modelu posouzena i kogenerační jednotka o tepelném výkonu 1 MW.

Graf 16: Roční diagram trvání potřeby tepla – modelový příklad KVET – Pilíř 2



Zdroj: vlastní zpracování

Kogenerační jednotka o tepelném výkonu 1 MW, je dle ročního diagramu po celou dobu topné sezony pod úrovní minimálního požadovaného výkonu. To znamená, že jednotku lze provozovat na plný výkon po uvažovanou dobu provozu 3 300 hodin (doba provozní podpory) na jejím nominálním výkonu. Za dobu provozu vyrobí téměř 12 tis. GJ a pokrytí výroby tepla z KVET je pouze na úrovní 24 %.

Naproti tomu kogenerační jednotka o tepelném výkonu 3,37 MW je po celou dobu topné sezony nad minimem požadovaného výkonu. To znamená, že jednotka musí často (denně) sjíždět na minimální požadovaný výkon. Aby jednotka dosáhla požadované roční výroby 40 tis. GJ, musí být v provozu přibližně 5 000 hodin ročně. Provoz ve snížených výkonech, časté změny výkonu a delší provozní doba mají negativní dopad na hospodárnost provozu jednotky.

Možným řešením je instalace tří jednotek o výkonu 1 MW. Tím lze dosáhnout lepšího provozního rozvržení, vyšší flexibility a možnosti odstávek jednotlivých jednotek. Každá

z nich však bude mít nižší dobu využití instalovaného výkonu a více startů během roku, což vede ke zvýšenému opotřebení. Zároveň může být limitujícím faktorem dostupný prostor v blokových kotelnách, kam je nutné umístit nejen samotné jednotky, ale také příslušné technologie, výměníky tepla a zařízení pro čištění spalin.

Modelové posouzení ukazuje, že menší jednotky mohou být provozně stabilnější, ale pokryjí pouze omezený podíl roční výroby tepla. Naopak větší jednotky mohou teoreticky dosáhnout vyššího podílu KVET, avšak v menších lokálních soustavách často narážejí na omezený odběr tepla, nutnost modulace výkonu a nižší provozní efektivitu.

Kogenerační jednotky do blokových kotelen by proto měly být umisťovány na základě individuálního posouzení, které zohlední jejich hospodárný provoz, technické limity soustavy a prostorové možnosti konkrétní kotelny. V jedenácti blokových kotelnách jsou již kogenerační jednotky instalovány. Z pohledu provozních požadavků (zajištění dodávky výkonu) a zároveň i z pohledu technických možností kotelen (zejména prostorových omezení) je pravděpodobné, že potenciál pro instalaci dalších kogeneračních jednotek je v řadě lokalit již zčásti vyčerpaný. Nedílným problémem je také dostatečná elektrifikační kapacita v okolí kotelny, která musí umožnit vyvedení elektrického výkonu do sítě, to může představovat další limit pro instalaci nových kogeneračních jednotek.

Umisťování kogeneračních jednotek – imisní limity oblastí

V souvislosti s uvažovaným umístěním kogeneračních jednotek v blokových kotelnách VEPA je nezbytné vycházet z platných imisních limitů, které stanovují maximální přípustné koncentrace znečišťujících látek ve venkovním ovzduší. Tyto limity mají za účel chránit zdraví lidí a životní prostředí a vyplývají z § 3 a násl. zákona č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší, v platném znění, a dále z prováděcích předpisů.

Kogenerační jednotky jsou stacionární spalovací zdroje, které při svém provozu produkují emise znečišťujících látek, zejména oxidy dusíku (NO_X). Z těchto látek se v ovzduší vytváří zdravotně významný oxid dusičitý (NO_2), který podléhá imisním limitům podle zákona o ochraně veřejného zdraví. Proto jsou kogenerační jednotky posuzovány jako zdroje emisí NO_2 a dalších škodlivin v rámci ochrany kvality ovzduší a zdraví obyvatel.

Pro ochranu zdraví lidí platí aktuální imisní limity pro oxid dusičitý (NO_2) ve venkovním ovzduší, s ohledem na ochranu zdraví lidí následovně, hodinový imisní limit pro NO_2 200 µg/m³ s maximálním počtem překročení 18× ročně. Roční průměrná koncentrace pro NO_2 je stanovena jako 40 µg/m³ ve smyslu ochrany zdraví lidí.

V roce 2024 byla schválena evropská směrnice (EU) 2024/2881, která přináší přísnější limity pro ochranu lidského zdraví s platností od roku 2030. Konkrétně je roční průměr snížen na 20 µg/m³ a hodinový průměr smí být překročen pouze 3× za rok. Zároveň je nově zaveden denní limit 50 µg/m³, který může být překročen maximálně 18× ročně.

Důležitým aspektem je kromě ročních a hodinových průměrů i počet maximálních překročení vybraných průměrů: např. u hodinového NO_2 je stanoveno až 18× ročně. V praxi toto znamená, že lokalita uvažované instalace musí být posouzena nejen podle ročního průměru, ale i podle denních či hodinových extrémů, a to včetně stávajícího imisního pozadí a vlivu mobilních (doprava v okolí kotelen) i stacionárních zdrojů.

Tabulka 49: Imisní limity NO_2

Látka	Doba průměrování	Do roku 2030		Od roku 2030	
		Limit (µg/m³)	Maximální počet překročení za rok	Limit (µg/m³)	Maximální počet překročení za rok
NO_2	roční průměr	40	–	20	–
NO_2	hodinový průměr	200	18×	200	3×
NO_2	denní průměr	–	–	50	18×

Zdroj: CHMI, vlastní zpracování

Při posuzování uvažovaného umístění kogenerační jednotky je nutné vycházet také ze specifických emisních limitů pro stacionární spalovací zdroje. Na území hlavního města Prahy platí pro stacionární zdroje, včetně kogeneračních jednotek, obecné emisní limity stanovené zákonem č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší, a prováděcí vyhláškou č. 415/2012 Sb. Specifické emisní limity jsou v Praze, obdobně jako v ostatních krajích, stanovovány individuálně v povolení provozu příslušným krajským úřadem (MHMP) s ohledem na aktuální imisní situaci a na požadavky Programu zlepšování kvality ovzduší aglomerace Praha CZ01. V praxi to znamená, že v imisně zatížených lokalitách může být uložena povinnost provozovatelům jednotlivých zařízení použít nízkoemisní technologie (vyšší emisní třídy NO_x) nebo splnit přísnější emisní limit, než je celostátně stanovený požadavek, aby nebylo ohroženo plnění imisních limitů NO_2 a NO_x v městské zástavbě. Součástí procesu povolování může být také požadavek na zpracování rozptylové studie, která prokáže, že provoz nového zdroje nezhorší kvalitu ovzduší v dané lokalitě.

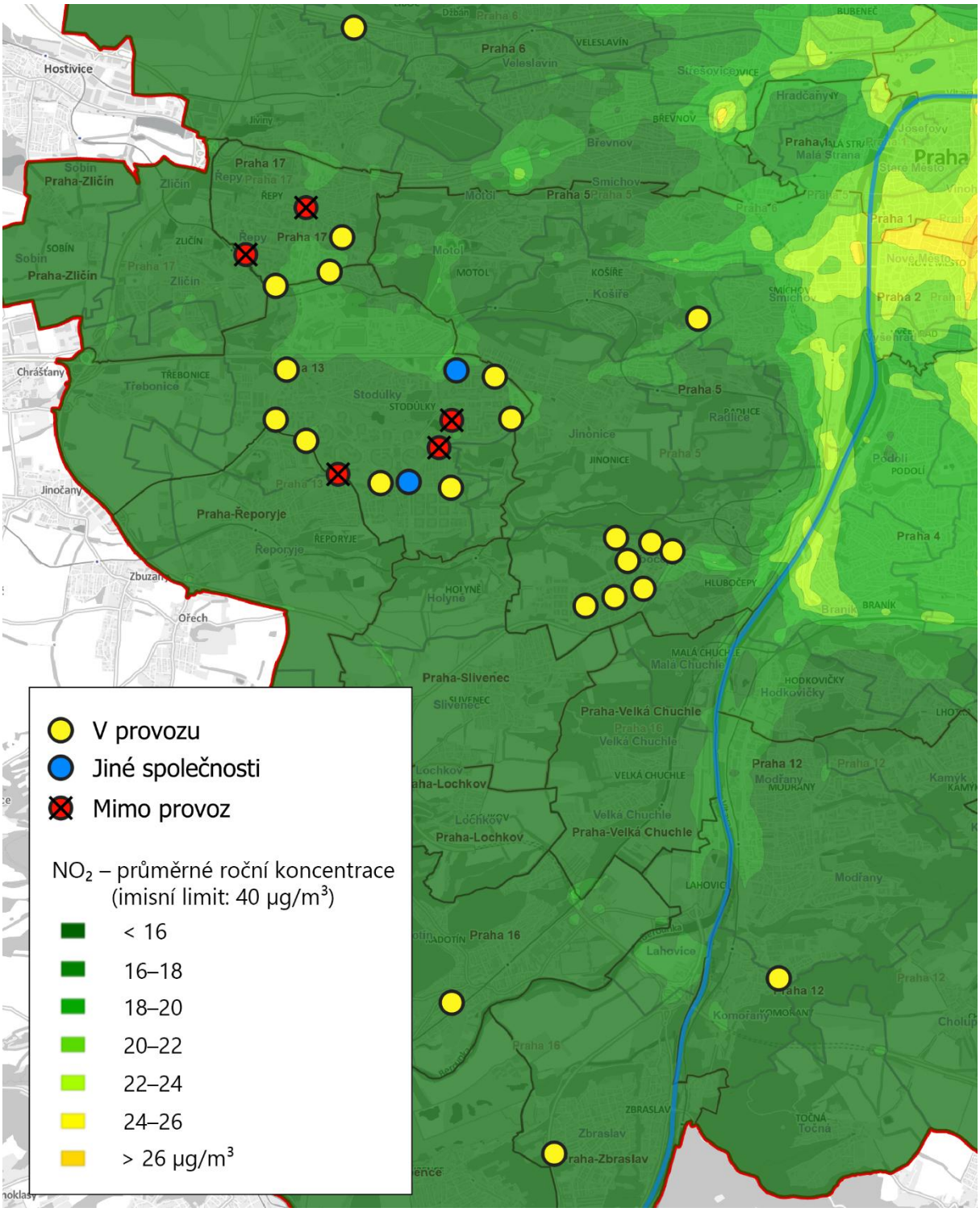
Aktuální imisní situaci v Praze lze hodnotit s využitím Atlasu životního prostředí IPR Praha. Jedná se o mapové podklady, které poskytují modelové informace o kvalitě ovzduší (včetně koncentrací NO_2) na území města.

Podle modelových výstupů Atlasu životního prostředí IPR Praha (rok 2023) se roční průměrné koncentrace NO_2 v oblasti blokových kotelen VEPA na levém břehu Vltavy pohybují řádově v intervalu cca 15–20 µg/m³, přičemž odhadovaná nejvyšší hodinová koncentrace dosahuje zhruba 60–80 µg/m³. Tyto hodnoty leží výrazně pod platnými imisními limity, a modelové hodnocení proto prokazuje, že v současném stavu nedochází v dané lokalitě k jejich překračování.

Za předpokladu platnosti nových imisních limitů od roku 2030 je nutné upozornit, že modelované roční koncentrace NO_2 v oblasti kotelen VEPA (cca 15–20 µg/m³) se již nyní pohybují na úrovni hodnot blízkých novému ročnímu limitu 20 µg/m³. V případě instalace nových kogeneračních jednotek by jejich dodatečný příspěvek k imisní zátěži mohl v obdobích nepříznivých rozptylových podmínek, zejména během zimní topné sezóny, způsobit lokální překročení těchto limitních hodnot. K imisní situaci je navíc nutné přičíst vliv silniční dopravy, která představuje jeden z hlavních zdrojů emisí oxidů dusíku v Praze a významně zvyšuje koncentrace NO_2 v hustě zastavěném městském prostředí. **S ohledem na aktuální trendy nelze do roku 2035 očekávat tak výrazné snížení emisí z dopravy, které by samo o sobě vedlo k významnému zlepšení lokálních imisních podmínek.** Kombinovaný účinek stacionárních zdrojů a dopravních emisí tak může lokálně přiblížit či v některých obdobích dokonce překročit imisní limity, zejména po jejich zpřísnění od

roku 2030. Za těchto okolností by provoz kogeneračních jednotek mohl být nutně technicky nebo provozně omezen, aby bylo zajištěno dodržování imisních limitů v dané lokalitě.

Obrázek 8: Modelová průměrná roční koncentrace NO2 v okolí kotelen VEPA



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

Umisťování kogeneračních jednotek – provozní podpora KVET

V současném českém rámci podpory pro vysoce účinnou kombinovanou výrobu elektřiny a tepla (KVET) existují v zásadě dvě hlavní formy provozní podpory – tzv. *zelený bonus* (pro malé výroby) a *aukční bonus* (pro větší zdroje). Všechny alokace výkonu pro nové zdroje jsou definovány v Nařízení vlády č. 189/2022 Sb., které se aktualizuje přibližně každé tři roky; poslední aktualizace byla k 1. 1. 2025.

Zelený bonus je určen pro výrobny elektřiny s instalovaným výkonem do 1 MWe. V příloze č. 1 k nařízení však pro roky 2026 a 2027 není pro tuto kategorii vymezena žádná alokace instalovaného výkonu, což znamená, že pro nové nebo rekonstruované jednotky instalované v těchto letech není v tomto režimu stanoven žádný bonus. Tato nejistota může výrazně ovlivnit ekonomiku nových malých kogeneračních jednotek.

Aukční bonus umožňuje provozovateli přihlásit zdroj s výkonem nad 1 MW do výběrového řízení (aukce) vyhlášeného Ministerstvem průmyslu a obchodu ČR (MPO), kde nabídne referenční cenu elektřiny. MPO vyhlašuje v těchto výzvách alokovaný instalovaný výkon a vybírá nižší nabídky referenční ceny do naplnění tohoto výkonu. Výrobna, která uspěje, může následně čerpat podporu po dobu 15 let. Režim umožňuje využití zemního plynu v zařízení, avšak provozovatel musí zajistit transformaci na obnovitelné nebo nízkouhlíkové palivo do roku 2050.

Například v roce 2024 byla vyhlášena aukce na celkový soutěžený výkon 1 280 MWe. V roce 2025 byly vyhlášeny aukce dvě na soutěžený výkon 905 MWe a 910,5 MWe. Na roky 2026 a 2027 však již není alokace instalovaného výkonu pro aukční režim uvedena.

Podpora elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby (KVET) představuje významný ekonomický stimul pro umisťování kogeneračních jednotek do systému CZT. Z hlediska technických a provozních omezení (blokové kotelny, síť, prostor) se jeví jako optimální uvažovat jednotky spíše v menším rozsahu (cca 1 MWe). V současné době však panuje nejistota, zda budou nové malé jednotky v letech 2026 a 2027 mít nárok na provozní podporu formou zeleného bonusu, což může bránit jejich realizaci. V případě velkých jednotek je možným řešením využít režim aukce.

Umisťování tepelných čerpadel

Další možností splnění podmínek účinné soustavy zásobování teplem je zapojení obnovitelných zdrojů energie do výroby tepla. V blokových kotelnách lze uvažovat například o instalaci tepelných čerpadel. Tato zařízení mohou v letním období pokrývat výrobu tepla pro potřeby přípravy teplé vody, kdy nejsou kladeny vysoké nároky na výstupní teplotu ze zdroje. Konkrétní parametry provozu zdroje a tepelné sítě, zejména požadovaný tepelný výkon se však může v jednotlivých lokalitách výrazně lišit.

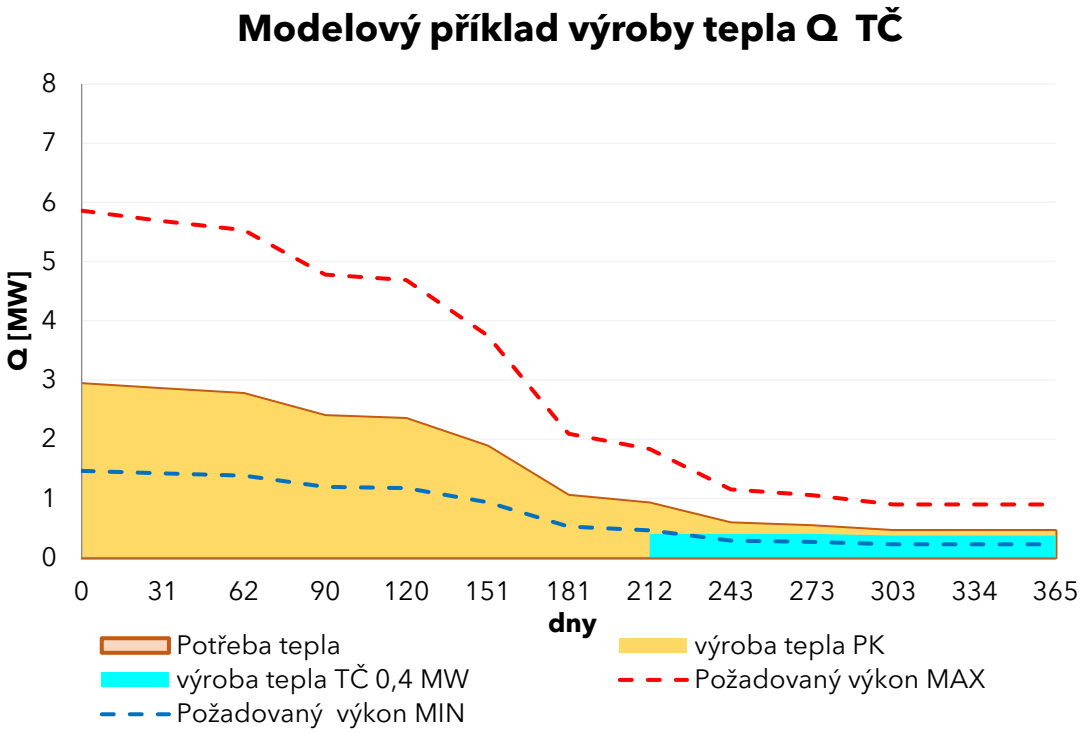
Modelový příklad

Pro posouzení možnosti pokrytí části výroby tepla tepelnými čerpadly je použit stejný modelový příklad jako v případě posouzení umisťování kogeneračních jednotek. Uvažován je provoz tepelných čerpadel v období přibližně od května do září a jejich instalovaný výkon na úrovni až 400 kW.

V modelu není v letních měsících pokryta celková výroba tepla pouze tepelnými čerpadly, a to s ohledem na snahu optimálního využití jejich instalovaného výkonu. Výkonové špičky

jsou proto nadále zajištěny plynovými kotli. I přesto jsou tepelná čerpadla schopna pokrýt přibližně 10 % z celkové roční potřeby tepla.

Graf 17: Roční diagram trvání potřeby tepla – modelový příklad výroby z TČ – Pilíř 2



Zdroj: vlastní zpracování

Umisťování tepelných čerpadel do blokových kotelen však naráží na několik omezení. Patří mezi ně například požadavek na vysokou výstupní teplotu i během letního období, které jsou tepelná čerpadla schopna dosáhnout, avšak za cenu významného snížení účinnosti. Další překážkou může být omezený vnitřní prostor kotelen, do kterého je nutné umístit část technologie.

Pro zvýšení využití tepelných čerpadel a omezení provozu plynových kotlů v letním období je vhodné uvažovat také instalaci akumulace tepla. Akumulace umožňuje vyrovnávat krátkodobé výkonové špičky, prodloužit dobu provozu tepelného čerpadla v optimálním režimu a snížit počet jeho startů. Současně však zvyšuje nároky na prostorové uspořádání kotelny, protože kromě samotného tepelného čerpadla je nutné umístit také akumulační nádobu, související potrubní propojení, čerpadla, armatury a regulační prvky.

V případě tepelných čerpadel typu vzduch-voda mohou vznikat komplikace rovněž s umístěním venkovních jednotek, které musí splňovat hlukové limity v dané lokalitě. Z tohoto pohledu se jako vhodnější řešení mohou jevit tzv. kompaktní (monoblokové) jednotky určené pro vnitřní instalaci, u nichž je výparník integrován v tělese zařízení a přívod i odvod venkovního vzduchu je řešen prostřednictvím stavebních prostupů ve stěně kotelny. Toto řešení může snížit nároky na venkovní prostor a usnadnit splnění hlukových limitů, avšak i nadále klade zvýšené požadavky na dispoziční a stavební řešení objektu.

Závěr omezení

Z výše uvedeného vyplývá, že rozvoj blokových kotelen nelze řešit jedním univerzálním opatřením. Samotné rozšíření KVET naráží na provozní, prostorové, imisní a ekonomické limity. Samotná tepelná čerpadla zase narážejí na teplotní režim soustav, elektrickou kapacitu, prostorové možnosti a hlukové podmínky.

Modelové posouzení bylo záměrně provedeno na obecně zvoleném příkladu, který není vázán na konkrétní kotelnu, ale popisuje typické provozní chování menších lokálních soustav CZT s blokovými kotelnami. Cílem je ukázat, že kombinace kogeneračních jednotek a tepelných čerpadel může při vhodném provozním uspořádání představovat vhodný směr pro splnění požadavků na účinnou soustavu zásobování teplem po roce 2028.

Konkrétní realizace však vždy vyžaduje individuální posouzení jednotlivých kotelen, zejména z hlediska průběhu potřeby tepla, prostorových možností, imisních podmínek, hlukových limitů, elektrického připojení a možnosti umístění souvisejících technologií včetně akumulace tepla.

3.3.2 Varianta 0

Tabulka 50: Karta varianty 0 Pilíře 2

Pilíř č.	2 – Blokové kotelny
Varianta č.	0
Název varianty	Referenční stav – zachování stávajícího provozu blokových kotelen VEPA bez dalšího rozvoje zdrojové základny
Lokalita/území realizace	Praha – levý břeh Vltavy; blokové kotelny společnosti VEPA (mimo soustavy Veleslavín a Juliska)
Odůvodnění varianty	Varianta slouží jako referenční stav pro porovnání ostatních variant Pilíře 2. Hodnotí situaci, v níž jsou blokové kotelny zachovány v současné zdrojové konfiguraci bez instalace nových kogeneračních jednotek nebo obnovitelných zdrojů energie.
Hlavní přínosy	• Bez nových systémových investic do rozvoje zdrojové základny. • Zachování stávajícího provozu plynových kotlů a kogeneračních jednotek.
Hlavní nevýhody	• Podíl výroby tepla z KVET pouze ~13 % (při provozu 3 300 h/rok) nebo ~15 % (4 000 h/rok). • Žádné obnovitelné zdroje energie. • Nesplnění požadavků na účinnou soustavu zásobování teplem od roku 2028. • Vysoká závislost na zemním plynu a emisních povolenkách ETS.
Popis varianty	Varianta 0 zachovává stávající konfiguraci blokových kotelen VEPA. Stávající kogenerační jednotky mají tepelný výkon 10,9 MW a elektrický výkon ~9,8 MW (účinnosti: teplo 48 %, elektřina 43 %). Při provozu 3 300 h/rok činí výroba tepla z KVET ~129 TJ/rok (~13 % celkové výroby). Zbývajících ~87 % výroby tepla (~891 TJ/rok) zajišťují plynové kotle. Celková roční výroba tepla: ~1 020 TJ/rok.
Paralelní aktivity	Případná běžná obnova stávajících plynových kotlů, MaR a provozních zařízení (nejsou předmětem variantního hodnocení, nejde o nové investice do rozvoje zdrojové základny).
Odhad investičních nákladů	Bez nových systémových investic do rozvoje zdrojové základny blokových kotelen.
Ekonomické hodnocení	Modelová cena tepla: 1 268 až 1 686 Kč/GJ bez DPH (základ: provoz KVET 3 300 h/rok). Cena tepla tvořena proměnnými náklady na zemní plyn, emisní povolenky a provoz KVET, sníženými o výnosy z výroby elektřiny.
Environmentální dopady	Rozhodující část emisí z plynových kotlů pokrývajících ~87 % výroby tepla. Bez zapojení OZE. Rozsah imisního zatížení odpovídá stávajícímu stavu.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~69 000 t CO_2/rok (provoz KVET 3 300 h); z toho ~60 100 t CO_2/rok pouze z výroby tepla. Při prodloužení provozu KVET na 4 000 h/rok: celkové emise ~71 000 t CO_2/rok, emise z výroby tepla ~59 700 t CO_2/rok.

Rizika realizace	• Regulatorní: nesplnění požadavků na účinnou soustavu od roku 2028 (podíl KVET + OZE min. 50 %, z toho OZE min. 5 %). • Cenové: vysoká závislost na ceně zemního plynu a emisních povolenkách ETS. • Strategické: bez OZE nelze splnit požadavky na účinnou soustavu ani po roce 2035 (OZE min. 35 %).
Poznámky	Celkový instalovaný tepelný výkon blokových kotelen dle licence ERÚ: 298 MW. KVET instalována v 11 kotelnách; v ostatních není KVET. Podíl výroby tepla z KVET se v jednotlivých kotelnách pohybuje od 0 % do ~70 % dle velikosti soustavy. Teplotní režim soustav: ~90/70–60 °C zimní, ~70/50 °C letní.

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 0 představuje variantu bez dalšího rozvoje zdrojové základny. Předpokládá se zachování současného stavu blokových kotelen, tedy provoz stávajících plynových kotlů a již instalovaných kogeneračních jednotek bez významného navýšení výkonu KVET nebo doplnění obnovitelných zdrojů energie.

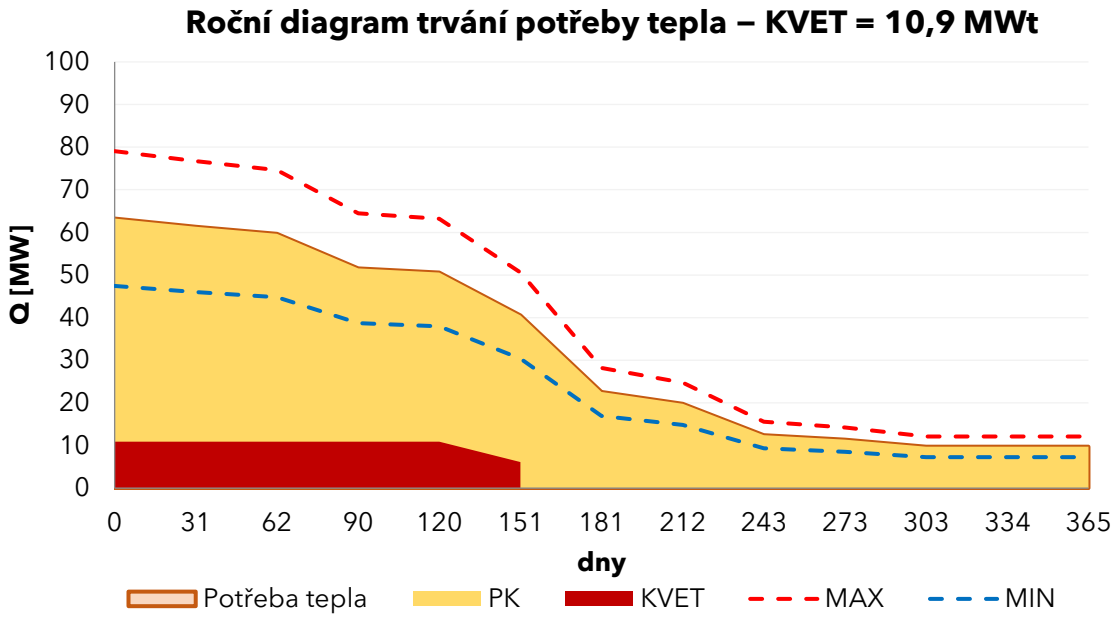
Tato varianta slouží jako výchozí stav pro porovnání ostatních variant. Z hlediska budoucích požadavků na účinnou soustavu zásobování tepelnou energií však nepředstavuje dostatečné řešení, protože podíl tepla z vysoce účinné KVET a OZE zůstane velmi nízký.

Globální pohled – varianta 0

V současnosti je v blokových kotelnách instalován tepelný výkon kogeneračních jednotek 10,9 MW. V modelu je uvažován jejich provoz po dobu 3 300 hodin ročně, odpovídající modelově uvažovanému rozsahu podporované výroby KVET.

Při těchto předpokladech vychází roční výroba tepla z KVET přibližně 129 TJ, což odpovídá přibližně 13 % celkové roční výroby tepla v posuzovaných blokových kotelnách. Zbývajících přibližně 87 % výroby tepla je zajištěno plynovými kotli.

Graf 18: Roční diagram trvání potřeby tepla – Blokové kotelny – varianta 0 Pilíř 2



Zdroj: vlastní zpracování

Tabulka 51: Modelové pokrytí výroby tepla

Zdroj		KVET	PK	Součet
Roční výroba tepla	(GWh)	36	247	283
	(TJ)	129	890	1 020
Pokrytí výroby tepla	(%)	13 %	87 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Lokální pohled – varianta 0

Lokální pohled ukazuje, že stávající instalace kogeneračních jednotek je mezi jednotlivými kotelnami rozložena nerovnoměrně. V některých lokalitách není KVET instalována vůbec, zatímco v jiných může modelový podíl výroby tepla z KVET dosahovat vyšších hodnot.

Při modelovém provozu 3 300 hodin ročně odpovídá celkový podíl výroby tepla z KVET přibližně 13 %. Při prodloužení provozu na 4 000 hodin ročně by se tento podíl zvýšil přibližně na 15 %. Podíl v jednotlivých kotelnách se přitom pohybuje od 0 % až po 70 % dle velikosti soustavy a instalovaného výkonu KVET. Tyto hodnoty však stále nedosahují úrovně požadované pro účinnou soustavu zásobování tepelnou energií.

Je nutné zdůraznit, že uvedené hodnoty představují modelový potenciál. Skutečný provoz kogeneračních jednotek se může v jednotlivých letech odvíjet od ekonomiky provozu, zejména ceny elektřiny, ceny plynu, provozních omezení a rozhodnutí provozovatele.

Tabulka 52: Pilíř 2 – varianta 0: lokální pohled, výroba tepla z KVET

Označení kotelny	Tepelný inst. výkon KVET	Roční výroba tepla KVET		Pokrytí výroby tepla z KVET	
		3 300 h	4 000 h	3 300 h	4 000 h
	MW	GJ	GJ	%	%
BK1	0	0	0	0 %	0 %
BK2	0	0	0	0 %	0 %
BK3	0	0	0	0 %	0 %
BK4	0,53	6 320	7 661	57 %	69 %
BK5	0	0	0	0 %	0 %
BK6	0	0	0	0 %	0 %
BK7	0	0	0	0 %	0 %
DOK1	1,02	12 094	14 659	18 %	22 %
LOK3	1,02	12 094	14 659	12 %	15 %
LOK5	1,02	12 094	14 659	15 %	18 %
NBOK13	0	0	0	0 %	0 %
NBOK17	1,07	12 735	15 437	18 %	22 %
BK R1 (R2)	0	0	0	0 %	0 %
ŘOK1	1,07	12 735	15 437	32 %	39 %
ŘOK2	0	0	0	0 %	0 %
ŘOK4	1,02	12 094	14 659	10 %	12 %
SOK1	1,07	12 735	15 437	42 %	51 %
SOK2	1,07	12 735	15 437	32 %	39 %
VOOK8	1,07	12 735	15 437	25 %	31 %

VZB	0,96	11 381	13 795	15 %	18 %
VKM	0	0	0	0 %	0 %
VKO	0	0	0	0 %	0 %
CELKEM	**10,92**	**129 753**	**157 277**	**13 %**	**15 %**

Zdroj: vlastní zpracování

Orientační investiční rámec varianty 0

Varianta 0 představuje referenční stav bez dalšího rozvoje zdrojové základny blokových kotelen. Nepředpokládá se instalace nových kogeneračních jednotek, tepelných čerpadel ani související akumulace tepla. Z tohoto důvodu nejsou v rámci varianty uvažovány nové systémové investiční náklady vyvolané změnou koncepce zásobování teplem.

Případné investice do běžné obnovy stávajících plynových kotlů, lokálních rozvodů, MaR, stavebních částí kotelen nebo ostatních provozních zařízení nejsou v této variantě samostatně oceňovány, protože představují obnovovací investice existujícího stavu, nikoliv investice vyvolané posuzovanou variantou rozvoje.

Shrnutí varianty 0

Varianta 0 představuje referenční stav blokových kotelen VEPA bez dalšího rozvoje zdrojové základny. V této variantě je zachován provoz stávajících plynových kotlů a již instalovaných kogeneračních jednotek, bez navýšení výkonu KVET a bez doplnění nových obnovitelných zdrojů energie.

Celková roční potřeba tepla posuzovaných blokových kotelen je uvažována na úrovni přibližně 1 020 TJ/rok. Při modelově uvažovaném provozu stávajících kogeneračních jednotek po dobu 3 300 hodin ročně vychází výroba tepla z KVET přibližně na 129 TJ/rok, což odpovídá přibližně 13 % celkové výroby tepla. Zbývající část je pokryta výrobou z plynových kotlů.

Jako doplňkové porovnání je posouzen také provoz kogeneračních jednotek po dobu 4 000 hodin ročně. V tomto případě by výroba tepla z KVET vzrostla přibližně na 157 TJ/rok a její podíl na celkové výrobě tepla přibližně na 15 %. Ani tato vyšší provozní doba však neumožňuje dosažení požadovaného podílu KVET pro splnění požadavků na účinnou soustavu.

Hodnocení z hlediska účinné soustavy

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu zásobování teplem varianta 0 nevyhovuje ani po roce 2028. Stávající kogenerační jednotky sice přispívají k částečnému snížení výroby tepla v plynových kotlích, jejich instalovaný výkon a rozsah provozu však nejsou dostatečné pro dosažení požadovaného podílu KVET. Obnovitelné zdroje energie nejsou v této variantě uvažovány. Bez dalšího rozvoje KVET nebo OZE proto blokové kotelny zůstávají převážně plynovým zdrojem tepla.

I při prodloužení provozu kogeneračních jednotek na 4 000 hodin ročně zůstává podíl výroby tepla z KVET pouze přibližně na úrovni 15 %. Tento výsledek potvrzuje, že samotné využití stávajících kogeneračních jednotek bez dalšího rozvoje zdrojové základny není pro splnění požadavků účinné soustavy dostačující.

Z pohledu účinné soustavy je nutné každou jednotlivou soustavu posuzovat zvlášť, toto hodnocení je provedeno ve Shrnutí Pilíře 2.

Tabulka 53: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 0 Pilíře 2

Varianta 0 – bez nového výkonu KVET a OZE			KVET	OZE	Plynové zdroje	Celkem
Provoz KGJ 3 300 hodin	roční výroba tepla	GWh	36	0	248	283
		TJ	129	0	891	1 020
	pokrytí roční výroby tepla	%	13 %	0 %	87 %	100 %
Provoz KGJ 4 000 hodin	roční výroba tepla	GWh	44	0	240	283
		TJ	157	0	863	1 020
	pokrytí roční výroby tepla	%	15 %	0 %	85 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Environmentální hodnocení

Z environmentálního hlediska představuje varianta 0 výchozí emisní stav Pilíře 2. Při modelově uvažovaném provozu KVET 3 300 hodin ročně vycházejí celkové emise CO_2 přibližně na 69 tis. tun CO_2/rok. Emise CO_2 související pouze s výrobou tepla činí přibližně 60 tis. tun CO_2/rok.

Při prodloužení provozu KVET na 4 000 hodin ročně se celkové emise CO_2 mírně zvyšují přibližně na 71 tis. tun CO_2/rok, a to zejména v důsledku vyšší souběžné výroby elektřiny. Emise CO_2 připadající na výrobu tepla však zůstávají na obdobné úrovni, přibližně 60 tis. tun CO_2/rok. Rozhodující část emisí je tak i nadále spojena s výrobou tepla v plynových kotlích, které pokrývají převážnou část potřeby tepla posuzovaných blokových kotelen.

Vyšší provoz kogeneračních jednotek mírně zvyšuje celkové emise CO_2, protože současně dochází k vyšší výrobě elektřiny. Po rozdělení emisí mezi výrobu tepla a elektřiny však emise připadající na výrobu tepla zůstávají přibližně na obdobné úrovni. Varianta 0 proto představuje výchozí emisní stav, ve kterém je většina tepla nadále vyráběna v plynových kotlích.

Tabulka 54: Emisní bilance varianty 0 Pilíře 2

Varianta 0 – bez nového výkonu KVET a OZE		Provoz KVET 3 300 h				Provoz KVET 4 000 h			
		KVET	OZE	PK	Celkem	KVET	OZE	PK	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	15 138	0	54 189	69 327	18 349	0	52 514	70 863
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	5 925	0	54 189	60 114	7 182	0	52 514	59 695
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	9 213	0	0	9 213	11 167	0	0	11 167

Zdroj: vlastní zpracování

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z hlediska modelové ceny tepla představuje varianta 0 stav bez nových investic do zdrojové základny a bez nových investic do tepelné infrastruktury. Výsledná cena tepla je proto tvořena zejména proměnnými náklady na zemní plyn, emisní povolenky a provoz stávajících kogeneračních jednotek, přičemž výnosy z výroby elektřiny v KVET jsou zohledněny jako záporná nákladová položka. Stálé náklady odpovídají provozu stávajících blokových kotelen a souvisejících lokálních soustav.

Modelová cena tepla ve variantě 0 je stanovena při provozu stávajících kogeneračních jednotek po dobu 3 300 hodin ročně. Doplňkově posuzovaný provoz KVET po dobu 4 000 hodin ročně slouží pouze pro technické a emisní porovnání, nikoliv jako základ ekonomického hodnocení. Výsledná modelová cena tepla ve variantě 0 činí 1 268 až 1 686 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je sestrojena dle principu popsaného v kapitole 2.3.3.

Pro výpočet modelové ceny tepla je jako jmenovatel uvažována dodávka tepla konečným odběratelům ve výši 938 TJ/rok. Rozdíl oproti výrobě tepla představuje orientačně uvažované tepelné ztráty.

Tabulka 55: Modelová cena tepla ve variantě 0 Pilíře 2

Varianta 0 – Pilíř 2 – bez nového výkonu KVET a OZE		Nízká	Referenční	Vysoká
Dodávka tepla odběratelům	TJ	938	938	938
PN	tis. Kč	485 746	737 427	878 355
	Kč/GJ	518	786	936
SN	tis. Kč	703 500	703 500	703 500
	Kč/GJ	750	750	750
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**1 268**	**1 536**	**1 686**

Pozn.: Provoz KGJ je v modelové ceně uvažován na úrovni 3 300 hodin. *Zdroj: vlastní zpracování*

3.3.3 Varianta 1 – KVET

Tabulka 56: Karta varianty 1 Pilíře 2

Pilíř č.	2 – Blokové kotelny
Varianta č.	1
Název varianty	Rozšíření vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET) v blokových kotelnách VEPA
Lokalita/území realizace	Levý břeh Vltavy; blokové kotelny VEPA (mimo soustavy Veleslavín a Juliska); nové kogenerační jednotky ve vybraných kotelnách dle prostorových, provozních a síťových podmínek
Odůvodnění varianty	Přirozený rozvojový směr navazující na stávající palivovou infrastrukturu (zemní plyn). Část kotelen již KVET provozuje. Cílem je navýšení podílu vysoce účinné kombinované výroby a přiblížení se požadavkům na účinnou soustavu zásobování teplem.
Hlavní přínosy	• Využití stávající plynové infrastruktury – bez změny palivové základny. • Navýšení podílu výroby tepla z KVET na ~25 % (3 300 h/rok) nebo ~30 % (4 000 h/rok). • Kombinovaná výroba elektřiny (~9,2 MWe nového výkonu) snižuje provozní náklady. • Mírné snížení emisí CO_2 z výroby tepla oproti variantě 0.
Hlavní nevýhody	• Podíl KVET (~25–30 %) nedosahuje požadavků účinné soustavy (min. 50 % KVET + OZE, z toho min. 5 % OZE). • Nulový podíl OZE – varianta nesplňuje požadavky ani po roce 2035. • Prostorové, imisní a síťové limity kotelen omezují reálný potenciál KVET na ~21,2 MW (vs. 68,5 MW potřebných pro 80 % KVET). • Nejistota provozní podpory: zelený bonus pro < 1 MWe bez alokace pro 2026–2027.
Popis varianty	Nové kogenerační jednotky jsou instalovány ve vybraných kotelnách dle podmínek (typické schéma: 2 kotle + 1 KGJ nebo 2 kotle + 2 KGJ). Nový tepelný výkon KVET: ~10,3 MWt (~9,2 MWe). Celkový tepelný výkon KVET (stávající + nové): ~21,2 MW. Výroba tepla z KVET: ~252 TJ/rok (~25 %) při 3 300 h/rok nebo ~306 TJ/rok (~30 %) při 4 000 h/rok. Zbývající část výroby tepla z plynových kotlů. Celková výroba tepla: ~1 020 TJ/rok.
Paralelní aktivity	• Vyvedení elektrického výkonu nových KVET do distribuční sítě. • Úpravy spalinových cest a případná hlukové opatření. • Posouzení imisního dopadu nových stacionárních zdrojů NO_X. • Účast v aukci MPO pro zdroje > 1 MWe (15leté období podpory).
Odhad investičních nákladů	Orientační investiční rámec: ~410 mil. Kč bez DPH, z toho: • Vlastní technologie KVET (~9,2 MWe × 40 tis. Kč/kWe): ~369 mil. Kč bez DPH. • Přirážka 10 % (stavební úpravy, napojení, MaR, projekce): ~36,9 mil. Kč bez DPH.

	Bez uvažované investiční dotace.
Ekonomické hodnocení	Modelová cena tepla: 1 319 až 1 732 Kč/GJ bez DPH (základ: provoz KVET 3 300 h/rok). Vyšší stálé náklady (nové KGJ) jsou částečně kompenzovány výnosy z elektřiny.
Environmentální dopady	Mírné snížení emisí CO_2 z výroby tepla; vyšší celkové emise CO_2 z důvodu vyšší výroby elektřiny z KVET (rozdělení emisí). Bez zapojení OZE. Nový příspěvek ke koncentracím NO_X v lokalitách kotelen.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~76 000 t CO_2/rok (3 300 h) nebo ~79 000 t CO_2/rok (4 000 h). Emise z výroby tepla: ~58 000 t CO_2/rok (3 300 h) nebo ~57 000 t CO_2/rok (4 000 h).
Rizika realizace	• Prostorové: typicky 2 kotelní pozice na 1 KGJ; omezený prostor v menších kotelnách. • Imisní: zpřísněné limity NO_2 od roku 2030 (EU 2024/2881: roční průměr 20 µg/m³); stávající pozadí 15–20 µg/m³ v oblasti kotelen. • Regulatorní: nejistota provozní podpory zelený bonus pro < 1 MWe (bez alokace 2026–2027). • Síťové: omezená kapacita vyvedení elektrického výkonu v některých lokalitách, teoreticky problematické rozhraní přenosové a distribuční soustavy. • Strategické: varianta nesplňuje požadavky účinné soustavy – nutné doplnění OZE.
Poznámky	Globální model: pro 80 % podíl KVET by bylo třeba 68,5 MWt (57 MWe) – lokální potenciál (21,2 MWt) dosahuje pouze ~31 % tohoto požadavku. Kotelny nevhodné pro KGJ: VKM, VKO, BK R1/R2. Kotelna Zbraslav: část dodávky ve formě páry; přechod na teplovodní režim podmíněn souhlasem odběratele. Podíl výroby tepla z KVET v jednotlivých kotelnách: typicky 15–40 %.

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 1 posuzuje možnost splnění požadavků na účinnou soustavu zásobování tepelnou energií prostřednictvím rozšíření výroby tepla z vysoce účinné KVET.

Tato varianta vychází z logiky současného technického uspořádání blokových kotelen. Kotelny jsou již napojeny na zemní plyn a část z nich již kogenerační jednotky provozuje. Rozšíření KVET se proto jeví jako přirozený rozvojový směr, který využívá stávající palivovou infrastrukturu a umožňuje současnou výrobu tepla a elektřiny.

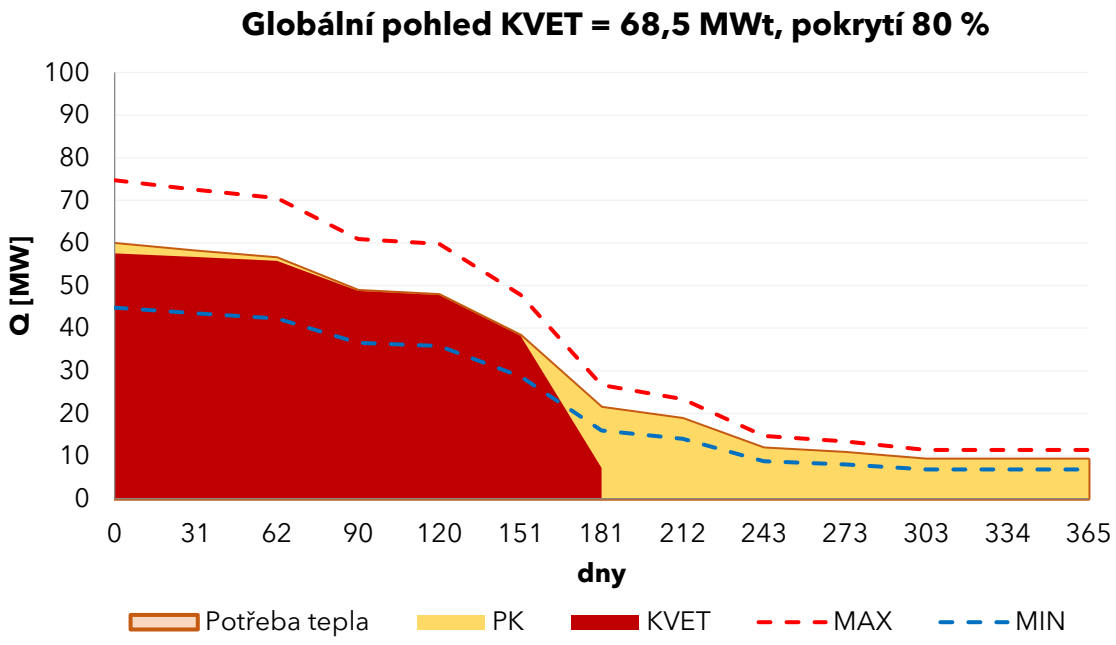
Globální pohled – varianta 1

V globálním pohledu je uvažováno, že výroba tepla z KVET pokryje 80 % celkové roční výroby tepla. Tento stav odpovídá modelovému splnění požadavků na účinnou soustavu zásobování tepelnou energií pouze prostřednictvím vysokého podílu KVET až do roku 2035.

Při celkové roční výrobě tepla 1 020 TJ by bylo nutné zajistit výrobu tepla z KVET přibližně 813 TJ ročně. Při uvažované době provozu kogeneračních jednotek 3 300 hodin ročně by tomu odpovídal potřebný instalovaný tepelný výkon KVET přibližně 68,5 MW. Tento výkon odpovídá přibližnému elektrickému výkonu 57 MW.

Z globálního pohledu tedy varianta ukazuje technický rozsah zdrojů, který by byl potřebný pro splnění požadavků prostřednictvím KVET. Neříká však, zda je tento rozsah reálně umístitelný v jednotlivých blokových kotelnách.

Graf 19: Roční diagram trvání potřeby tepla – globální pohled – varianta 1 Pilíře 2



Zdroj: vlastní zpracování

Tabulka 57: Modelové pokrytí výroby tepla

Zdroj		KVET	PK	Součet
Roční výroba tepla	(GWh)	226	57	283
	(TJ)	813	206	1 020
Pokrytí výroby tepla	(%)	80 %	20 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Lokální pohled – varianta 1

Potenciál instalace KVET v blokových kotelnách

Lokální pohled posuzuje, jaký výkon kogeneračních jednotek je možné reálně uvažovat v jednotlivých kotelnách s ohledem na jejich prostorové, provozní a síťové podmínky.

Posouzení potenciálu další instalace kogeneračních jednotek bylo provedeno s ohledem na časový průběh požadovaného tepelného výkonu, prostorové možnosti jednotlivých kotelen a nutnost zachování dostatečného špičkového a záložního výkonu plynových kotlů. Cílem nebylo maximalizovat instalovaný výkon KVET za každou cenu, ale identifikovat technicky a provozně realistické možnosti rozšíření výroby tepla z KVET v jednotlivých lokalitách.

Většina blokových kotelen byla historicky navržena se čtyřmi nebo pěti kotelními pozicemi. Dle informací provozovatele zabírá umístění jedné kogenerační jednotky zpravidla dvě kotelní pozice. To významně ovlivňuje možné koncepce uspořádání zdrojů, protože je nutné současně zajistit krytí špičkového výkonu i zálohování dodávky tepla.

U kotelen se čtyřmi kotelními pozicemi lze typicky uvažovat schéma 2× plynový kotel + 1× kogenerační jednotka. U kotelen s pěti kotelními pozicemi připadá v úvahu buď schéma 3× plynový kotel + 1× kogenerační jednotka, nebo – v případě příznivých prostorových a síťových podmínek – kombinace 2× plynový kotel + 2× kogenerační jednotka. Propojené sítě navíc umožňují individuální řešení, včetně využití odstavených kotelen pro umístění nové technologie, vždy však na základě samostatného technického posouzení.

Na základě těchto předpokladů byly identifikovány kotelny, ve kterých je instalace další kogenerační jednotky technicky nevhodná nebo nemožná (např. VKM, VKO, BK R1 (R2). Kotelna BK7 vykazuje z hlediska výroby tepla potenciál pro zapojení KVET, avšak její prostorové a výkonové možnosti instalaci vylučují. Kotelna Zbraslav může disponovat dalším potenciálem pro umístění KVET, avšak významná část dodávky tepla je zde realizována ve formě páry; případný přechod na teplovodní režim je omezen požadavky koncového odběratele.

Na základě posouzení jednotlivých kotelen byl identifikován potenciál celkového instalovaného tepelného výkonu KVET přibližně 21,2 MW. To představuje navýšení přibližně o 10 MW oproti stávajícímu stavu, avšak stále výrazně méně než 68,5 MW požadovaných v globální variantě pro dosažení 80% podílu KVET.

Při uvažovaném provozu 3 300 hodin ročně by tento potenciál umožnil pokrýt přibližně 25 % celkové výroby tepla z KVET. Při provozu 4 000 hodin ročně by podíl vzrostl přibližně na 30 %. V jednotlivých kotelnách se přitom podíl výroby z KVET typicky pohybuje v rozmezí přibližně 15 až 40 %.

Výsledek kvalitativního posouzení možnosti umístění KVET je shrnut v následující tabulce.

Tabulka 58: Výpis potenciálního umístění KVET

Označení kotelny	Stávající KVET?	Potenciál umístění KVET
BK1	ne	schéma 2× PK + 1 KGJ
BK2	ne	schéma 2× PK + 1 KGJ
BK3	ne	schéma 2× PK + 1 KGJ
BK4	ano	není
BK5	ne	schéma 2× PK + 1 KGJ
BK6	v přípravě	schéma 2× PK + 1 KGJ
BK7	ne	nevhodné pro umístění
DOK1	ano	rozšíření pouze za předpokladu schématu 2× PK + 2× KGJ
LOK3	ano	spojeno s odstavenou LOK4 (tam lze umístit novou KGJ), nebo schéma 2× PK + 2× KGJ
LOK5	ano	spojeno s odstavenou LOK6 (tam lze umístit novou KGJ), nebo schéma 2× PK + 2× KGJ
NBOK13	v přípravě	spojeno s NBOK17, lze umístit nový výkon při zachování alespoň 3× PK v sítí
NBOK17	ano	KGJ již umístěna, dále podmínka sítě viz NBOK13
BK R1 (R2)	ne	nevhodné pro umístění
ŘOK1	ano	nevhodné pro další výkon
ŘOK2	ne	schéma 2× PK + 1 KGJ
ŘOK4	ano	spojeno s odstavenou ŘOK3, ŘOK5 (tam lze umístit nové KGJ), nebo schéma 2× PK + 2× KGJ
SOK1	ano	nevhodné pro další výkon
SOK2	ano	nevhodné pro další výkon
VOOK8	ano	lze rozšířit za předpokladu, že kotelna společnosti VEČR ve stejné sítí bude držet zálohu v PK
VZB	ano	zatím nevhodné pro další rozšíření
VKM	ne	nevhodné pro umístění
VKO	ne	nevhodné pro umístění

Zdroj: ERÚ, VEPA, vlastní zpracování

Souhrnné kvantitativní výsledky posouzení potenciálu další instalace KVET v jednotlivých kotelnách jsou uvedeny v následující tabulce.

Tabulka 59: Výpis označení kotelny a její výpočetní roční výroba tepla z KVET

Označení kotelny	Instalovaný tepelný výkon KVET			Roční výroba tepla z KVET		Pokrytí výroby tepla z KVET	
	aktuální	potenciální	celkový	3 300 h	4 000 h	3 300 h	4 000 h
	MW	MW	MW	GJ	GJ	%	%
BK1	0	0,5	0,50	5 940	7 200	31 %	38 %
BK2	0	0,5	0,50	5 940	7 200	29 %	35 %
BK3	0	0,5	0,50	5 940	7 200	23 %	28 %
BK4	0,53	0	0,53	6 320	7 661	57 %	69 %
BK5	0	0,5	0,50	5 940	7 200	26 %	32 %
BK6	0	1	1,00	11 880	14 400	31 %	38 %
BK7	0	0	0,0	0	0	0 %	0 %
DOK1	1,02	1	2,02	23 974	29 059	36 %	43 %
LOK3	1,02	1	2,02	23 974	29 059	24 %	29 %
LOK5	1,02	1	2,02	23 974	29 059	30 %	36 %
NBOK13	0	1,5	1,50	17 820	21 600	29 %	35 %
NBOK17	1,07	0	1,07	12 735	15 437	18 %	22 %
BK R1 (R2)	0	0	0	0	0	0 %	0 %
ŘOK1	1,07	0	1,07	12 735	15 437	32 %	39 %
ŘOK2	0	0,4	0,40	4 752	5 760	20 %	25 %
ŘOK4	1,02	2	3,02	35 854	43 459	29 %	35 %
SOK1	1,07	0	1,07	12 735	15 437	42 %	51 %
SOK2	1,07	0	1,07	12 735	15 437	32 %	39 %
VOOK8	1,07	0,4	1,47	17 487	21 197	35 %	42 %
VZB	0,96	0	0,96	11 381	13 795	15 %	18 %
VKM	0	0	0	0	0	0 %	0 %
VKO	0	0	0	0	0	0 %	0 %
CELKEM	**10,92**	**10,30**	**21,22**	**252 117**	**305 597**	**25 %**	**30 %**

Zdroj: vlastní zpracování

Orientační investiční rámec varianty 1

Orientační investiční rámec varianty 1 je stanoven v cenové úrovni zpracování studie a v cenách bez DPH. Odhad představuje koncepční investiční rámec hlavních investičních celků, nikoliv položkový rozpočet stavby.

Ve variantě 1 je uvažováno rozšíření vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla v blokových kotelnách VEPA. Nově instalovaný tepelný výkon kogeneračních jednotek je uvažován přibližně na úrovni 10,3 MWt. Při uvažovaných modelových účinnostech kogeneračních jednotek, tedy 48 % pro výrobu tepla a 43 % pro výrobu elektřiny, odpovídá tento tepelný výkon přibližně 9,2 MWe elektrického výkonu.

Vlastní technologická část nových kogeneračních jednotek je oceněna měrným investičním nákladem 40 tis. Kč/kWe instalovaného elektrického výkonu. Při uvažovaném novém elektrickém výkonu přibližně 9,2 MWe vychází orientační investice do vlastní technologie kogeneračních jednotek přibližně na 369 mil. Kč bez DPH.

Nad rámec vlastní technologie je uvažována přirážka ve výši 10 %, která zohledňuje zejména skutečnost, že se jedná o soubor dílčích instalací ve více lokalitách. Přirážka zahrnuje související stavební a technologické úpravy kotelen, napojení na stávající tepelné hospodářství, úpravy spalinových cest, vyvedení elektrického výkonu, MaR, projektovou a inženýrskou činnost a další vyvolané náklady.

Celkové orientační investiční náklady varianty 1 tak vycházejí přibližně na 0,41 mld. Kč bez DPH (v cenách roku 2026).

Pro účely výpočtu modelové ceny tepla není u varianty 1 uvažováno využití investiční dotace. Do modelové ceny tepla proto vstupuje celý orientační investiční rámec varianty.

Uvedené hodnoty představují orientační koncepční odhad investičních nákladů pro účely porovnání variant. Skutečné investiční náklady budou záviset na konkrétním technickém řešení jednotlivých kotelen, stavebních úpravách, možnostech umístění technologie, požadavcích na vyvedení elektrického výkonu, úpravách spalinových cest, hlukových opatřeních, povolovacím procesu a dalších lokálních podmínkách.

Shrnutí varianty 1

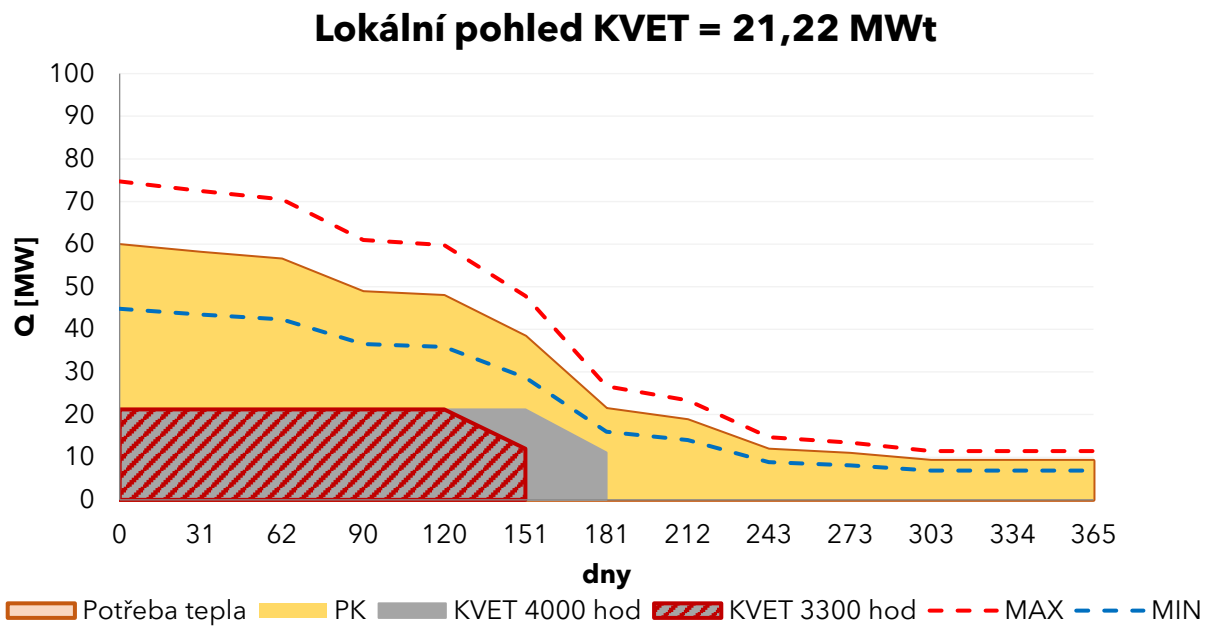
Varianta 1 posuzuje rozvoj blokových kotelen VEPA prostřednictvím rozšíření vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla. Varianta vychází ze stávající palivové infrastruktury, protože posuzované blokové kotelny jsou již napojeny na zemní plyn a část z nich kogenerační jednotky provozuje.

Cílem varianty je stanovit reálně uvažovatelný potenciál další instalace kogeneračních jednotek v jednotlivých blokových kotelnách. Lokální posouzení ukazuje, že při zohlednění prostorových, provozních a síťových podmínek lze uvažovat celkový instalovaný tepelný výkon KVET přibližně 21,2 MW. Tento výkon zahrnuje stávající kogenerační jednotky i potenciální nové jednotky v lokalitách, kde to umožňují konkrétní podmínky kotelen.

Při provozu 3 300 hodin ročně by tento výkon umožnil vyrobit přibližně 252 TJ tepla z KVET, tedy přibližně 25 % celkové výroby tepla v posuzovaných blokových kotelnách. Při doplňkově posuzovaném provozu 4 000 hodin ročně by výroba tepla z KVET vzrostla přibližně na 306 TJ, tedy přibližně na 30 % celkové výroby tepla.

Identifikovaný potenciál KVET proto představuje technicky a provozně realistický rozsah dalšího rozvoje kogeneračních jednotek v blokových kotelnách, nikoliv dostatečný rozsah pro samostatné splnění požadavků na účinnou soustavu.

Graf 20: Roční diagram výroby tepla – Lokální pohled KVET – varianta 1 Pilíře 2



Zdroj: vlastní zpracování

Hodnocení z hlediska účinné soustavy

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu zásobování teplem není varianta 1 jako samostatné řešení dostačující. Přestože rozšíření KVET zvyšuje podíl vysoce účinné kombinované výroby oproti variantě 0, reálný potenciál blokových kotelen umožňuje dosáhnout pouze přibližně 25 % výroby tepla z KVET při provozu 3 300 hodin ročně, respektive přibližně 30 % při provozu 4 000 hodin ročně. Varianta proto nesplňuje požadavky na účinnou soustavu od roku 2028 a po roce 2035 zůstává nedostatečná také z důvodu nulového podílu OZE.

Hlavními omezeními rozšíření KVET jsou prostorové možnosti kotelen, nutnost zachování špičkového a záložního výkonu plynových kotlů, omezení vyvedení elektrického výkonu, imisní dopady a nejistota provozní podpory. Tato omezení potvrzují, že samotná KVET nemůže být jediným nástrojem transformace blokových kotelen. Pro splnění požadavků účinné soustavy je nutné doplnit další zdroje, zejména obnovitelné zdroje energie.

Z pohledu účinné soustavy je nutné každou jednotlivou soustavu posuzovat zvlášť, toto hodnocení je provedeno ve Shrnutí Pilíře 2.

Tabulka 60: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 1 Pilíře 2

Varianta 1 – nový výkon KVET			KVET	OZE	Plynové zdroje	Celkem
Provoz KGJ 3 300 hodin	roční výroba tepla	GWh	70	0	213	283
		TJ	252	0	768	1 020
	pokrytí roční výroby tepla	%	25 %	0 %	75 %	100 %
Provoz KGJ 4 000 hodin	roční výroba tepla	GWh	85	0	198	283
		TJ	306	0	714	1 020
	pokrytí roční výroby tepla	%	30 %	0 %	70 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Environmentální hodnocení

Z environmentálního hlediska má varianta 1 rozdílný dopad na celkové emise CO_2 a na emise CO_2 přiřazené výrobě tepla. Celkové emise CO_2 při provozu KVET 3 300 hodin ročně vycházejí přibližně na 76 tis. tun CO_2/rok. Při prodloužení provozu KVET na 4 000 hodin ročně se celkové emise zvyšují přibližně na 79 tis. tun CO_2/rok, zejména v důsledku vyšší souběžné výroby elektřiny.

Po rozdělení emisí mezi výrobu tepla a elektřiny však emise CO_2 související pouze s výrobou tepla klesají oproti variantě 0. Při provozu KVET 3 300 hodin ročně činí přibližně 58 tis. tun CO_2/rok, při provozu 4 000 hodin ročně přibližně 57 tis. tun CO_2/rok. Rozšíření KVET tedy mírně snižuje emisní náročnost výroby tepla, ale nevede k významné dekarbonizaci, protože většina výroby tepla zůstává i nadále závislá na zemním plynu.

Tabulka 61: Emisní bilance varianty 1 Pilíře 2

Varianta 1 – nový výkon KVET		Provoz KVET 3 300 h				Provoz KVET 4 000 h			
		KVET	OZE	PK	Celkem	KVET	OZE	PK	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	29 414	0	46 741	76 154	35 653	0	43 485	79 138
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	11 512	0	46 741	58 253	13 954	0	43 485	57 439
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	17 902	0	0	17 902	21 699	0	0	21 699

Zdroj: vlastní zpracování

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z hlediska modelové ceny tepla je varianta 1 ovlivněna vyšší výrobou tepla a elektřiny z kogeneračních jednotek. Proměnné náklady zahrnují zejména spotřebu zemního plynu, emisní povolenky a provoz kogeneračních jednotek, přičemž výnosy z vyrobené elektřiny jsou zohledněny jako záporná nákladová položka. Oproti variantě 0 se v této variantě zároveň uplatňuje nový instalovaný výkon KVET, který může navyšovat stálé náklady a investiční složku.

Modelová cena tepla ve variantě 1 je stanovena při provozu kogeneračních jednotek po dobu 3 300 hodin ročně. Doplňkově posuzovaný provoz KVET po dobu 4 000 hodin ročně

slouží pouze pro technické a emisní porovnání, nikoliv jako základ ekonomického hodnocení. Výsledná modelová cena tepla ve variantě 1 činí 1 319 až 1 732 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je stanovena podle principu popsaného v kapitole 2.3.3.

Pro výpočet modelové ceny tepla je jako jmenovatel uvažována dodávka tepla konečným odběratelům ve výši 938 TJ/rok. Rozdíl oproti výrobě tepla představuje orientačně uvažované tepelné ztráty.

Tabulka 62: Modelová cena tepla ve variantě 1 Pilíře 2

Varianta 1 – Pilíř 2 – nový výkon KVET		**Nízká**	**Referenční**	**Vysoká**
Dodávka tepla odběratelům	TJ	938	938	938
PN	tis. Kč	486 260	749 380	873 501
	Kč/GJ	518	799	931
SN	tis. Kč	750 735	750 735	750 735
	Kč/GJ	800	800	800
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**1 319**	**1 599**	**1 732**

Pozn.: Provoz KGJ je v modelové ceně uvažován na úrovni 3 300 hodin. *Zdroj: vlastní zpracování*

3.3.4 Varianta 2 – OZE + KVET

Tabulka 63: Karta varianty 2 Pilíře 2

Pilíř č.	2 – Blokové kotelny
Varianta č.	2
Název varianty	Kombinace rozšíření KVET a obnovitelných zdrojů energie (tepelná čerpadla vzduch-voda) v blokových kotelnách VEPA – doporučená varianta
Lokalita/území realizace	Praha – levý břeh Vltavy; blokové kotelny VEPA (mimo soustavy Veleslavín a Juliska); nové KGJ a tepelná čerpadla (TČ) ve vybraných kotelnách dle podmínek
Odůvodnění varianty	Kombinace KVET a TČ lépe odpovídá provoznímu charakteru lokálních soustav: KGJ dominuje v zimním a přechodném období, TČ pokrývá letní přípravu teplé vody. Cíl: přiblížení se požadavkům na účinnou soustavu (min. 50 % KVET + OZE, z toho min. 5 % OZE) do roku 2035 a vytvoření základny pro splnění přísnějších požadavků po roce 2035 (OZE min. 35 %).
Hlavní přínosy	• Souhrnný podíl KVET + OZE: ~44 % (3 300 h KVET) nebo ~49 % (4 000 h KVET) – přibližuje se hranici 50 %. • Podíl OZE z TČ: ~19 % – splňuje požadavek min. 5 % OZE do 2035. • Nejvýraznější snížení emisí CO_2 z výroby tepla ze všech variant Pilíře 2 (~52–53 tis. t CO_2/rok). • TČ pokrývají letní potřebu tepla (příprava teplé vody) efektivně bez přímých emisí. • Modelová cena tepla srovnatelná s V0 a V1.
Hlavní nevýhody	• Podíl KVET + OZE (~44–49 %) bezpečně nesplňuje hranici 50 % bez další optimalizace. • Po roce 2035: podíl OZE (~19 %) nedosahuje požadovaných 35 %. • Orientační potenciál TČ (9 MW) vyžaduje ověření detailním posouzením každé kotelny (prostor, hluk, elektrická kapacita). • Vyšší investiční náročnost oproti V1 (~750 mil. Kč vs. ~410 mil. Kč).
Popis varianty	Varianta navazuje na rozsah KVET z varianty 1 (celkový tepelný výkon KVET ~21,2 MW; výroba ~252 TJ/rok při 3 300 h/rok). Doplňuje tepelná čerpadla vzduch-voda (kompaktní, vnitřní instalace, typicky 0,1–0,5 MW) s celkovým tepelným výkonem ~9 MW a akumulaci tepla (80 l/kW TČ). TČ provozovány ~6 000 h/rok (letní a přechodné období); výroba tepla z TČ: ~197 TJ/rok (~19 %). Souhrnný podíl KVET + OZE: ~44 % (3 300 h) nebo ~49 % (4 000 h). Doplňkové palivo – biometan: ~367 TJ/rok (~111 GWh = ~11,7 mil. m³/rok) pro dosažení požadavku 80 % KVET + OZE po roce 2035.
Paralelní aktivity	• Instalace akumulace tepla (80 l/kW TČ; ~729,6 m³; investice ~25,5 mil. Kč bez DPH). • Vyvedení elektrického výkonu nových KGJ do sítě. • Stavební úpravy kotelen pro umístění TČ, akumulace a přívod/odvod vzduchu. • Posouzení hlukových limitů a imisního dopadu (NO_X z KGJ).

	• Případné využití biometanu v plynových kotlích a KGJ po roce 2035.
Odhad investičních nákladů	Orientační investiční rámec: ~750 mil. Kč bez DPH, z toho: • KVET (~10,3 MWt / ~9,2 MWe + 10 % přirážka): ~410 mil. Kč bez DPH. • TČ (~9,12 MWt × 35 tis. Kč/kW): ~319 mil. Kč bez DPH. • Akumulace tepla: ~25,5 mil. Kč bez DPH. • Bez uvažované investiční dotace.
Ekonomické hodnocení	Modelová cena tepla: 1 316 až 1 682 Kč/GJ bez DPH (základ: provoz KVET 3 300 h/rok). Vyšší stálé náklady kompenzovány nižšími proměnnými náklady (TČ místo plynových kotlů v létě) a výnosy z elektřiny z KGJ. Cena srovnatelná s V0 a V1.
Environmentální dopady	Nejvýraznější snížení emisí CO_2 z výroby tepla ze všech variant Pilíře 2. TČ zatížena nepřímými emisemi ze spotřebované elektřiny. Přímé emise NO_X z nových KGJ – nutné imisní posouzení.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~71 000 t CO_2/rok (3 300 h KVET) nebo ~74 000 t CO_2/rok (4 000 h KVET). Emise z výroby tepla: ~53 000 t CO_2/rok (3 300 h) nebo ~52 000 t CO_2/rok (4 000 h). Snížení oproti V0: ~12–13 % z emisí výroby tepla.
Rizika realizace	• Prostorové: omezený prostor pro TČ a akumulaci; v části kotelen nemusí být realizace možná. • Hlukové: venkovní odvod vzduchu TČ musí splňovat limity; kompaktní monoblokové TČ pro vnitřní instalaci jako preferované řešení. • Elektrické: napájení TČ (9 MW) vyžaduje dostatečnou elektrickou kapacitu přípojky. • Regulatorní: imisní limity NO_2 od 2030 (EU 2024/2881) mohou omezit provoz KGJ. • Strategické: po 2035 nedostatečný podíl OZE (~19 %) bez biometanu nebo dalšího navýšení TČ.
Poznámky	Jedná se o doporučenou variantu. Biometan jako podpůrný nástroj po 2035: potřeba ~11,7 mil. m³/rok ≈ celá uvažovaná produkce biometanu ÚČOV Praha. Hodnocení splnění požadavků účinné soustavy musí být provedeno zvlášť pro každou soustavu. Část kotelen překračuje 50 % KVET + OZE, část nedosahuje – nutná lokální optimalizace. Kotelna Zbraslav: dodávka páry omezuje zapojení TČ; podmíněno přechodem na teplovodní režim.

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 2 posuzuje kombinaci rozšíření KVET a doplnění obnovitelných zdrojů energie. V podmínkách blokových kotelen jsou jako hlavní obnovitelný zdroj uvažována tepelná čerpadla.

Tato varianta vychází z předpokladu, že kogenerační jednotky budou využívány zejména v zimním a přechodném období, kdy je dostatečný odběr tepla, zatímco tepelná čerpadla budou využívána zejména v letním a částečně přechodném období pro krytí základní potřeby tepla, zejména přípravy teplé vody.

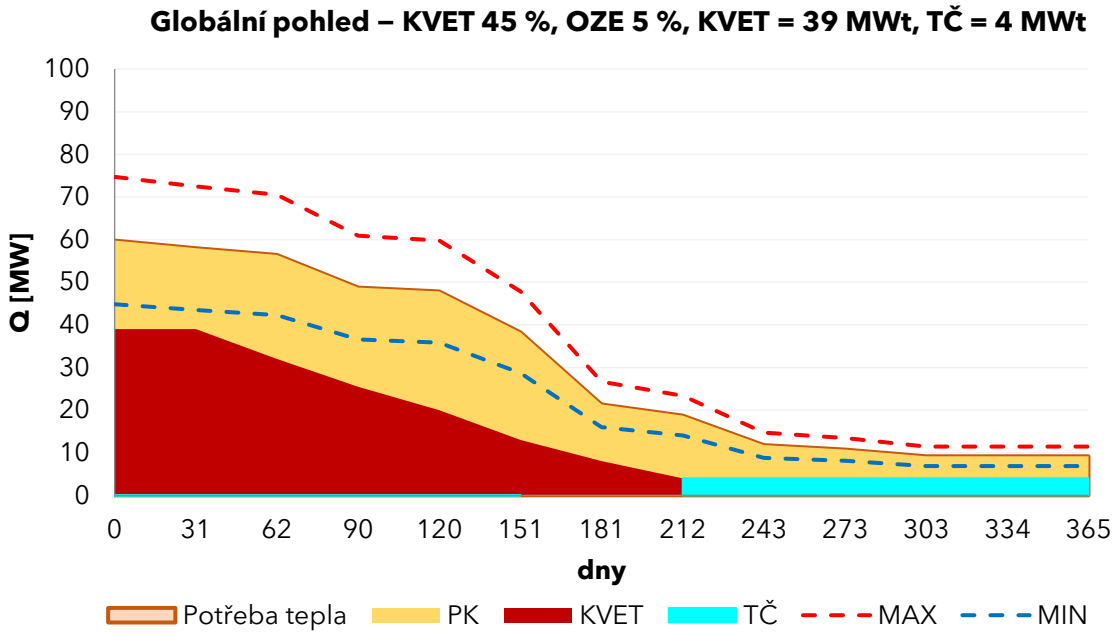
Globální pohled – varianta 2

V globálním pohledu je uvažováno splnění požadavku účinné soustavy zásobování teplem prostřednictvím kombinace KVET a OZE, a to minimálně do roku 2035. Minimální podíl tepla z OZE je uvažován na úrovni 5 % a součet tepla z KVET a OZE na úrovni alespoň 50 %. Po roce 2035 je však samostatný požadavek na podíl výroby tepla z OZE výrazně vyšší a dosahuje 35 %, proto je jeho splnění dále prověřeno v lokálním pohledu.

V modelu je proto uvažováno, že tepelná čerpadla zajistí přibližně 5 % celkové roční výroby tepla a kogenerační jednotky přibližně 45 %. Zbývající část výroby tepla je zajištěna plynovými kotli. Provoz kogeneračních jednotek je opět uvažován po dobu 3 300 hodin na plný výkon.

Při celkové roční výrobě tepla 1 020 TJ odpovídá tato varianta výrobě přibližně 459 TJ z KVET, 51 TJ z tepelných čerpadel a 510 TJ z plynových kotlů. Součet KVET a OZE tak dosahuje 50 % celkové výroby tepla. Potřebný tepelný instalovaný výkon pro KVET by byl 39 MW a pro tepelná čerpadla 4 MW.

Graf 21: Roční diagram trvání potřeby tepla – Globální pohled – varianta 2 Pilíře 2



Zdroj: vlastní zpracování

Tabulka 64: Modelové pokrytí výroby tepla

Zdroj		KVET	PK	TČ	Součet
Roční výroba tepla	(GWh)	128	141	14	283
	(TJ)	459	510	51	1 020
Pokrytí výroby tepla	(%)	45 %	50 %	5 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Lokální pohled – varianta 2

Potenciál instalace KVET v blokových kotelnách

Pro lokální posouzení varianty 2 je uvažován stejný potenciál instalace KVET jako ve variantě 1. Důvodem je skutečnost, že technická, prostorová a provozní omezení kogeneračních jednotek se zapojením tepelných čerpadel zásadně nemění.

Potenciál instalace OZE v blokových kotelnách

Návrh zapojení obnovitelných zdrojů energie v blokových kotelnách je zaměřen především na využití tepelných čerpadel jako doplňkového zdroje výroby tepla. Základním cílem je zvýšení podílu tepla z obnovitelných zdrojů v lokálních soustavách CZT při zachování technické provozuschopnosti stávajících systémů a bez zásadních zásahů do jejich koncepce.

Návrh výkonu tepelných čerpadel v jednotlivých blokových kotelnách vychází primárně z požadavku na krytí tepelného výkonu v letním období, zejména pro přípravu teplé vody. Tento přístup reflektuje skutečnost, že letní režim představuje z hlediska účinnosti i provozní stability nejvhodnější způsob zapojení tepelných čerpadel do stávajících soustav CZT. Současně je uvažován provoz tepelných čerpadel i v přechodném období, kdy mohou pokrýt část potřeby tepla při mírnějších venkovních teplotách.

Pro účely modelového posouzení je předpokládána roční doba provozu tepelných čerpadel přibližně 6 000 hodin na plný výkon. Vzhledem k individuálním prostorovým podmínkám jednotlivých kotelen jsou uvažována kompaktní tepelná čerpadla typu vzduch-voda určená pro vnitřní instalaci, typicky v rozsahu instalovaného tepelného výkonu přibližně 0,1 až 0,5 MW. U navrhovaných výkonů vyšších než cca 0,5 MW je předpokládáno jejich umístění přednostně do již odstavených nebo částečně nevyužívaných kotelen.

Pro efektivní letní provoz je zároveň vhodné uvažovat instalaci akumulace tepla, která umožní vyrovnání krátkodobých výkonových špiček a efektivnější využití instalovaného výkonu zdroje. Pro energetické hodnocení je u tepelných čerpadel uvažována průměrná hodnota topného faktoru COP = 2,7, která odpovídá vysokoteplotnímu provozu v soustavách CZT a konzervativnímu přístupu k hodnocení výroby tepla z obnovitelných zdrojů energie.

Na základě provedeného posouzení byl v blokových kotelnách identifikován potenciál instalace tepelných čerpadel s celkovým tepelným výkonem přibližně 9 MW. Při uvažované roční době provozu 6 000 hodin odpovídá tento potenciál v souhrnu přibližně 19 % podílu výroby tepla z obnovitelných zdrojů energie při započítání veškeré energie z TČ jako OZE pro účely hodnocení účinných soustav zásobování teplem. V řadě lokalit se pokrytí výroby tepla z tepelných čerpadel pohybuje přibližně na úrovni 10 až 30 %.

Potenciál instalace tepelných čerpadel byl v této kapitole stanoven jako typový návrh vycházející primárně z požadovaného tepelného výkonu soustav, zejména v letním období. Návrh je aplikován jednotně na všechny blokové kotelny, bez detailního stavebně-technického posouzení jednotlivých objektů a souvisejících částí sítí CZT.

Vzhledem k omezené dostupnosti podrobných podkladů nelze v této fázi spolehlivě identifikovat všechny lokální limity umístění technologie. V praxi se tak může ukázat, že v části kotelen nebude možné tepelná čerpadla v navrženém rozsahu realizovat, a to zejména z důvodu nedostatku prostoru, hlukových limitů, omezené kapacity elektrického připojení, nároků na přívod a odvod vzduchu nebo dalších stavebních a provozních omezení. Uvedený potenciál je proto nutné chápat jako orientační a jeho skutečná realizovatelnost bude ověřena až v rámci detailního technicko-provozního posouzení provozovatele kotelen a jednotlivých sítí.

Přehled uvažovaného potenciálu instalace tepelných čerpadel v jednotlivých kotelnách a odpovídající výroby tepla je uveden v následující tabulce.

Tabulka 65: Přehled uvažovaných potenciálů instalace TČ pro variantu 2 Blokových kotelen

Označení kotelny	Potenciál inst. výkonu TČ	Roční výroba tepla TČ	Pokrytí výroby tepla z OZE
		6 000 h	6 000 h
	MW	GJ	%
BK1	0,15	3 240	17 %
BK2	0,12	2 592	13 %
BK3	0,15	3 240	13 %
BK4	0,05	1 080	10 %
BK5	0,15	3 240	14 %
BK6	0,22	4 752	12 %
BK7	0,5	10 800	15 %
DOK1	0,5	10 800	16 %
LOK3	1	21 600	22 %
LOK5	1	21 600	27 %
NBOK13	0,5	10 800	18 %
NBOK17	0,5	10 800	16 %
BK R1 (R2)	0,28	6 048	26 %
ŘOK1	0,5	10 800	27 %
ŘOK2	0,35	7 560	32 %
ŘOK4	1	21 600	18 %
SOK1	0,4	8 640	29 %

SOK2	0,5	10 800	27 %
VOOK8	0,5	10 800	22 %
VZB	0,5	10 800	14 %
VKM	0,1	2 160	19 %
VKO	0,15	3 240	19 %
CELKEM	**9,12**	**196 992**	**19 %**

Zdroj: vlastní zpracování

Orientační investiční rámec varianty 2

Orientační investiční rámec varianty 2 je stanoven v cenové úrovni zpracování studie a v cenách bez DPH. Odhad představuje koncepční investiční rámec hlavních investičních celků, nikoliv položkový rozpočet stavby.

Varianta 2 navazuje na rozsah rozšíření KVET uvažovaný ve variantě 1 a doplňuje jej o instalaci tepelných čerpadel v jednotlivých blokových kotelnách. Investiční náklady na nové kogenerační jednotky jsou proto uvažovány ve stejném rozsahu jako ve variantě 1, tedy přibližně 0,41 mld. Kč bez DPH včetně 10% přirážky vedlejších nákladů.

Nad rámec varianty 1 jsou ve variantě 2 uvažována tepelná čerpadla s celkovým instalovaným tepelným výkonem přibližně 9,12 MWt. Investiční náklady tepelných čerpadel jsou stanoveny zjednodušeným měrným předpokladem 35 tis. Kč/kW instalovaného tepelného výkonu. Tomu odpovídá orientační investice do tepelných čerpadel přibližně 319 mil. Kč bez DPH.

Součástí varianty 2 je také akumulace tepla pro zlepšení provozu tepelných čerpadel. Akumulace je uvažována pouze ve variantě 2, a to v měrném objemu 80 l/kW instalovaného tepelného výkonu tepelných čerpadel. Při měrném investičním nákladu 35 tis. Kč/m³ vycházejí orientační investiční náklady na akumulaci přibližně 25,5 mil. Kč bez DPH.

Celkové orientační investiční náklady varianty 2 tak vycházejí přibližně na 0,75 mld. Kč bez DPH (v cenách roku 2026).

Pro účely výpočtu modelové ceny tepla není u varianty 2 uvažováno využití investiční dotace. Do modelové ceny tepla proto vstupuje celý orientační investiční rámec varianty.

Uvedené hodnoty představují orientační koncepční odhad investičních nákladů pro účely porovnání variant. Skutečné investiční náklady budou záviset zejména na výsledném technickém řešení jednotlivých kotelen, prostorových možnostech, hlukových požadavcích, dostupnosti elektrického připojení, rozsahu stavebních úprav, požadavcích na MaR a konkrétním způsobu zapojení akumulace tepla.

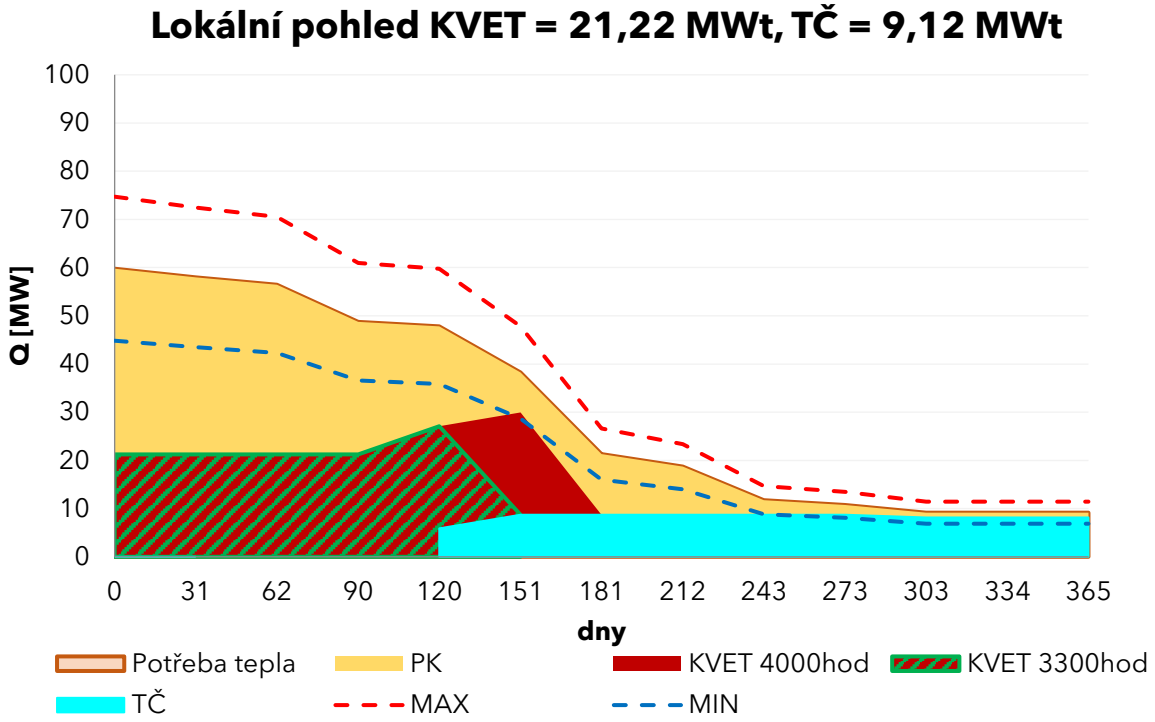
Shrnutí varianty 2

Varianta 2 posuzuje rozvoj blokových kotelen VEPA kombinací rozšíření vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla a doplnění obnovitelných zdrojů energie. Jako hlavní obnovitelný zdroj jsou v podmínkách blokových kotelen uvažována tepelná čerpadla, která vhodně doplňují provoz kogeneračních jednotek.

Varianta navazuje na reálně uvažovatelný potenciál KVET identifikovaný ve variantě 1. Celkový instalovaný tepelný výkon KVET je proto uvažován přibližně na úrovni 21,2 MW. Při provozu 3 300 hodin ročně by tento výkon umožnil vyrobit přibližně 252 TJ tepla z KVET, tedy přibližně 25 % celkové výroby tepla v posuzovaných blokových kotelnách. Při doplňkově posuzovaném provozu 4 000 hodin ročně by výroba tepla z KVET vzrostla přibližně na 306 TJ, tedy přibližně na 30 % celkové výroby tepla.

Doplňkovým nástrojem ke zvýšení podílu obnovitelných zdrojů je zapojení tepelných čerpadel. Typovým návrhem byla identifikována možnost instalace tepelných čerpadel s celkovým tepelným výkonem přibližně 9 MW. Při uvažované roční době provozu 6 000 hodin by tato tepelná čerpadla vyrobila přibližně 197 TJ/rok, tedy zhruba 19 % celkové výroby tepla. Tento potenciál je nutné chápat jako orientační, protože skutečná realizovatelnost v jednotlivých kotelnách může být omezena prostorovými, hlukovými, elektrickými nebo stavebními podmínkami.

Graf 22: Roční diagram trvání potřeby tepla – Lokální pohled – varianta 2 Pilíře 2



Zdroj: vlastní zpracování

Hodnocení z hlediska účinné soustavy

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu představuje varianta 2 nejvhodnější směr rozvoje blokových kotelen v rámci Pilíře 2. Na rozdíl od varianty 1 již kombinuje výrobu tepla z KVET a OZE a snižuje podíl výroby tepla z plynových kotlů.

Při kombinaci lokálně uvažovaného potenciálu KVET a tepelných čerpadel dosahuje souhrnný podíl KVET a OZE přibližně 44 % při provozu KVET 3 300 hodin ročně. Při prodloužení provozu KVET na 4 000 hodin ročně se tento podíl zvyšuje přibližně na 49 %. Varianta se tak přibližuje požadované hranici 50 %, avšak bez další optimalizace nebo navýšení podílu OZE ji bezpečně nesplňuje.

Po roce 2035 bude navíc limitující požadavek na vyšší samostatný podíl OZE. Uvažovaný potenciál tepelných čerpadel pokrývá přibližně 19 % výroby tepla, což samo o sobě nepostačuje pro splnění požadavku na minimální podíl OZE po roce 2035. Pro dlouhodobé splnění požadavků účinné soustavy proto bude nutné prověřit další navýšení podílu OZE, případně využití obnovitelného nebo nízkouhlíkového paliva, například biometanu.

Z pohledu účinné soustavy je nutné každou jednotlivou soustavu posuzovat zvlášť, toto hodnocení je provedeno ve Shrnutí Pilíře 2.

Tabulka 66: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 2 Pilíře 2

Varianta 2 – nový výkon KVET a TČ			KVET	OZE	Plynové zdroje	Celkem
Provoz KGJ 3 300 hodin	roční výroba tepla	GWh	70	55	159	283
		TJ	252	197	571	1 020
	pokrytí roční výroby tepla	%	25 %	19 %	56 %	100 %
Provoz KGJ 4 000 hodin	roční výroba tepla	GWh	85	55	144	283
		TJ	306	197	517	1 020
	pokrytí roční výroby tepla	%	30 %	19 %	51 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Environmentální hodnocení

Z environmentálního hlediska je varianta 2 nejpříznivější variantou Pilíře 2 z hlediska emisí CO_2 souvisejících s výrobou tepla. Zapojení tepelných čerpadel nahrazuje část výroby tepla z plynových kotlů a snižuje emisní náročnost výroby tepla oproti variantě 0 i variantě 1.

Při provozu KVET 3 300 hodin ročně vycházejí celkové emise CO_2 varianty 2 přibližně na 71 tis. tun CO_2/rok. Při provozu KVET 4 000 hodin ročně se celkové emise zvyšují přibližně na 74 tis. tun CO_2/rok, zejména v důsledku vyšší souběžné výroby elektřiny.

Emise CO_2 související pouze s výrobou tepla dosahují přibližně 53 tis. tun CO_2/rok při provozu KVET 3 300 hodin ročně a přibližně 52 tis. tun CO_2/rok při provozu KVET 4 000 hodin ročně. Tepelná čerpadla jsou v tomto emisním hodnocení zatížena nepřímými emisemi ze spotřebované elektřiny, a proto nejsou uvažována jako nulově emisní zdroj. I při tomto konzervativním přístupu však jejich zapojení vede k významnějšímu snížení emisí z výroby tepla než samotné rozšíření KVET.

Tabulka 67: Emisní bilance varianty 2 Pilíře 2

Varianta 2 – nový výkon KVET a TČ		Provoz KVET 3 300 h				Provoz KVET 4 000 h			
		KVET	OZE	PK	Celkem	KVET	OZE	PK	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	29 414	6 688	34 750	70 852	35 653	6 688	31 495	73 836
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	11 512	6 688	34 750	52 950	13 954	6 688	31 495	52 137
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	17 902	0	0	17 902	21 699	0	0	21 699

Zdroj: vlastní zpracování

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z hlediska modelové ceny tepla je varianta 2 ovlivněna kombinací nového výkonu KVET a instalace tepelných čerpadel. Proměnné náklady jsou oproti variantám s vyšším podílem plynových kotlů sníženy zejména díky výrobě tepla z tepelných čerpadel a výnosům z elektřiny vyrobené v kogeneračních jednotkách. Současně však varianta zahrnuje vyšší stálé náklady a investiční složku související s instalací nových kogeneračních jednotek, tepelných čerpadel a případné související technologie v jednotlivých kotelnách.

Modelová cena tepla ve variantě 2 je stanovena při provozu kogeneračních jednotek po dobu 3 300 hodin ročně. Doplňkově posuzovaný provoz KVET po dobu 4 000 hodin ročně slouží pouze pro technické a emisní porovnání, nikoliv jako základ ekonomického hodnocení. Výsledná modelová cena tepla ve variantě 2 činí 1 316 až 1 682 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je stanovena podle principu popsaného v kapitole 2.3.3.

Pro výpočet modelové ceny tepla je jako jmenovatel uvažována dodávka tepla konečným odběratelům ve výši 938 TJ/rok. Rozdíl oproti výrobě tepla představuje orientačně uvažované tepelné ztráty.

Tabulka 68: Modelová cena tepla ve variantě 2 Pilíře 2

Varianta 2 – Pilíř 2 – nový výkon KVET a TČ		Nízká	Referenční	Vysoká
Dodávka tepla odběratelům	TJ	938	938	938
PN	tis. Kč	443 959	670 817	787 033
	Kč/GJ	473	715	839
SN	tis. Kč	790 873	790 873	790 873
	Kč/GJ	843	843	843
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**1 316**	**1 558**	**1 682**

Pozn.: Provoz KGJ je v modelové ceně uvažován na úrovni 3 300 hodin. *Zdroj: vlastní zpracování*

3.3.5 Shrnutí variant Pilíře 2

V rámci pilíře blokových kotelen byly posouzeny tři modelové varianty dalšího vývoje. Varianta 0 představuje zachování stávajícího stavu, varianta 1 posuzuje rozšíření výroby tepla z vysoce účinné KVET a varianta 2 hodnotí kombinaci rozšíření KVET a obnovitelných zdrojů energie ve formě tepelných čerpadel.

Pro všechny varianty je jednotně uvažován provoz kogeneračních jednotek ve dvou režimech, a to při době využití 3 300 hodin ročně a 4 000 hodin ročně. U tepelných čerpadel je uvažován provoz 6 000 hodin ročně, což představuje vysoké využití zejména v letním a přechodném období.

Z porovnání variant vyplývá, že zachování stávajícího stavu není z hlediska budoucích požadavků na účinnou soustavu zásobování tepelnou energií dostatečné. Stávající kogenerační jednotky umožňují při uvažovaných režimech provozu pokrýt pouze přibližně 13 až 15 % celkové roční výroby tepla. Obnovitelné zdroje energie nejsou v této variantě uvažovány a rozhodující část výroby tepla zůstává zajištěna plynovými kotli.

Rozšíření KVET představuje přirozený rozvojový směr, protože navazuje na stávající palivovou infrastrukturu blokových kotelen a umožňuje kombinovanou výrobu tepla a elektřiny. Lokální posouzení však ukazuje, že reálně dosažitelný instalovaný výkon KVET je výrazně nižší než výkon potřebný pro splnění požadavků účinné soustavy pouze prostřednictvím KVET. Při zohlednění prostorových, provozních a síťových omezení lze podíl výroby tepla z KVET navýšit přibližně na 25 až 30 %. Samotná KVET proto nemůže být jediným nástrojem transformace blokových kotelen. Po roce 2035 je navíc nutné zajistit také významný samostatný podíl výroby tepla z OZE.

Jako nejvhodnější směr dalšího rozvoje se jeví kombinace KVET a tepelných čerpadel, která lépe odpovídá provoznímu charakteru jednotlivých technologií. Kogenerační jednotky mohou být využívány zejména v zimním a přechodném období, zatímco tepelná čerpadla mohou pokrývat část potřeby tepla v letním a přechodném období, zejména pro přípravu teplé vody.

V rámci varianty 2 dosahuje souhrnný podíl výroby tepla z KVET a OZE přibližně 44 až 49 %. Z toho přibližně 19 % připadá na výrobu tepla z tepelných čerpadel, uvažovanou v tomto modelovém hodnocení jako příspěvek obnovitelných zdrojů energie. Z pohledu souhrnné bilance všech blokových kotelen se tak varianta 2 pohybuje těsně pod hranicí 50 % KVET + OZE, z toho alespoň 5 % OZE, která je rozhodující pro splnění požadavků na účinnou soustavu v období do roku 2035. Varianta 2 proto představuje nejvhodnější rozvojový směr, nikoliv však řešení, které by bylo možné bez další optimalizace považovat za bezpečně splněné ve všech lokalitách.

Lokální pohled ve variantě 2 ukazuje významné rozdíly mezi jednotlivými kotelnami. Část kotelen dosahuje nebo překračuje hranici 50 % výroby tepla z KVET a OZE, případně se této hranici výrazně přibližuje. U těchto lokalit lze předpokládat splnění nebo téměř splnění požadavků na účinnou soustavu v období do roku 2035. U části kotelen však dosažitelný podíl KVET a OZE zůstává nižší, a proto bude nutné posoudit další možnosti navýšení výroby z KVET, OZE nebo jiných podpůrných obnovitelných zdrojů.

Tabulka 69: Shrnutí jednotlivých variant pro blokové kotelny

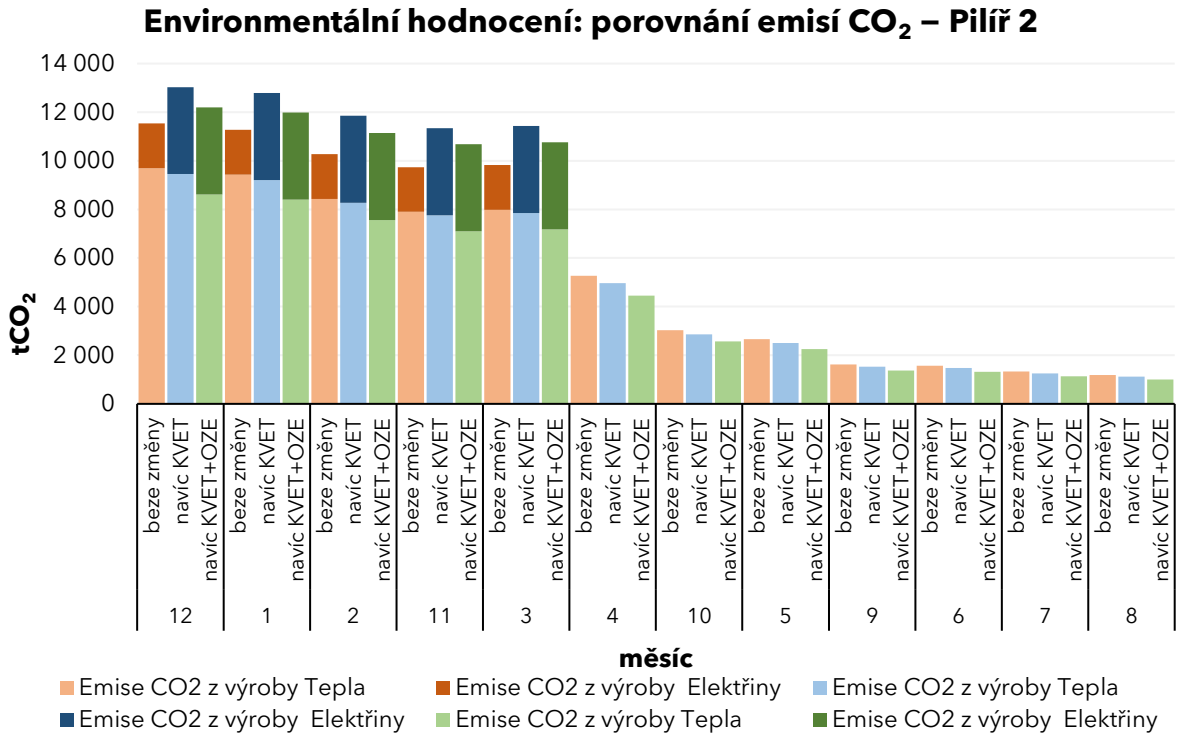
Označení kotelny	Varianta 0		Varianta 1 - KVET		Varianta 2 – OZE + KVET		
	Stávající KVET		Rozšířený KVET		Rozšířený KVET + OZE		Z toho OZE
	Provoz 1	Provoz 2	Provoz 1	Provoz 2	Provoz 1	Provoz 2	
BK1	0 %	0 %	31 %	38 %	48 %	55 %	17 %
BK2	0 %	0 %	29 %	35 %	41 %	47 %	13 %
BK3	0 %	0 %	23 %	28 %	36 %	41 %	13 %
BK4	57 %	69 %	57 %	69 %	67 %	79 %	10 %
BK5	0 %	0 %	26 %	32 %	41 %	46 %	14 %
BK6	0 %	0 %	11 %	13 %	25 %	28 %	14 %
BK7							
DOK1	18 %	22 %	36 %	43 %	52 %	59 %	16 %
LOK3	12 %	15 %	24 %	29 %	46 %	51 %	22 %
LOK5	15 %	18 %	30 %	36 %	56 %	62 %	27 %
NBOK13	10 %	12 %	24 %	29 %	40 %	45 %	17 %
NBOK17							
BK R1	0 %	0 %	0 %	0 %	26 %	26 %	26 %
ŘOK1	32 %	39 %	32 %	39 %	59 %	66 %	27 %
ŘOK2	0 %	0 %	20 %	25 %	53 %	57 %	32 %
ŘOK4	10 %	12 %	29 %	35 %	47 %	53 %	18 %
SOK1	42 %	51 %	42 %	51 %	71 %	80 %	29 %
SOK2	32 %	39 %	32 %	39 %	59 %	66 %	27 %
VOOK8	25 %	31 %	35 %	42 %	56 %	64 %	22 %
VZB	15 %	18 %	15 %	18 %	29 %	32 %	14 %
VKM	0 %	0 %	0 %	0 %	19 %	19 %	19 %
VKO	0 %	0 %	0 %	0 %	19 %	19 %	19 %
CELKEM	13 %	15 %	25 %	30 %	44 %	49 %	19 %

Kotelny BK6 a BK7 a dále NBOK13 a NBOK17 jsou v hodnocení posuzovány společně, protože tvoří provozně propojené soustavy.
Barevná škála vyjadřuje míru plnění požadavků účinné soustavy od roku 2028 do roku 2035.
Provoz 1 -> KVET = 3 300 h, OZE (TČ) = 6 000 h
Provoz 2 -> KVET = 4 000 h, OZE (TČ) = 6 000 h

Zdroj: vlastní zpracování

Z environmentálního hlediska je nejpříznivější varianta 2. Samotné rozšíření KVET ve variantě 1 sice mírně snižuje emise CO_2 přiřazené výrobě tepla, ale zároveň zvyšuje celkové emise CO_2 v důsledku vyšší souběžné výroby elektřiny. Nejvýraznější snížení emisí souvisejících s výrobou tepla přináší až kombinace KVET a tepelných čerpadel. Ve variantě 2 klesají emise CO_2 z výroby tepla přibližně na 52 až 53 tis. tun CO_2/rok, tedy přibližně o 12 až 13 % oproti referenční variantě 0.

Graf 23: Environmentální hodnocení: porovnání emisí CO_2 – Pilíř 2



Pozn.: Graf zachycuje základní emisní bilanci variant bez dodatečné náhrady zemního plynu biometanem.
Zdroj: vlastní zpracování

Z ekonomického hlediska je podstatné, že varianty 1 a 2 zahrnují nové investice do rozvoje zdrojové základny blokových kotelen, avšak podle modelového hodnocení nevedou k zásadnímu zvýšení ceny tepla oproti referenční variantě 0. Varianta 1 předpokládá doplnění nového výkonu kogeneračních jednotek s orientačním investičním rámcem přibližně 0,41 mld. Kč bez DPH. Varianta 2 navazuje na stejný rozsah rozšíření KVET a doplňuje instalaci tepelných čerpadel a související akumulace tepla; její orientační investiční rámec činí přibližně 0,75 mld. Kč bez DPH. Investiční náklady jsou stanoveny v cenové úrovni zpracování studie a pro účely výpočtu modelové ceny tepla u nich není uvažováno využití investiční dotace. Vyšší stálé náklady a investiční složka jsou z významné části vyrovnány nižšími proměnnými náklady, zejména omezením výroby tepla v plynových kotlích, využitím tepelných čerpadel a výnosy z elektřiny vyrobené v KVET. Modelová cena tepla ve variantě 2 vychází na úrovni 1 317 až 1 683 Kč/GJ bez DPH, což je srovnatelné s referenční variantou 0 i variantou 1.

Pro další směřování vývoje proto vyplývá, že doporučeným směrem pilíře blokových kotelen je varianta 2, tedy kombinace rozšíření KVET a doplnění tepelných čerpadel. Tato varianta nejlépe kombinuje technickou realizovatelnost, přiblížení se požadavkům účinné soustavy, snížení emisí CO_2 z výroby tepla a zachování modelové ceny tepla na srovnatelné úrovni s ostatními variantami. Současně je však nutné ji chápat jako rozvojový směr vyžadující další

technicko-provozní optimalizaci jednotlivých kotelen a doplnění dalších OZE nebo obnovitelného paliva, zejména pro období po roce 2035.

Pro celkové shrnutí Pilíře 2 je v následující tabulce použit provoz kogeneračních jednotek 3 300 hodin ročně a provoz tepelných čerpadel 6 000 hodin ročně. Tento režim lépe odpovídá předpokládanému reálnému využití kogeneračních jednotek v lokálních soustavách a současně je použit jako základ ekonomického hodnocení.

Tabulka 70: Shrnutí Pilíře 2 – provoz KGJ 3 300 hodin, TČ 6 000 hodin

Pilíř 2 – Shrnutí, provoz KVET 3 300 h, TČ 6 000 h		**Varianta 0 Stávající KVET**	**Varianta 1 Rozšířený KVET**	**Varianta 2 Rozšířený KVET + OZE**
Hodnocení z pohledu účinné soustavy				
roční potřeba tepla lokálních sítí	GWh	283	283	283
	TJ	1 020	1 020	1 020
roční výroba tepla z KVET	%	13 %	25 %	25 %
roční výroba tepla z OZE	%	0 %	0 %	19 %
roční výroba tepla z plynových zdrojů	%	87 %	75 %	56 %
Environmentální hodnocení				
emise CO_2 celkové	t CO_2	69 327	76 154	70 852
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	60 114	58 253	52 950
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	9 213	17 902	17 902
celkové emise CO_2 vztažené na vyrobené teplo a elektřinu	g CO_2/kWh	220	220	205
emise CO_2 z výroby tepla vztažené na vyrobené teplo	g CO_2/kWh	212	206	187
Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla bez DPH				
nízká	Kč/GJ	1 268	1 319	1 316
referenční	Kč/GJ	1 536	1 600	1 559
vysoká	Kč/GJ	1 686	1 732	1 682

Zdroj: vlastní zpracování

Vyhodnocení varianty 2 pro splnění požadavků účinné soustavy po roce 2035

Výše uvedené environmentální porovnání zachycuje základní emisní bilanci variant Pilíře 2 při jednotných palivových a emisních předpokladech. U plynových kotlů a kogeneračních jednotek je proto v hlavním srovnání uvažováno spalování zemního plynu. Využití biometanu je dále posuzováno samostatně jako doplňkový scénář doporučené varianty 2 pro splnění požadavků účinné soustavy po roce 2035, nikoliv jako součást hlavní emisní bilance variant uvedené v souhrnné tabulce a grafu.

Z hlediska požadavků platných po roce 2035 již uvažovaný rozsah KVET a tepelných čerpadel ve variantě 2 zpravidla nepostačuje. V tomto období je pro splnění požadavků na účinnou soustavu nutné dosáhnout souhrnného podílu KVET a OZE alespoň 80 %, přičemž z toho musí nejméně 35 % připadat na obnovitelné zdroje energie. U lokalit, kde nebude možné instalovat KVET, bude rozhodující dosažení alespoň 50 % výroby tepla z OZE. Většina hodnocených kotelen proto bude po roce 2035 vyžadovat další navýšení podílu OZE nebo doplnění jiného podpůrného obnovitelného paliva.

Jednou z možností doplnění podílu OZE je využití biometanu v plynových zdrojích blokových kotelen. V modelovém doplňkovém scénáři varianty 2 je při provozu KVET 3 300 hodin ročně a tepelných čerpadel 6 000 hodin ročně uvažováno doplnění výroby tepla z biometanu v rozsahu přibližně 367 TJ/rok. Při uvažované účinnosti plynových kotlů 92 % odpovídá tato výroba potřebě přibližně 399 TJ energie v biometanu, tedy přibližně 111 GWh. Při konzervativně uvažované výhřevnosti biometanu 34 MJ/m³ to představuje přibližně 11,7 mil. m³ biometanu ročně, což odpovídá téměř celé uvažované produkci biometanu v ÚČOV. Tím by se snížila zbývající výroba tepla ze zemního plynu přibližně na 204 TJ/rok a souhrnný podíl KVET, OZE a biometanu by dosáhl přibližně 80 % celkové výroby tepla.

Biometan proto může sloužit jako podpůrný nástroj pro lokality, kde samotná kombinace KVET a tepelných čerpadel nebude pro splnění požadavků po roce 2035 dostatečná. Skutečný rozsah jeho využití bude záviset zejména na dostupnosti biometanu, způsobu jeho započtení pro účely hodnocení účinné soustavy a ekonomických podmínkách jeho dodávky.

Tabulka 71: Souhrnná bilance všech lokalit při využití biometanu pro variantu 2

Varianta 2 – nový výkon KVET a TČ			KVET	OZE	PK – biometan	PK – zemní plyn	Celkem
Provoz KGJ 3 300 hodin	roční výroba tepla	GWh	70	55	102	56	283
		TJ	252	197	367	204	1 020
	pokrytí roční výroby tepla	%	25 %	19 %	36 %	20 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

3.4 Pilíř 3 – Pravý břeh

Pilíř 3 se zaměřuje na budoucí transformaci zdrojové základny soustavy Pražské teplárenské, která představuje hlavní systém centralizovaného zásobování teplem pro významnou část Prahy. Výchozím předpokladem je postupný odklon od výroby tepla z uhlí v lokalitě Mělník a její náhrada novými zdroji založenými zejména na kombinované výrobě elektřiny a tepla ze zemního plynu, energetickém využití odpadu a doplňkových plynových zdrojích.

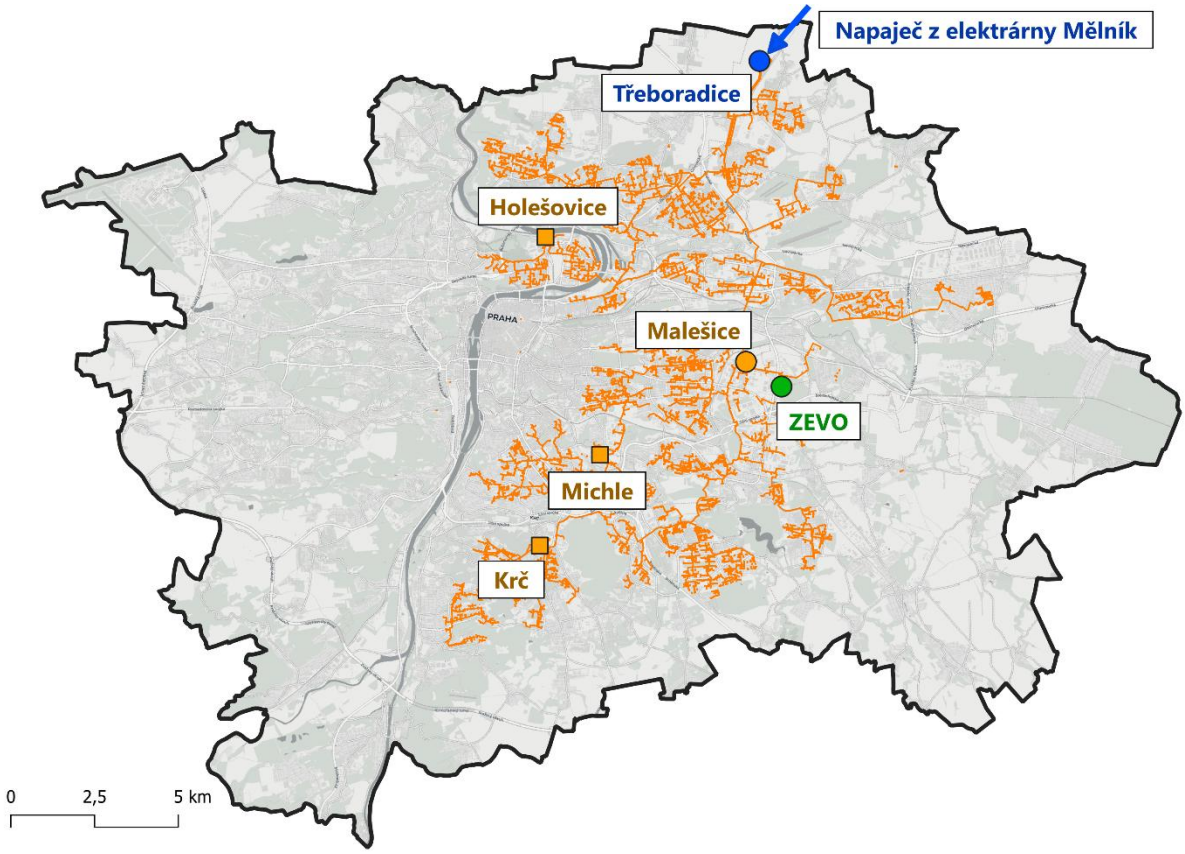
Z hlediska budoucího provozu soustavy je klíčová především transformace zdrojů v lokalitě Mělník. V této lokalitě je v současnosti připravována nebo realizována nová zdrojová základna, která má postupně nahradit stávající uhelné zdroje a zajistit dlouhodobou dodávku tepla do pražské teplárenské soustavy. Nejvýznamnějšími prvky této transformace jsou paroplynové zdroje v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla, zařízení pro energetické využití odpadu a nové plynové kotle.

Současně je také důležitá role stávajících a rozvíjených zdrojů na území Prahy. Jedná se zejména o ZEVO Malešice, plynovou kotelnu Třeboradice, špičkovací plynové zdroje Pražské teplárenské a uvažované energocentrum v ÚČOV. Tyto zdroje jsou důležité nejen z hlediska krytí špičkových výkonů a z hlediska provozní bezpečnosti celé soustavy, ale i pro základní krytí potřeby tepla v celém roce.

Pilíř 3 je zpracován ve třech modelových variantách. Varianta 0 představuje konzervativní variantu, ve které jsou uvažovány pouze zdroje, jejichž realizace je v současnosti potvrzena nebo nejblíže realizaci, tedy zejména PPC1 a ZEVO Mělník. Varianta 1 rozšiřuje zdrojovou základnu o další připravované zdroje v lokalitě Mělník, zejména PPC3 a novou plynovou kotelnu. Varianta 2 následně uvažuje širší systémové propojení soustavy Pražské teplárenské s energocentrem ÚČOV a možnost doplnění bilance soustavy o další podíl tepla z obnovitelných zdrojů.

Propojením soustav vznikne nový integrovaný systém, který umožní lépe využít zdrojové přednosti obou částí teplárenské infrastruktury. Soustava Pražské teplárenské bude nadále zajišťovat rozhodující část výroby tepla prostřednictvím transformovaných zdrojů v lokalitě Mělník, zejména v režimu vysoce účinné KVET, zatímco nová soustava levého břehu napojená na energocentrum ÚČOV přinese významný podíl obnovitelného tepla. Obousměrné provozní propojení těchto soustav proto vytváří předpoklad pro vyšší flexibilitu, lepší využití obnovitelných zdrojů a příznivější plnění požadavků na účinnou soustavu.

Obrázek 9: Mapa soustavy Pražské teplárenské – Pilíř 3



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

Zdroje tepla a jejich uvažované role v Pilíři 3

Zdroje ZEVO

ZEVO Malešice a ZEVO Mělník představují zdroje vhodné pro pokrytí základní celoroční potřeby tepla. S ohledem na technologický charakter těchto zařízení je vhodné jejich provoz uvažovat s relativně stabilním zatížením, bez výrazných krátkodobých změn výkonu. Ve variantách je proto uvažován převážně celoroční provoz s částečnou technologickou odstávkou, orientačně na úrovni přibližně 8 000 provozních hodin ročně.

Z pohledu plnění požadavků účinné soustavy má specifický význam biogenní složka odpadu, která je uvažována jako obnovitelný zdroj energie. Zbývající část výroby tepla ze ZEVO může být při splnění příslušných podmínek započtena jako výroba v režimu vysoce účinné KVET.

Paroplynové zdroje

Paroplynové zdroje PPC1 a PPC3 v lokalitě Mělník představují hlavní zdroje vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla. Jejich provoz je uvažován zejména v topné sezoně, minimálně v rozsahu odpovídajícím podmínkám provozní podpory získané v aukcích KVET.

Rozsah využití těchto zdrojů zásadně ovlivňuje podíl KVET v celkové výrobě tepla, a tím i schopnost soustavy plnit požadavky účinné soustavy v jednotlivých časových milnících.

Plynové kotelny a stávající zdroje PT

Plynová kotelna Třeboradice a stávající zdroje Pražské teplárenské jsou ve variantách uvažovány především jako flexibilní zdroje pro krytí špiček, zálohy, plánovaných odstávek a mimořádných provozních stavů.

Nová uvažovaná plynová kotelna v lokalitě Mělník je uvažována jako špičkovací zdroj, který může zajišťovat i významnější část roční výroby tepla.

Energocentrum

Energocentrum ÚČOV je do Pilíře 3 zahrnuto jako možný letní zdroj tepla, který může doplňovat základní zdroje ZEVO a pokrývat část potřeby tepla při jejich odstávkách. Jeho využití je uvažováno zejména v letním období, kdy je soustava Pražské teplárenské provozována na nižší teplotní úrovni. Nejedná se tedy o hlavní zdroj soustavy Pražské teplárenské, ale o doplňkový obnovitelný zdroj, jehož využití je uvažováno zejména ve variantě provozního propojení se soustavou levého břehu. Energocentrum může významně přispět ke zvýšení podílu OZE při hodnocení účinné soustavy zásobování teplem.

Roční potřeba tepla soustavy Pražské teplárenské

Roční potřeba tepla soustavy Pražské teplárenské vychází z analytické části studie a byla stanovena na základě dlouhodobého normálu, počtu denostupňů a dodávek tepla v letech 2021 až 2023. Pro dlouhodobý normál vychází dodávka tepla zákazníkům přibližně na úrovni 8 400 TJ/rok.

Pro stanovení potřebné výroby tepla ve zdrojích je k této hodnotě připočtena orientační hodnota tepelných ztrát v rozvodech tepla ve výši 15 %. Celková roční potřeba tepla soustavy Pražské teplárenské tak pro účely variantního hodnocení vychází přibližně na 9 880 TJ/rok, tedy přibližně 2 745 GWh/rok.

3.4.1 Varianta 0 – ZEVO + PPC1

Tabulka 72: Karta varianty 0 Pilíře 3

Pilíř č.	3 – Pravý břeh (soustava Pražské teplárenské)
Varianta č.	0
Název varianty	Konzervativní transformace soustavy Pražské teplárenské po odklonu od uhlí – ZEVO Mělník + PPC1
Lokalita/území realizace	Soustava Pražské teplárenské – lokalita Mělník (PPC1, ZEVO Mělník) a Praha (ZEVO Malešice, PK Třeboradice, zdroje PT)
Odůvodnění varianty	Konzervativní transformační varianta po odklonu od výroby tepla z uhlí v Mělníku. Zahrnuje pouze zdroje, jejichž realizace je potvrzena nebo nejblíže realizaci: paroplynový zdroj PPC1 a ZEVO Mělník. Slouží jako referenční základ pro porovnání variant Pilíře 3.
Hlavní přínosy	• Zajištění dodávky tepla po odklonu od uhlí i bez realizace dalších zdrojů (PPC3, PK Mělník). • Instalovaný výkon zdrojů (967 MW) převyšuje výpočtovou špičku (893 MW).
Hlavní nevýhody	• 54 % výroby tepla z plynových zdrojů (špičkovací a záložní zdroje PT musí pokrývat základní výrobu). • Podíl KVET + OZE pouze ~46 % – nesplnění požadavků na účinnou soustavu od roku 2028 (min. 50 %). • Nutnost delšího využití stávajících pražských plynových zdrojů PT nad rámec jejich původně špičkovacího/záložního určení. • Bez doplnění OZE nelze splnit požadavky po roce 2035.
Popis varianty	Varianta 0 nahrazuje výrobu tepla z uhlí v Mělníku paroplynovou KVET PPC1 (162 MW) a ZEVO Mělník (66 MW). Chybějící výroba je doplněna stávajícími plynovými zdroji soustavy PT. Roční potřeba tepla soustavy PT: ~9 881 TJ/rok (vč. 15 % ztrát v rozvodech). Struktura výroby: 27 % ZEVO (z toho 11 % OZE – biogenní frakce odpadu, 16 % KVET), 19 % KVET (PPC1), 54 % plynové zdroje. Provoz zdrojů ZEVO: ~8 000 h/rok.
Paralelní aktivity	• Odklon od uhlí v lokalitě Mělník. • Ověření podmínek pro delší provoz stávajících pražských špičkovacích zdrojů PT (povolovací režim, emisní limity, technické parametry).
Odhad investičních nákladů	• Orientační investiční rámec zdrojů Mělník: ~27 mld. Kč bez DPH (ZEVO Mělník + PPC1). Investiční podpora z Modernizačního fondu: ~13,6 mld. Kč. • Investiční náklady zdrojů v lokalitě Mělník jsou uvažovány na straně jejich vlastníka/provozovatele a do hodnocení varianty vstupují prostřednictvím ceny dodávaného tepla.
Ekonomické hodnocení	Modelová cena tepla: 1 061 až 1 438 Kč/GJ bez DPH. Nejnižší cena ze všech variant Pilíře 3, avšak výrazně omezená zdrojová robustnost.
Environmentální dopady	Výrazné snížení emisí oproti uhlí. Vysoký podíl prosté plynové výroby (54 %). Delší zapojení pražských špičkovacích zdrojů PT

	může zvýšit lokální emise znečišťujících látek přímo na území Prahy.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~1 040 tis. t CO_2/rok: • z toho emise z výroby tepla: ~606 tis. t CO_2/rok, • z výroby elektřiny: ~432 tis. t CO_2/rok.
Rizika realizace	• Provozní: stávající pražské plynové zdroje PT jsou určeny primárně pro špičkovací a záložní provoz – jejich dlouhodobé zapojení do základní výroby vyžaduje ověření. • Regulatorní: podíl KVET + OZE ~46 % nesplňuje požadavky na účinnou soustavu od roku 2028. • Cenové: vysoká závislost na zemním plynu a emisních povolenkách ETS. • Strategické: bez OZE nelze splnit požadavky po roce 2035.
Poznámky	Roční potřeba tepla soustavy PT (pro dlouhodobý normál, dodávka zákazníkům): ~8 400 TJ/rok. Po připočtení 15 % ztrát v rozvodech: ~9 880 TJ/rok (~2 745 GWh/rok). Výpočtový špičkový výkon PT: ~893 MW. Průměrný zimní denní výkon: ~580 MW.

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 0 představuje konzervativní směr vývoje soustavy Pražské teplárenské po odklonu od výroby tepla z uhlí v lokalitě Mělník. V této variantě jsou uvažovány pouze zdroje, jejichž realizace je v současnosti potvrzena nebo před realizací, tedy zejména paroplynový zdroj PPC1 a zařízení ZEVO Mělník.

Zároveň je předpokládán odklon od uhlí v lokalitě Mělník. Chybějící výroba tepla je proto ve variantě nahrazována kombinací nových zdrojů a stávajících plynových zdrojů soustavy Pražské teplárenské.

Varianta 0 pracuje s následující strukturou zdrojů:

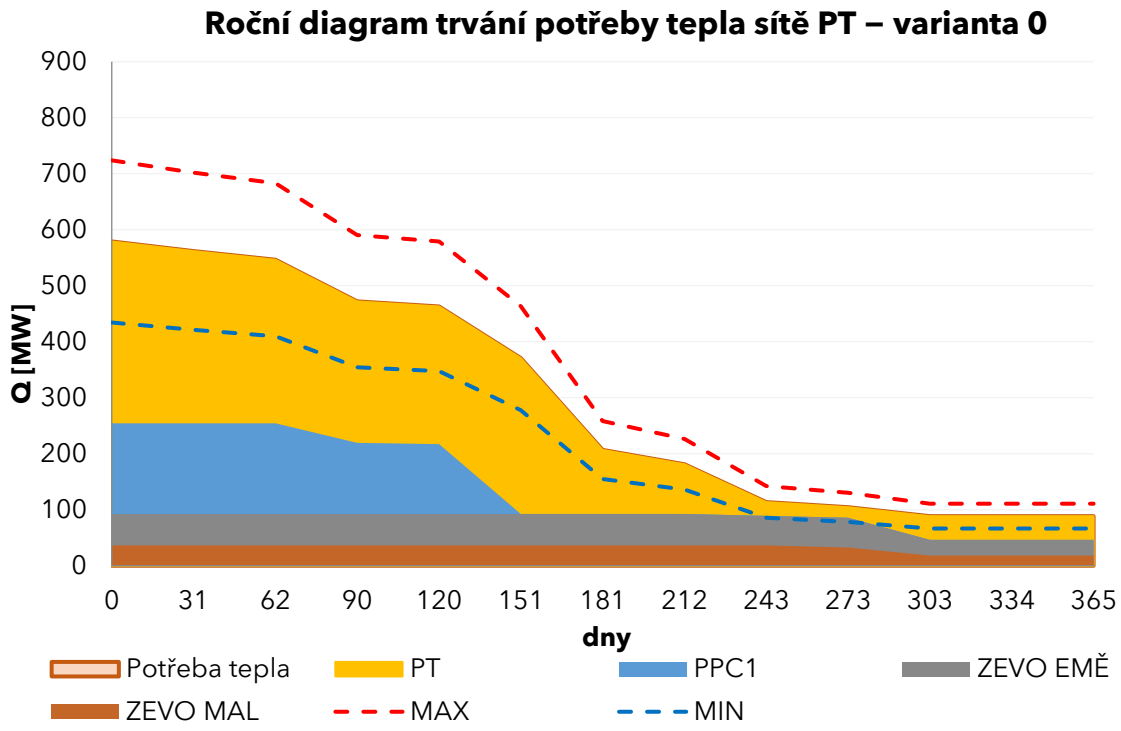
- Mělník: PPC1 (162 MW), ZEVO Mělník (66 MW);
- Praha: ZEVO MAL (36 MW, až 60 MW), zdroje PT (až 563,3 MW), PK TŘEBO (116,3 MW).

Roční diagram potřeby tepla a kontrola instalovaného výkonu

Modelový roční diagram trvání potřeby tepla ukazuje maximální zatížení soustavy na úrovni cca 720 MW při průměrném zimním dni, přičemž zimní průměrný výkon dosahuje přibližně 580 MW.

Maximální potřebný tepelný výkon při výpočtové teplotě (−12 °C) vychází na úrovni 893 MW. Tento údaj představuje dimenzační kritérium pro zajištění dodávky tepla i při extrémních klimatických podmínkách a je vyšší než modelovaná roční špička.

Graf 24: Roční diagram trvání potřeby tepla sítě PT – varianta 0 Pilíře 3



Zdroj: vlastní zpracování

Instalovaný výkon nových zdrojů v lokalitě Mělník je ve variantě 0 tvořen zejména zdrojem PPC1 a ZEVO Mělník a činí pouze 228 MW. Po započtení ZEVO Malešice, plynové kotelny Třeboradice a zdrojů Pražské teplárenské je celkový tepelný výkon zdrojů na úrovni 967 MW.

Tento výkon převyšuje výpočtovou špičku 893 MW a instalovaný výkon v soustavě by byl tedy dostačující, i přes chybějící tepelný výkon z elektrárny Mělník.

Tabulka 73: Shrnutí zdrojů tepla ve variantě 0 v Pilíři 3

Zdroj	ZEVO MAL	ZEVO EMĚ	PPC1	PK TŘEBO	PT	Celkem
MW	36 (až 60)	66	162	116,3	563,3	**967,6**

Zdroj: vlastní zpracování

Modelové pokrytí výroby tepla

Při uvažovaném modelovém provozu zdrojů je roční výroba tepla strukturována následovně:

- 27 % výroby je pokryto zdroji ZEVO, z čehož přibližně 11 % představuje podíl OZE (biogenní frakce odpadu) a 16 % výrobu v režimu vysoce účinné KVET,
- 19 % výroby připadá na vysoce účinnou KVET (PPC1),
- 54 % výroby je pokryto plynovými zdroji.

Struktura výroby ve variantě 0 je významně závislá na prosté plynové výrobě.

Tabulka 74: Modelové pokrytí výroby tepla varianty 0 Pilíře 3

Zdroj		ZEVO MAL	ZEVO EMĚ	PPC1	Plynové zdroje	Celkem
Roční výroba tepla	GWh	288	445	535	1 477	2 745
	TJ	1 036	1 601	1 925	5 319	9 881
Roční výroba elektřiny	GWh	85	130	878	0	1 093
Pokrytí výroby tepla	%	11 %	16 %	19 %	54 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Emisní bilance varianty 0 odráží vysoký podíl prosté plynové výroby tepla. Plynové zdroje zde tvoří největší část emisí přiřazených výrobě tepla, zatímco u zdrojů ZEVO a PPC1 je část emisí přiřazena také souběžné výrobě elektřiny.

Tabulka 75: Emise CO_2 podle zdroje tepla ve variantě 0 Pilíře 3

Zdroj		ZEVO MAL	ZEVO EMĚ	PPC1	Plynové zdroje	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	211 001	168 812	333 861	323 802	1 037 476
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	108 474	86 980	86 712	323 802	605 969
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	102 527	81 831	247 149	0	431 507

Zdroj: vlastní zpracování

Orientační investiční rámec varianty 0

Ve variantě 0 nejsou v rámci hodnocení Pilíře 3 samostatně vyčíslovány přímé investiční náklady na zdroje v lokalitě Mělník. Investiční náročnost těchto zdrojů je zohledněna prostřednictvím modelové ceny tepla dodávaného ze zdrojové základny Mělník, která ve výpočtu ceny tepla vstupuje jako provozní náklad na nákup tepla.

U zdrojů ZEVO Mělník a PPC1 je v modelovém ocenění zohledněna investiční podpora z Modernizačního fondu. U ZEVO Mělník je uvažována podpora ve výši přibližně 6,1 mld. Kč, u zdroje PPC1 podpora ve výši přibližně 7,5 mld. Kč.

Tabulka 76: Orientační investiční rámec zdrojů uvažovaných ve variantě 0 Pilíře 3

Zdroj	Orientační investiční náklady bez DPH	Uvažovaná investiční podpora
ZEVO Mělník	13 000 000 tis. Kč	6 100 000 tis. Kč
PPC1 Mělník	14 000 000 tis. Kč	7 500 000 tis. Kč
Celkem	27 000 000 tis. Kč	13 600 000 tis. Kč

Pozn.: Hodnoty jsou převzaty z veřejně dostupných informací. *Zdroj: vlastní zpracování*

Shrnutí varianty 0

Varianta 0 představuje konzervativní variantu transformace soustavy Pražské teplárenské po odklonu od výroby tepla z uhlí v lokalitě Mělník. V této variantě jsou uvažovány pouze zdroje, jejichž realizace je v současnosti potvrzena nebo je nejblíže realizaci, zejména paroplynový zdroj PPC1 a ZEVO Mělník. Zdroje v Praze, tedy zejména ZEVO Malešice, plynová kotelna Třeboradice a stávající zdroje Pražské teplárenské, zůstávají součástí bilance jako zdroje pro krytí potřeby tepla, špiček a provozní bezpečnosti soustavy.

Z výkonového hlediska je soustava ve variantě 0 schopna pokrýt potřebný špičkový výkon. Maximální potřebný tepelný výkon při výpočtové teplotě je stanoven přibližně na 893 MW, zatímco celkový instalovaný tepelný výkon uvažovaných zdrojů dosahuje přibližně 968 MW. Výkonová bilance je tedy formálně dostatečná i při odklonu od uhelných zdrojů v lokalitě Mělník.

Současně je však nutné upozornit, že významná část stávajících plynových zdrojů Pražské teplárenské je v současnosti určena zejména pro špičkovací nebo záložní provoz. Pokud by měly tyto zdroje zajišťovat významnější část roční výroby tepla, bylo by nutné ověřit jejich povolovací režim, emisní limity a technické parametry pro dlouhodobější provoz.

Hodnocení z hlediska účinné soustavy

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu představuje varianta 0 pouze omezený základ pro další transformaci soustavy. Roční výroba tepla je ve variantě 0 pokryta přibližně z 35 % zdroji v režimu KVET, z 11 % obnovitelnou složkou ZEVO a z 54 % ostatní výrobou, zejména plynovými zdroji.

Souhrnný podíl KVET a OZE tak dosahuje přibližně 46 % celkové výroby tepla. Varianta se proto pohybuje pod hranicí požadovanou pro splnění účinné soustavy od roku 2028. Samostatný podíl OZE je navíc pouze přibližně 11 % a vychází především z biogenní složky odpadu ve zdrojích ZEVO. Varianta 0 proto není dostatečným cílovým řešením pro dlouhodobé plnění požadavků na účinnou soustavu, zejména po roce 2035.

Tabulka 77: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 0 Pilíře 3

Varianta 0 – Pilíř 3 – ZEVO + PPC1		KVET	OZE	Ostatní výroba	Celkem
roční výroba tepla	GWh	956	311	1 478	2 745
	TJ	3 441	1 121	5 319	9 881
pokrytí roční výroby tepla	%	35 %	11 %	54 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Environmentální hodnocení

Emisní bilance varianty 0 odpovídá vysokému podílu prosté plynové výroby tepla. Celkové emise CO_2 dosahují přibližně 1,04 mil. tun CO_2/rok. Z toho emise přiřazené výrobě tepla činí přibližně 606 tis. tun CO_2/rok a emise přiřazené výrobě elektřiny přibližně 432 tis. tun CO_2/rok.

Měrné emise CO_2 z výroby tepla vycházejí přibližně na 221 g CO_2/kWh vyrobeného tepla. Varianta 0 je tak výrazně příznivější než pokračování výroby tepla z uhlí, avšak vzhledem k vysokému podílu zemního plynu nevytváří dostatečný základ pro hlubší dekarbonizaci soustavy.

Současně je nutné upozornit, že varianta 0 předpokládá vyšší využití stávajících pražských plynových zdrojů, které jsou za běžných okolností určeny zejména pro špičkovací nebo záložní provoz. Jejich dlouhodobější zapojení do roční výroby tepla by mohlo vést ke zvýšení lokálních emisí znečišťujících látek přímo na území Prahy. Z tohoto důvodu by bylo nutné ověřit nejen jejich technickou a povolovací připravenost, ale také dopady na kvalitu ovzduší v dotčených lokalitách.

Tabulka 78: Emisní bilance varianty 0 Pilíře 3

Varianta 0 – Pilíř 3 – ZEVO + PPC1		Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	1 037 476
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	605 969
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	431 507
celkové emise CO_2 vztažené na vyrobené teplo a elektřinu	g CO_2/kWh	270
emise CO_2 z výroby tepla vztažené na vyrobené teplo	g CO_2/kWh	221

Zdroj: vlastní zpracování

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z hlediska modelové ceny tepla představuje varianta 0 referenční stav transformace soustavy Pražské teplárenské po odklonu od uhlí, avšak bez dalšího významného posílení zdrojové základny. Proměnné náklady jsou ovlivněny zejména spotřebou zemního plynu, výrobou tepla ve zdrojích ZEVO a provozem PPC1. U zdrojů s výrobou elektřiny jsou zohledněny také výnosy z elektřiny jako záporná nákladová položka.

Výsledná modelová cena tepla ve variantě 0 činí 1 061 až 1 438 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je stanovena podle principu popsaného v kapitole 2.3.3.

Pro výpočet modelové ceny tepla je jako jmenovatel uvažována dodávka tepla konečným odběratelům ve výši 8 400 TJ/rok. Rozdíl oproti výrobě tepla představuje orientačně uvažované tepelné ztráty.

Tabulka 79: Modelová cena tepla ve variantě 0 Pilíře 3

Varianta 0 – Pilíř 3 – ZEVO + PPC1		**Nízká**	**Referenční**	**Vysoká**
Dodávka tepla odběratelům	TJ	8 400	8 400	8 400
PN	tis. Kč	4 716 364	6 413 031	7 878 195
	Kč/GJ	561	763	938
SN	tis. Kč	4 200 000	4 200 000	4 200 000
	Kč/GJ	500	500	500
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**1 061**	**1 263**	**1 438**

Zdroj: vlastní zpracování

3.4.2 Varianta 1 – ZEVO + PPC1 + PPC3 + PK

Tabulka 80: Karta varianty 1 Pilíře 3

Pilíř č.	3 – Pravý břeh (soustava Pražské teplárenské)
Varianta č.	1
Název varianty	Rozšířená transformace soustavy Pražské teplárenské – ZEVO Mělník + PPC1 + PPC3 + nová plynová kotelna EMĚ
Lokalita/území realizace	Soustava Pražské teplárenské – lokalita Mělník (PPC1, PPC3, ZEVO Mělník, PK EMĚ) a Praha (ZEVO Malešice, PK Třeboradice, zdroje PT)
Odůvodnění varianty	Rozšíření základní transformace o paroplynový zdroj PPC3 a novou plynovou kotelnu EMĚ v lokalitě Mělník. Cílem je výrazné navýšení podílu KVET, omezení závislosti na stávajících pražských zdrojích a splnění požadavků na účinnou soustavu zásobování teplem do roku 2035.
Hlavní přínosy	• Podíl KVET + OZE ~82 % (KVET 71 %, OZE 11 %) – splnění požadavků na účinnou soustavu do roku 2035. • Snížení prosté plynové výroby z ~54 % (V0) na ~18 %. • Stabilnější výkonová bilance: celkový výkon ~1 410 MW výrazně převyšuje výpočtovou špičku 893 MW. • Méně závislosti na stávajících pražských špičkovacích zdrojích PT. • Příznivější lokální emise na území Prahy.
Hlavní nevýhody	• Samostatný podíl OZE pouze ~11 % – nedostatečné pro splnění požadavků po roce 2035 (min. 35 %). • Vysoké investiční náklady PPC3 (~28 mld. Kč) bez uvažované investiční dotace. • Celkové emise CO_2 vyšší než V0 (z vyšší výroby elektřiny v PPC1 a PPC3). • Splnění požadavků po 2035 by vyžadovalo ~104 mil. Nm³ biometanu/rok.
Popis varianty	Varianta navazuje na V0, přidává PPC3 (300 MW, KVET) a novou plynovou kotelnu (142,5 MW) v Mělníku. Roční potřeba tepla PT: ~9 881 TJ/rok. Struktura výroby: 27 % ZEVO (11 % OZE biogenní, 16 % KVET), 55 % KVET (PPC1 + PPC3), 18 % plynové zdroje. Provoz zdrojů ZEVO: ~8 000 h/rok. Celkový tepelný výkon Mělník: ~670 MW.
Paralelní aktivity	• Účast PPC3 v aukčním bonusu KVET (MPO ČR). • Případná investiční podpora PPC3 (není zahrnuta v modelovém hodnocení).
Odhad investičních nákladů	Orientační investiční rámec zdrojů Mělník: ~55,4 mld. Kč bez DPH, z toho: • PPC3: ~28 mld. Kč bez DPH (bez investiční dotace), • PK EMĚ (142,5 MW × 2,5 mil. Kč/MW): ~356 mil. Kč bez DPH, • ZEVO Mělník + PPC1 viz varianta 0. • Investiční náklady zdrojů v lokalitě Mělník jsou uvažovány na straně jejich vlastníka/provozovatele a do hodnocení varianty vstupují prostřednictvím ceny dodávaného tepla.

Ekonomické hodnocení	Modelová cena tepla: 1 296 až 1 711 Kč/GJ bez DPH. Vyšší než V0 v důsledku vysokých investičních nákladů PPC3 bez dotace. Případná investiční podpora PPC3 by modelovou cenu snížila.
Environmentální dopady	Snížení měrných emisí z výroby tepla oproti V0. Celkové emise vyšší z důvodu vyšší výroby elektřiny (PPC1 + PPC3). Méně lokálních emisí v Praze (menší nutnost pražských špičkovacích zdrojů).
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~1 570 tis. t CO_2/rok: • z toho emise z výroby tepla: ~555 tis. t CO_2/rok, • z výroby elektřiny: ~1 020 tis. t CO_2/rok.
Rizika realizace	• Finanční: PPC3 bez investiční dotace (~28 mld. Kč) – vysoká investiční náročnost. • Regulatorní: po roce 2035 nedostatečný podíl OZE bez biometanu (~104 mil. Nm³/rok). • Cenové: závislost na ceně zemního plynu a emisních povolenkách ETS. • Provozní: provoz PPC v aukčním bonusu vyžaduje splnění podmínek pro KVET.
Poznámky	PK EMĚ navržena jako špičkovací zdroj s možností pokrytí i výraznější části roční výroby. Pro splnění požadavků po 2035: nutné ~104 mil. Nm³ biometanu/rok (výrazně přesahuje lokální potenciál ÚČOV Praha ~12 mil. Nm³/rok).

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 1 představuje rozšířený směr transformace soustavy Pražské teplárenské, ve kterém je vedle zdrojů uvažovaných ve variantě 0 nově zahrnuta také realizace dalšího paroplynového zdroje PPC3 a nové plynové kotelny v lokalitě Mělník.

Oproti variantě 0 se tak nejedná pouze o základní náhradu uhelných zdrojů prostřednictvím PPC1, ZEVO Mělník a stávajících pražských zdrojů, ale o významnější přestavbu zdrojové základny v lokalitě Mělník. Hlavním rozdílem je posílení výroby tepla v režimu vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla, které zajišťuje zejména zdroj PPC3.

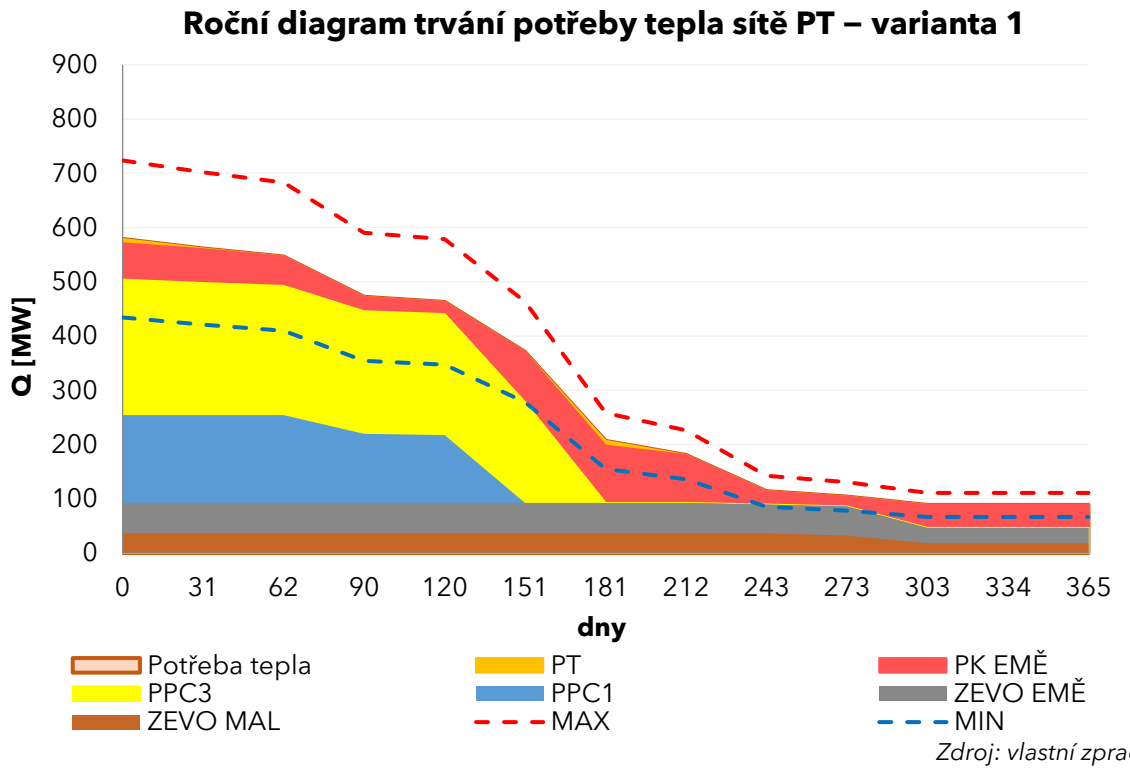
Varianta 1 pracuje s následující strukturou zdrojů:

- Mělník: PPC1 (162 MW), PPC3 (300 MW), ZEVO Mělník (66 MW), PK Mělník (142,5 MW),
- Praha: ZEVO MAL (36 MW, až 60 MW), zdroje PT (až 563,3 MW), PK TŘEBO (116,3 MW).

Roční diagram potřeby tepla a kontrola instalovaného výkonu

Modelový roční diagram trvání potřeby tepla vychází ze stejného zatížení soustavy jako ve variantě 0. Maximální potřebný tepelný výkon při výpočtové teplotě −12 °C je uvažován na úrovni přibližně 893 MW. V průměrném zimním dni je maximální požadovaný výkon na úrovni 720 MW a průměrný denní výkon na úrovni 580 MW.

Graf 25: Roční diagram trvání potřeby tepla sítě PT – varianta 1 Pilíře 3



Zdroj: vlastní zpracování

Ve variantě 1 dochází k výraznému navýšení disponibilního výkonu v lokalitě Mělník. Vedle zdrojů PPC1 a ZEVO Mělník je nově uvažován zdroj PPC3 s tepelným výkonem přibližně 300 MW a nová plynová kotelna EMĚ s tepelným výkonem přibližně 142,5 MW. Celkový výkon zdrojů v lokalitě Mělník tak výrazně roste a přibližuje se výkonové úrovni současného zdrojového zajištění z uhelných bloků. Celkový tepelný výkon zdrojů v elektrárně Mělník pak bude přibližně 670 MW.

Po započtení ZEVO Malešice, plynové kotelny Třeboradice a stávajících zdrojů Pražské teplárenské je celkový instalovaný tepelný výkon soustavy dostatečný pro pokrytí výpočtové špičky i pro zajištění provozní rezervy. Oproti variantě 0 je však výkonová bilance výrazně stabilnější, protože větší část výkonu je soustředěna do nových zdrojů v lokalitě Mělník.

Tabulka 81: Výpis zdrojů ve variantě 1 v Pilíři 3

Zdroj	ZEVO MAL	ZEVO EMĚ	PPC1	PPC3	PK EMĚ	PK TŘEBO	PT	Celkem
MW	36 (až 60)	66	162	300	142,5	116,3	563,3	**1 410**

Zdroj: vlastní zpracování

Modelové pokrytí výroby tepla

Modelová roční výroba tepla ve variantě 1 je pokryta především kombinací zdrojů ZEVO, paroplynových zdrojů PPC1 a PPC3 a doplňkové výroby z plynových zdrojů. Při uvažovaném modelovém provozu zdrojů je roční výroba tepla strukturována následovně:

- 27 % výroby je pokryto zdroji ZEVO, z čehož přibližně 11 % představuje podíl OZE (biogenní frakce odpadu) a 16 % výrobu v režimu vysoce účinné KVET,
- 55 % výroby připadá na vysoce účinnou KVET (PPC1 a PPC3),
- 18 % výroby je pokryto plynovými zdroji (PK EMĚ, PK TŘEBO, PK Pražské teplárenské).

Oproti variantě 0 dochází k výraznému snížení podílu prosté plynové výroby tepla. Hlavním důvodem je zapojení zdroje PPC3, který nahrazuje významnou část výroby, jež by jinak musela být pokryta plynovými kotli nebo stávajícími zdroji Pražské teplárenské.

Tabulka 82: Modelové pokrytí výroby tepla varianty 1 Pilíře 3

Zdroj		ZEVO MAL	ZEVO EMĚ	PPC1	PPC3	PK EMĚ	Ostatní PK	Celkem
Roční výroba tepla	GWh	288	445	535	990	455	32	2 745
	TJ	1 036	1 601	1 925	3 564	1 640	115	9 881
Roční výroba elektřiny	GWh	85	130	878	1 980	0	0	3 073
Pokrytí výroby tepla	%	11 %	16 %	19 %	36 %	17 %	1 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Emisní bilance varianty 1 ukazuje pokles emisí přiřazených výrobě tepla oproti variantě 0, zejména v důsledku snížení prosté plynové výroby. Současně však roste objem emisí přiřazených výrobě elektřiny, protože varianta zahrnuje výrazně vyšší výrobu elektřiny ze zdrojů PPC1 a PPC3.

Tabulka 83: Emise CO_2 podle zdroje tepla ve variantě 1 Pilíře 3

Zdroj		ZEVO MAL	ZEVO EMĚ	PPC1	PPC3	PK EMĚ	Ostatní PK	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	211 001	168 812	333 861	753 147	101 739	2 912	1 571 473
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	108 474	86 980	86 712	168 425	101 739	2 912	555 243
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	102 527	81 831	247 149	584 722	0	0	1 016 229

Zdroj: vlastní zpracování

Orientační investiční rámec varianty 1

Ve variantě 1 nejsou v rámci hodnocení Pilíře 3 samostatně vyčíslovány přímé investiční náklady na zdroje v lokalitě Mělník. Investiční náročnost těchto zdrojů je zohledněna prostřednictvím modelové ceny tepla dodávaného ze zdrojové základny Mělník, která ve výpočtu ceny tepla vstupuje jako provozní náklad na nákup tepla.

U zdrojů ZEVO Mělník a PPC1 je v modelovém ocenění zohledněna investiční podpora z Modernizačního fondu. U ZEVO Mělník je uvažována podpora ve výši přibližně 6,1 mld. Kč, u zdroje PPC1 podpora ve výši přibližně 7,5 mld. Kč. U nově uvažovaného zdroje PPC3 ani u nové plynové kotelny EMĚ není investiční podpora v modelovém hodnocení uvažována.

Orientační investiční náklady zdroje PPC3 jsou odvozeny z měrné investiční náročnosti zdroje PPC1 a odpovídají přibližně 28,0 mld. Kč bez DPH. Orientační investiční náklady nové plynové kotelny EMĚ o uvažovaném tepelném výkonu 142,5 MW jsou stanoveny na základě měrného investičního nákladu 2,5 mil. Kč/MW, tj. přibližně 356 mil. Kč bez DPH.

Tabulka 84: Orientační investiční rámec zdrojů uvažovaných ve variantě 1 Pilíře 3

Zdroj	Orientační investiční náklady bez DPH	Uvažovaná investiční podpora
ZEVO Mělník	13 000 000 tis. Kč	6 100 000 tis. Kč
PPC1 Mělník	14 000 000 tis. Kč	7 500 000 tis. Kč
PPC3 Mělník	28 000 000 tis. Kč	0 tis. Kč
PK Mělník	356 250 tis. Kč	0 tis. Kč
Celkem	55 356 250 tis. Kč	13 600 000 tis. Kč

Pozn.: Hodnoty jsou převzaty z veřejně dostupných informací. *Zdroj: vlastní zpracování*

Shrnutí varianty 1

Varianta 1 představuje rozšířenou variantu transformace soustavy Pražské teplárenské po odklonu od výroby tepla z uhlí v lokalitě Mělník. Oproti variantě 0 již nepracuje pouze se základní náhradou uhelných zdrojů, ale předpokládá významnější posílení zdrojové základny v lokalitě Mělník prostřednictvím zdroje PPC3 a nové plynové kotelny EMĚ.

Z výkonového hlediska představuje varianta 1 stabilnější řešení než varianta 0. Celkový instalovaný tepelný výkon soustavy dosahuje přibližně 1 410 MW a výrazně převyšuje výpočtovou špičku přibližně 893 MW. Varianta tak vytváří vyšší provozní rezervu pro plánované odstávky, mimořádné provozní stavy a omezení jednotlivých zdrojů. Oproti variantě 0 je větší část výkonu soustředěna do nových zdrojů v lokalitě Mělník, což zvyšuje robustnost zdrojového zajištění.

Z hlediska roční výroby tepla je hlavním přínosem varianty 1 výrazné navýšení výroby v režimu vysoce účinné KVET. Zapojením zdroje PPC3 se podíl výroby z paroplynových zdrojů významně zvyšuje a prostá plynová výroba tepla se oproti variantě 0 snižuje na méně než pětinu roční výroby.

Hodnocení z hlediska účinné soustavy

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu vytváří varianta 1 výrazně lepší podmínky než varianta 0. Roční výroba tepla je ve variantě 1 pokryta přibližně ze 71 % zdroji v režimu KVET, z 11 % obnovitelnou složkou ZEVO a z 18 % ostatní výrobou, zejména plynovými zdroji.

Souhrnný podíl KVET a OZE tak dosahuje přibližně 82 % celkové roční výroby tepla. Varianta 1 proto splňuje požadavek na účinnou soustavu v období do roku 2035. Samostatný podíl OZE však zůstává pouze přibližně na úrovni 11 % a je tvořen zejména biogenní složkou odpadu ve zdrojích ZEVO. Pro splnění přísnějších požadavků po roce 2035 proto bude nutné doplnit další obnovitelné zdroje energie nebo obnovitelné palivo.

Tabulka 85: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 1 Pilíře 3

Varianta 1 – Pilíř 3 – ZEVO + PPC1 + PPC3 + PK		**KVET**	**OZE**	**Ostatní výroba**	**Celkem**
roční výroba tepla	GWh	1 946	311	488	2 745
	TJ	7 005	1 121	1 755	9 881
pokrytí roční výroby tepla	%	71 %	11 %	18 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Environmentální hodnocení

Emisní bilance varianty 1 ukazuje pokles emisí CO_2 přiřazených výrobě tepla oproti variantě 0. Emise z výroby tepla klesají přibližně na 555 tis. tun CO_2/rok a měrné emise z výroby tepla na přibližně 202 g CO_2/kWh vyrobeného tepla. Důvodem je zejména snížení podílu prosté plynové výroby tepla a vyšší využití výroby v režimu KVET.

Celkové emise CO_2 jsou však vyšší než ve variantě 0, protože varianta 1 zahrnuje výrazně vyšší výrobu elektřiny ze zdrojů PPC1 a PPC3. Celkové emise CO_2 dosahují přibližně 1,5 mil. tun CO_2/rok, z toho emise přiřazené výrobě elektřiny přibližně 1,02 mil. tun CO_2/rok. Tento nárůst proto souvisí především s vyšší souběžnou výrobou elektřiny, nikoliv se zhoršením emisní náročnosti výroby tepla.

Oproti variantě 0 je větší část roční výroby tepla soustředěna do nových zdrojů v lokalitě Mělník, což omezuje potřebu dlouhodobějšího využití stávajících pražských špičkovacích a záložních plynových zdrojů. Varianta 1 proto může být příznivější z hlediska lokálních emisí přímo na území Prahy.

Tabulka 86: Emisní bilance varianty 1 Pilíře 3

Varianta 1 – Pilíř 3 – ZEVO + PPC1 + PPC3 + PK		Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	1 571 473
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	555 243
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	1 016 229
celkové emise CO_2 vztažené na vyrobené teplo a elektřinu	g CO_2/kWh	270
emise CO_2 z výroby tepla vztažené na vyrobené teplo	g CO_2/kWh	202

Zdroj: vlastní zpracování

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z hlediska modelové ceny tepla je varianta 1 ovlivněna vyšší výrobou elektřiny ze zdrojů PPC1 a PPC3, vyšší spotřebou zemního plynu v paroplynových zdrojích a nižším podílem prosté plynové výroby tepla. U zdrojů s výrobou elektřiny jsou zohledněny také výnosy z elektřiny jako záporná nákladová položka.

Výsledná modelová cena tepla ve variantě 1 činí 1 296 až 1 711 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je stanovena podle principu popsaného v kapitole 2.3.3. Varianta 1 tak představuje systémově stabilnější transformační variantu než varianta 0, avšak za cenu vyšší modelové ceny tepla a s nutností dalšího doplnění OZE pro období po roce 2035. U nově uvažovaných zdrojů PPC3 a PK EMĚ není v modelovém výpočtu uvažována investiční dotace. Zohledněn je pouze předpoklad provozní podpory KVET pro zdroje PPC v režimu aukčního bonusu. Případná investiční podpora obdobná jako u zdrojů ZEVO nebo PPC1 by mohla modelovou cenu tepla dále snížit.

Pro výpočet modelové ceny tepla je jako jmenovatel uvažována dodávka tepla konečným odběratelům ve výši 8 400 TJ/rok. Rozdíl oproti výrobě tepla představuje orientačně uvažované tepelné ztráty.

Tabulka 87: Modelová cena tepla ve variantě 1 Pilíře 3

Varianta 1 – Pilíř 3 – ZEVO + PPC1 + PPC3 + PK		Nízká	Referenční	Vysoká
Dodávka tepla odběratelům	TJ	8 400	8 400	8 400
PN	tis. Kč	6 689 362	8 767 128	10 172 267
	Kč/GJ	796	1 044	1 211
SN	tis. Kč	4 200 000	4 200 000	4 200 000
	Kč/GJ	500	500	500
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**1 296**	**1 544**	**1 711**

Zdroj: vlastní zpracování

3.4.3 Varianta 2 – ZEVO + PPC1 + PPC3 + PK + EGC

Tabulka 88: Karta varianty 2 Pilíře 3

Pilíř č.	3 – Pravý břeh (soustava Pražské teplárenské)
Varianta č.	2
Název varianty	Rozšířená transformace PT s propojením na energocentrum ÚČOV – letní doplňkový OZE zdroj (doporučený směr pro dosažení doporučené varianty – integrovaný provoz)
Lokalita/území realizace	Elektrárna Mělník: PPC1, PPC3, ZEVO Mělník, PK EMĚ; Praha: ZEVO Malešice, zdroje PT, PK Třeboradice, Energocentrum ÚČOV.
Odůvodnění varianty	Nejlepší samostatně hodnocená varianta Pilíře 3. Navazuje na V1 a doplňuje ji o propojení se soustavou levého břehu napojenou na energocentrum ÚČOV (EGC). EGC dodává doplňkově teplo do soustavy PT v letním období přes obousměrné výměníkové stanice. Zvyšuje podíl OZE a vytváří technický předpoklad pro integrovaný provoz obou soustav.
Hlavní přínosy	• Podíl KVET + OZE ~86 % – nejvyšší ze samostatně hodnocených variant Pilíře 3. • Podíl OZE ~15 % (vyšší než V1 ~11 %) díky ~340 TJ/rok z EGC v letním období. • Mírné snížení emisí z výroby tepla oproti V1 (měrné emise ~199 g CO_2/kWh). • Technický předpoklad pro integrovaný provoz soustav pravého a levého břehu. • Provozní flexibilita: EGC kryje část letní potřeby PT při odstávkách ZEVO.
Hlavní nevýhody	• Samostatný podíl OZE ~15 % stále nedostatečný pro požadavky po 2035 (min. 35 %). • EGC není dimenzováno jako zimní záložní zdroj PT (tepelný výkon EGC není v zimní výkonové bilanci PT). • Podmíněnost teplotní kompatibilitou: EGC využitelné v letním provozu PT (~85/50 °C), nikoliv v zimním provozu (~130/60 °C). • Nutnost obousměrných výměníkových stanic.
Popis varianty	Varianta navazuje na V1 (Mělník: PPC1, PPC3, ZEVO, PK EMĚ). V letním období dodává EGC prostřednictvím obousměrných výměníkových stanic ~340 TJ/rok do soustavy PT (průměrná letní potřeba PT ~100 MW). Struktura výroby: 27 % ZEVO (11 % OZE biogenní, 16 % KVET), 55 % KVET (PPC1 + PPC3), 15 % plynové zdroje, 3 % EGC (OZE). Propojení soustav podmíněno nižší letní teplotní hladinou PT (~85/50 °C) a provozem pravé větve EGC (110/60 °C).
Paralelní aktivity	• Výstavba obousměrných výměníkových stanic. • Realizace pravé větve energocentra ÚČOV. • Realizace PPC3 a PK EMĚ.
Odhad investičních nákladů	• Zdroje Mělník shodné s V1: ~55,4 mld. Kč bez DPH (podpora ~13,6 mld. Kč). Energocentrum ÚČOV a výměníkové stanice hodnoceny v Pilíři 1 (~17,5 mld. Kč bez DPH).

	• Investiční náklady zdrojů v lokalitě Mělník jsou uvažovány na straně jejich vlastníka/provozovatele a do hodnocení varianty vstupují prostřednictvím ceny dodávaného tepla.
Ekonomické hodnocení	Modelová cena tepla: 1 321 až 1 727 Kč/GJ bez DPH. Mírné zvýšení oproti V1 z důvodu nákladů na nákup tepla z EGC; kompenzováno nižší plynovou výrobou.
Environmentální dopady	Mírné snížení emisí z výroby tepla oproti V1. EGC přináší doplňkové OZE teplo s nepřímými emisemi ze spotřeby elektřiny pro TČ (zahrnuty v bilanci).
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~1 560 tis. t CO_2/rok; z toho emise z výroby tepla: ~547 tis. t CO_2/rok.
Rizika realizace	• Teplotní kompatibilita: EGC využitelné jen v letním provozu PT; v zimním provozu PT (~130/60 °C) nelze teplo z EGC využít. • Organizační: koordinace provozního propojení dvou soustav s odlišnými provozovateli. • Regulatorní: po roce 2035 nedostatečný podíl OZE (~15 %) bez biometanu nebo dalšího OZE. • Finanční: vysoké investiční náklady PPC3 bez dotace.
Poznámky	Pro splnění požadavků po 2035 v samostatné V2 by bylo nutné ~104 mil. Nm³ biometanu/rok (výrazně přesahuje produkci ÚČOV ~12 mil. Nm³/rok).

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 2 navazuje na variantu 1, tedy na rozšířenou transformaci zdrojové základny soustavy Pražské teplárenské, ve které jsou uvažovány zdroje ZEVO Malešice, ZEVO Mělník, PPC1, PPC3 a doplňkové plynové zdroje. Nově je v této variantě uvažována možnost provozního propojení soustavy Pražské teplárenské se soustavou levého břehu Vltavy napojenou na energocentrum ÚČOV.

Nejedná se tedy o nahrazení základní transformační role zdrojů v lokalitě Mělník. Energocentrum je v této variantě uvažováno jako doplňkový obnovitelný zdroj, který může za určitých provozních podmínek dodávat část tepla také do soustavy Pražské teplárenské. Hlavní význam tohoto propojení spočívá ve zvýšení podílu tepla z obnovitelných zdrojů a v lepším využití disponibilního výkonu energocentra v obdobích, kdy není plně využit pro potřeby nové soustavy levého břehu.

Propojení obou soustav je uvažováno prostřednictvím hydraulicky oddělených výměníkových stanic, které jsou uvažovány v Pilíři 1 pro pravou větev energocentra. V Pilíři 1 je uvažováno, že výměníkové stanice budou fungovat pro zálohování a špičkování potřeb tepla pravé větve energocentra. Pokud budou ale vybudovány jako obousměrné, může energocentrum v letním období dodávat teplo do soustavy Pražské teplárenské.

Možnost tohoto provozního režimu je podmíněna zejména teplotními parametry obou soustav. Soustava Pražské teplárenské je v zimním období provozována na vyšší teplotní úrovni, typicky přibližně 130/60 °C. V letním období však přechází na nižší teplotní úroveň, přibližně 85/50 °C. Právě v tomto období vzniká vhodnější prostor pro využití tepla z energocentra, zejména při uvažovaném provozu pravé větve nové soustavy na teplotní úrovni přibližně 110/60 °C.

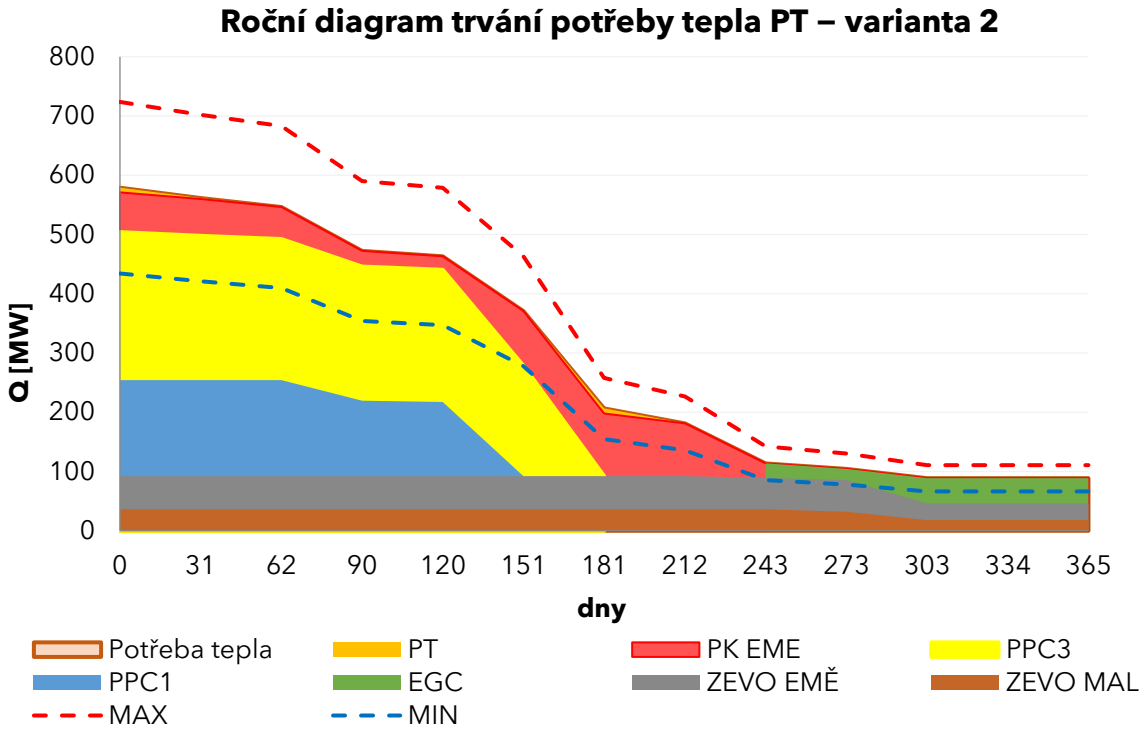
Varianta 2 pracuje s následující strukturou zdrojů:

- Mělník: PPC1 (162 MW), PPC3 (300 MW), ZEVO Mělník (66 MW), PK Mělník (142,5 MW),
- Praha: ZEVO MAL (36 MW, až 60 MW), zdroje PT (až 563,3 MW), PK TŘEBO (116,3 MW), Energocentrum (až 180 MW).

Roční diagram potřeby tepla a kontrola instalovaného výkonu

Modelový roční diagram trvání potřeby tepla vychází ze stejného zatížení soustavy jako ve variantách 0 a 1. Maximální potřebný tepelný výkon při výpočtové teplotě −12 °C je uvažován na úrovni přibližně 893 MW. V průměrném zimním dni je maximální požadovaný výkon přibližně 720 MW a průměrný denní výkon přibližně 580 MW.

Graf 26: Roční diagram trvání potřeby tepla PT – varianta 2 Pilíře 3



Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 2 vychází z podstaty varianty 1, tedy z plné transformace zdrojů v lokalitě Mělník. Celkový tepelný výkon zdrojů v lokalitě Mělník je přibližně na úrovni 670 MW. Spolu se ZEVO Malešice, plynovou kotelnou Třeboradice a dalšími zdroji Pražské teplárenské je tak zajištěn dostatečný tepelný výkon pro pokrytí potřeby soustavy i pro zajištění provozní rezervy.

Tabulka 89: Shrnutí zdrojů ve variantě 2 Pilíře 3

Zdroj	ZEVO MAL	ZEVO EMĚ	PPC1	PPC3	PK EMĚ	PK TŘEBO	PT	Celkem
MW	36 (až 60)	66	162	300	142,5	116,3	563,3	**1 410**

Zdroj: vlastní zpracování

Tepelný výkon energocentra není do výkonové kontroly započítán, protože ve variantě 2 není uvažován jako hlavní ani záložní zdroj pro krytí zimní špičky soustavy Pražské teplárenské. Jeho role je především v letní dodávce tepla při nižší teplotní úrovni soustavy Pražské teplárenské.

Modelové pokrytí výroby tepla

V topné sezoně je výroba tepla pokryta obdobně jako ve variantě 1. Hlavní změna varianty 2 se projevuje v letním období, kdy je uvažováno zapojení energocentra jako doplňkového obnovitelného zdroje pro soustavu Pražské teplárenské.

V letním období se průměrný požadovaný tepelný výkon soustavy Pražské teplárenské pohybuje přibližně na úrovni 100 MW. Za běžného provozu je tato potřeba pokrývána zejména zdroji ZEVO Malešice a ZEVO Mělník. V období částečných technologických odstávek těchto zdrojů, případně při vyšší okamžité potřebě tepla, však vzniká prostor pro

zapojení energocentra. Při nižší letní teplotní úrovni soustavy PT a při provozu pravé větve energocentra na úrovni přibližně 110/60 °C je proto ve variantě modelově uvažována dodávka tepla z EGC do soustavy PT přibližně 340 TJ/rok.

Při uvažovaném modelovém provozu je roční výroba tepla zdroje strukturována následovně:

- 27 % výroby je pokryto zdroji ZEVO, z čehož přibližně 11 % představuje podíl OZE (biogenní frakce odpadu) a 16 % výrobu v režimu vysoce účinné KVET,
- 55 % výroby připadá na vysoce účinnou KVET (PPC1 a PPC3),
- 15 % výroby je pokryto plynovými zdroji,
- 3 % je pokryto výrobou tepla v EGC.

Tabulka 90: Modelové pokrytí výroby tepla varianty 2 Pilíře 3

Zdroj		ZEVO MAL	ZEVO EMĚ	PPC1	PPC3	PK EMĚ	Ostatní PK	EGC	Celkem
Roční výroba tepla	GWh	288	445	535	990	379	13	95	2 745
	TJ	1 036	1 601	1 925	3 564	1 367	48	340	9 881
Roční výroba elektřiny	GWh	85	130	878	1 980	0	0	0	3 073
Pokrytí výroby tepla	%	11 %	16 %	19 %	36 %	14 %	1 %	3 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Uvažovanou dodávku tepla z EGC do soustavy PT ve výši přibližně 340 TJ/rok je vhodné chápat jako modelový potenciál letního využití energocentra při nižší teplotní úrovni soustavy. Konkrétní způsob uplatnění tohoto potenciálu bude záviset na hydraulickém uspořádání a provozním řízení soustavy Pražské teplárenské, zejména na tlakových poměrech, směrech proudění, provozu cirkulačních čerpadel a dispečerském řízení zdrojů. Z tohoto důvodu nemusí být nejvhodnějším řešením plošné dodávání tepla z EGC do celé soustavy PT, ale spíše provozně vymezené využití pro část soustavy, kterou lze v letním nebo nízkozátěžovém režimu zásobovat samostatněji nebo s omezenou vazbou na zbytek soustavy. Příkladem k prověření může být část soustavy v návaznosti na oblast Holešovic a směr Vysočany.

Emisní bilance varianty 2 navazuje na variantu 1 a zohledňuje doplňkovou dodávku tepla z energocentra v letním období. Tato dodávka částečně snižuje potřebu plynové výroby tepla, a proto dochází k mírnému poklesu emisí přiřazených výrobě tepla i celkových měrných emisí. U energocentra jsou započteny nepřímé emise ze spotřeby elektřiny pro provoz tepelných čerpadel.

Tabulka 91: Emise CO_2 podle zdroje tepla ve variantě 2 Pilíře 3

Zdroj		ZEVO MAL	ZEVO EMĚ	PPC1	PPC3	PK EMĚ	Ostatní PK	EGC	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	211 001	168 812	333 861	753 147	81 418	2 912	11 581	1 562 732
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	108 474	86 980	86 712	168 425	81 418	2 912	11 581	546 503
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	102 527	81 831	247 149	584 722	0	0	0	1 016 229

Zdroj: vlastní zpracování

Orientační investiční rámec varianty 2

Ve variantě 2 nejsou v rámci hodnocení Pilíře 3 samostatně vyčíslovány přímé investiční náklady na zdroje v lokalitě Mělník ani na energocentrum ÚČOV a související výměníkové stanice. Investiční náročnost těchto částí systému je již zahrnuta v modelových cenách tepla dodávaného ze zdrojové základny Mělník a ze soustavy energocentra, které ve výpočtu ceny tepla vstupují jako provozní náklady na nákup tepla.

U zdrojů ZEVO Mělník a PPC1 je v modelovém ocenění zohledněna investiční podpora z Modernizačního fondu. U ZEVO Mělník je uvažována podpora ve výši přibližně 6,1 mld. Kč, u zdroje PPC1 podpora ve výši přibližně 7,5 mld. Kč. U nově uvažovaného zdroje PPC3 ani u nové plynové kotelny EMĚ není investiční podpora v modelovém hodnocení uvažována.

Energocentrum ÚČOV a související infrastruktura pravé větve, včetně obousměrných výměníkových stanic umožňujících provozní propojení se soustavou Pražské teplárenské, jsou investičně hodnoceny v rámci Pilíře 1. V Pilíři 3 proto nejsou tyto investice znovu započítávány jako samostatný investiční náklad, aby nedošlo k jejich duplicitnímu zahrnutí do ekonomického hodnocení. Varianta 2 Pilíře 3 přebírá cenu tepla ze soustavy energocentra a pracuje s ní jako s cenou nakupovaného tepla pro dodávku do soustavy Pražské teplárenské v letním období.

Tabulka 92: Orientační investiční rámec zdrojů uvažovaných ve variantě 2 Pilíře 3

Zdroj	Orientační investiční náklady bez DPH	Uvažovaná investiční podpora
ZEVO Mělník	13 000 000 tis. Kč	6 100 000 tis. Kč
PPC1 Mělník	14 000 000 tis. Kč	7 500 000 tis. Kč
PPC3 Mělník	28 000 000 tis. Kč	0 tis. Kč
PK Mělník	356 250 tis. Kč	0 tis. Kč
Soustava Energocentrum	zahrnuto v Pilíři 1	dle Pilíře 1
Celkem	55 356 250 tis. Kč	13 600 000 tis. Kč

Pozn.: Hodnoty jsou převzaty z veřejně dostupných informací. *Zdroj: vlastní zpracování*

Shrnutí varianty 2

Varianta 2 představuje nejpokročilejší samostatně hodnocenou variantu Pilíře 3 pro soustavu Pražské teplárenské. Navazuje na variantu 1, tedy na rozšířenou transformaci zdrojové základny v lokalitě Mělník prostřednictvím ZEVO Mělník, PPC1, PPC3 a nové plynové kotelny EMĚ, a doplňuje ji o možnost provozního propojení se soustavou levého břehu napojenou na energocentrum ÚČOV.

Nejedná se o nahrazení hlavní transformační role zdrojů v lokalitě Mělník. Energocentrum je ve variantě 2 uvažováno jako doplňkový obnovitelný zdroj, který může za vhodných provozních podmínek dodávat část tepla také do soustavy Pražské teplárenské. Hlavní význam varianty proto nespočívá pouze v dodávce přibližně 340 TJ/rok tepla z energocentra, ale také ve vytvoření technického předpokladu pro budoucí integrovaný provoz soustav pravého a levého břehu.

Zapojení energocentra je uvažováno zejména v letním období, kdy je soustava Pražské teplárenské provozována na nižší teplotní úrovni a kdy může energocentrum doplnit výrobu tepla při technologických odstávkách zdrojů ZEVO nebo při vyšší okamžité potřebě tepla. Tepelný výkon energocentra proto není započten do výkonové kontroly zimní špičky soustavy PT.

Hodnocení z hlediska účinné soustavy

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu je varianta 2 nejpříznivější samostatně hodnocenou variantou Pilíře 3. Roční výroba tepla je pokryta přibližně ze 71 % zdroji v režimu KVET, z 15 % obnovitelnými zdroji a ze 14 % ostatní výrobou, zejména plynovými zdroji.

Souhrnný podíl KVET a OZE tak dosahuje přibližně 86 % celkové roční výroby tepla. Varianta 2 proto splňuje požadavek na účinnou soustavu v období do roku 2035 a zároveň zvyšuje samostatný podíl OZE oproti variantě 1. Samostatný podíl OZE však zůstává přibližně na úrovni 15 %, a proto nebude bez dalšího doplnění obnovitelných zdrojů nebo obnovitelného paliva dostatečný pro splnění přísnějších požadavků po roce 2035.

Tabulka 93: Modelové pokrytí výroby tepla varianty 2 Pilíře 3

Varianta 2 – Pilíř 3 – ZEVO + PPC1 + PPC3 + PK + EGC		KVET	OZE	Ostatní výroba	Celkem
roční výroba tepla	GWh	1 946	406	393	2 745
	TJ	7 005	1 461	1 415	9 881
pokrytí roční výroby tepla	%	71 %	15 %	14 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Environmentální hodnocení

Z emisního hlediska přináší varianta 2 další snížení emisí CO_2 spojených s výrobou tepla oproti variantě 1. Důvodem je částečné nahrazení výroby tepla, teplem z energocentra v letním období. Emise z výroby tepla klesají přibližně na 547 tis. tun CO_2/rok a měrné emise z výroby tepla přibližně na 199 g CO_2/kWh vyrobeného tepla.

Celkové emise CO_2 zůstávají vysoké, protože stejně jako ve variantě 1 je významná část emisí přiřazena souběžné výrobě elektřiny ve zdrojích PPC1 a PPC3. Celkové emise CO_2 dosahují přibližně 1,56 mil. tun CO_2/rok. Oproti variantě 1 však dochází k mírnému snížení celkových emisí i emisí přiřazených výrobě tepla.

Tabulka 94: Emisní bilance varianty 2 Pilíře 3

Varianta 2 – Pilíř 3 – ZEVO + PPC1 + PPC3 + PK + EGC		Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	1 562 732
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	546 503
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	1 016 229
celkové emise CO_2 vztažené na vyrobené teplo a elektřinu	g CO_2/kWh	268
emise CO_2 z výroby tepla vztažené na vyrobené teplo	g CO_2/kWh	199

Zdroj: vlastní zpracování

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z hlediska modelové ceny tepla je varianta 2 ovlivněna doplňkovým zapojením energocentra ÚČOV do letní bilance soustavy Pražské teplárenské. Oproti variantě 1 dochází k mírnému snížení plynové výroby tepla a ke zvýšení podílu obnovitelného tepla, současně se však do modelového hodnocení promítají náklady související s dodávkou tepla z energocentra a provozním propojením soustav.

Výsledná modelová cena tepla ve variantě 2 činí 1 321 až 1 726 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je stanovena podle principu popsaného v kapitole 2.3.3. Varianta 2 tak představuje nejlepší samostatně hodnocenou variantu Pilíře 3 a současně nutný technický předpoklad pro cílový integrovaný provoz. Sama o sobě však nepředstavuje konečné řešení požadavků po roce 2035, protože samostatný podíl OZE zůstává pouze přibližně na úrovni 15 %. Pro dlouhodobé splnění požadavků bude nutné další navýšení OZE nebo doplnění obnovitelného paliva.

Pro výpočet modelové ceny tepla je jako jmenovatel uvažována dodávka tepla konečným odběratelům ve výši 8 400 TJ/rok. Rozdíl oproti výrobě tepla představuje orientačně uvažované tepelné ztráty.

Tabulka 95: Modelová cena tepla ve variantě 2 Pilíře 3

Varianta 2 – Pilíř 3 – ZEVO + PPC1 + PPC3 + PK + EGC		Nízká	Referenční	Vysoká
Dodávka tepla odběratelům	TJ	8 400	8 400	8 400
PN	tis. Kč	6 894 821	8 924 597	10 302 996
	Kč/GJ	821	1 062	1 227
SN	tis. Kč	4 200 000	4 200 000	4 200 000
	Kč/GJ	500	500	500
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**1 321**	**1 562**	**1 727**

Zdroj: vlastní zpracování

3.4.4 Integrovaný provoz soustav pravého a levého břehu Vltavy

Tabulka 96: Karta integrovaného provozu soustavy pravého a levého břehu Vltavy pro Pilíř 3

Pilíř č.	3 – Pravý břeh (soustava Pražské teplárenské)
Varianta č.	Integrovaný provoz (kombinace V2 Pilíře 1 + V2 Pilíře 3)
Název varianty	Integrovaný provoz soustav pravého a levého břehu Vltavy – propojení soustavy Pražské teplárenské s energocentrem ÚČOV přes obousměrné výměníkové stanice (doporučená varianta s vazbou na Pilíř 1)
Lokalita/území realizace	Elektrárna Mělník: PPC1 (162 MW), PPC3 (300 MW), ZEVO Mělník (66 MW), PK EMĚ (142,5 MW). Praha – pravý břeh: ZEVO Malešice (36–60 MW), zdroje PT (až 563,3 MW), PK Třeboradice (116,3 MW). Praha – levý břeh: EGC ÚČOV (až 180 MW), PK Veleslavín (až 95 MW), propojení přes obousměrné výměníkové stanice.
Odůvodnění varianty	Cílový rozvojový koncept, který propojuje hlavní transformační směry Pilíře 1 (V2 – EGC pro obě větve) a Pilíře 3 (V2 – transformace PT). Vytváří provozně propojený systém přes obousměrné výměníkové stanice. Soustava PT zajišťuje vysoký podíl KVET, soustava EGC přináší OZE teplo. Propojení umožňuje vzájemné předávání tepelného výkonu za vhodných provozních podmínek.
Hlavní přínosy	• Souhrnný podíl KVET + OZE ~88 % celkové výroby tepla (nejpříznivější ze všech hodnocených variant). • Samostatný podíl OZE ~30 % (výrazně vyšší než V2 PT ~15 % díky EGC jako hlavního OZE zdroje). • Měrné emise z výroby tepla ~184 g CO_2/kWh – nejnižší z hodnocených variant. • Modelová cena tepla příznivější než V2 PT (průměrná cena přes širší dodávku zákazníkům). • Potřeba biometanu pro splnění požadavků po 2035 pouze ~19,6 mil. Nm³/rok (vs. ~104 mil. Nm³/rok u samostatné V2 PT). • Vyšší provozní flexibilita a vzájemné zálohování soustav.
Hlavní nevýhody	• Samostatný podíl OZE ~30 % stále mírně pod hranicí 35 % pro splnění požadavků po 2035 (nutné doplnění biometanu nebo dalšího OZE). • Koordinace dvou soustav s odlišnými provozovateli a obchodními modely. • Nejde o hydraulicky spojenou soustavu – přenosové vazby omezeny kapacitou výměníkových stanic. • Propojení v zimě limitováno teplotní nekompatibilitou (PT ~130/60 °C, EGC ~110/60 °C). • Vysoká celková investiční náročnost (viz Pilíře 1 a 3 dohromady).
Popis varianty	Propojený systém pracuje přes obousměrné výměníkové stanice. V zimě: PT zásobována z Mělníku (PPC1, PPC3, ZEVO, PK EMĚ); EGC zásobuje soustavu levého břehu; výměníkové stanice pro zálohu a špičky. V létě: EGC může dodávat část tepla do PT (PT na nižší teplotní hladině ~85/50 °C). Roční potřeba tepla propojeného systému: ~12 247 TJ/rok (~3 402 GWh/rok). Struktura výroby: 21 % ZEVO (9 % OZE biogenní, 12 % KVET),

	45 % KVET (PPC1 + PPC3 + VEL KVET), 21 % EGC (OZE), 12 % plynové kotelny. Celkový podíl KVET + OZE: ~88 %, samostatný podíl OZE: ~30 %.
Paralelní aktivity	• Realizace celé soustavy V2 Pilíře 1 (EGC pro pravou i levou větev, výměníkové stanice). • Realizace V2 Pilíře 3 (PPC1, PPC3, ZEVO Mělník, PK EMĚ). • Výstavba obousměrných výměníkových stanic v oblasti Bubny-Zátory a Těšnov. • Případná integrace zdroje Veleslavín (PK VEL až 95 MW) jako záložního a špičkovacího zdroje levé větve.
Odhad investičních nákladů	Orientační investiční rámec zdrojů Mělník: ~55,4 mld. Kč bez DPH (podpora ~13,6 mld. Kč). EGC a infrastruktura levého břehu (V2 Pilíře 1): ~17,5 mld. Kč bez DPH. Investiční rámce nejsou duplicitně přepočítávány; každá část je hodnocena v příslušném pilíři.
Ekonomické hodnocení	Modelová cena tepla integrovaného provozu: 1 273 až 1 636 Kč/GJ bez DPH. Příznivější než samostatná V2 PT díky vyššímu objemu OZE tepla z EGC a širší bázi dodávky.
Environmentální dopady	Nejpříznivější emisní profil ze všech hodnocených variant a pohledů Pilíře 3. Nižší měrné emise z výroby tepla díky vyššímu podílu OZE z EGC v souhrnné bilanci.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2 propojeného systému: ~1 650 tis. t CO_2/rok; z toho emise z výroby tepla: ~629 tis. t CO_2/rok, z výroby elektřiny: ~1 020 tis. t CO_2/rok. Měrné emise z výroby tepla: ~184 g CO_2/kWh.
Rizika realizace	• Koordinační: provozní integrace soustav s odlišnými provozovateli, obchodními podmínkami a regulatorním rámcem. • Teplotní: EGC využitelné v letním provozu PT; v zimě omezení teplotní kompatibilitou. • Kapacitní: limitující přenosová kapacita výměníkových stanic. • Regulatorní: pro splnění požadavků po 2035 nutné doplnění biometanu (~19,6 mil. Nm³/rok); část možná z ÚČOV (~12 mil. Nm³), zbytek z externích zdrojů.
Poznámky	Integrovaný provoz není nová samostatná varianta s vlastním CAPEX, ale provozní a ekonomické propojení V2 Pilíře 1 a V2 Pilíře 3. Pro splnění požadavků po 2035: potřeba ~19,6 mil. Nm³ biometanu/rok – z toho ~12 mil. Nm³ z ÚČOV, zbytek (~7,6 mil. Nm³) z externích zdrojů. Modelová cena vztažena k dodávce zákazníkům ~10 644 TJ/rok (PT ~8 400 TJ/rok + levý břeh). Samostatný podíl OZE ~30 % mírně pod hranicí 35 %.

Zdroj: vlastní zpracování

Při současném uvažování rozvoje energocentra ÚČOV a transformace zdrojové základny soustavy Pražské teplárenské vzniká možnost širšího provozního propojení obou soustav. Nejedná se o vznik jedné hydraulicky společné soustavy, ale o provozně propojený systém, ve kterém jsou jednotlivé části odděleny výměníkovými stanicemi a mohou si za určitých podmínek vzájemně předávat tepelný výkon.

Výměníkové stanice mezi novou pravou větví soustavy energocentra a soustavou Pražské teplárenské jsou primárně uvažovány pro špičkování, provozní podporu a zálohování pravé větve. Pokud však budou navrženy jako obousměrné, vzniká zároveň možnost opačného toku tepla, tedy dodávky části výkonu z energocentra do soustavy Pražské teplárenské.

Tato možnost je relevantní zejména v letním období. Soustava Pražské teplárenské je v zimním období provozována na vyšší teplotní úrovni, typicky přibližně 130/60 °C, což omezuje možnost přímého využití tepla z energocentra. V letním období však soustava přechází na nižší teplotní úroveň, přibližně 85/50 °C. Při uvažovaném provozu pravé větve energocentra na teplotní úrovni přibližně 110/60 °C tak vzniká prostor pro předávání tepla do soustavy Pražské teplárenské prostřednictvím výměníkových stanic.

V zimním období zůstává hlavním zdrojovým zajištěním soustavy Pražské teplárenské transformační základna v lokalitě Mělník, tedy zejména ZEVO Mělník, PPC1, PPC3 a doplňkové plynové zdroje. Nová soustava levého břehu je v tomto období zásobována primárně z energocentra ÚČOV. Výměníkové stanice zde mohou sloužit zejména pro provozní podporu, špičkování nebo mimořádné stavy, například při omezení výkonu energocentra.

V letním období může být provozní logika částečně opačná. Potřeba tepla soustavy Pražské teplárenské je výrazně nižší a soustava je provozována na nižší teplotní hladině. Základní dodávku tepla v tomto období zajišťují zejména zdroje ZEVO Malešice a ZEVO Mělník. V době jejich částečných technologických odstávek nebo při vyšší okamžité potřebě tepla však vzniká prostor pro zapojení energocentra jako doplňkového obnovitelného zdroje.

Průměrný letní požadovaný tepelný výkon soustavy Pražské teplárenské se pohybuje přibližně na úrovni 100 MW. Při vhodném provozním nastavení a dostupné přenosové kapacitě výměníkových stanic lze proto modelově uvažovat, že část této letní potřeby bude pokryta právě z energocentra.

Uvažovaná struktura zdrojů propojeného systému

Propojený systém vychází z rozšířené transformace zdrojů v lokalitě Mělník a ze zapojení energocentra ÚČOV do zásobování nové soustavy levého břehu. Z hlediska zdrojové základny jsou uvažovány zejména následující zdroje:

- Mělník: PPC1 (162 MW), PPC3 (300 MW), ZEVO Mělník (66 MW), PK EMĚ (142,5 MW),
- Praha: ZEVO MAL (36 MW, až 60 MW), zdroje PT (až 563,3 MW), PK TŘEBO (116,3 MW), PK VEL (až 95 MW), EGC (až 180 MW).

Energocentrum je v tomto propojeném pohledu uvažováno primárně jako hlavní zdroj pro novou soustavu levého břehu a současně jako doplňkový obnovitelný zdroj pro soustavu Pražské teplárenské v letním období. Nejde tedy o náhradu transformační role zdrojů v lokalitě Mělník, ale o jejich doplnění a provozní rozšíření celého systému.

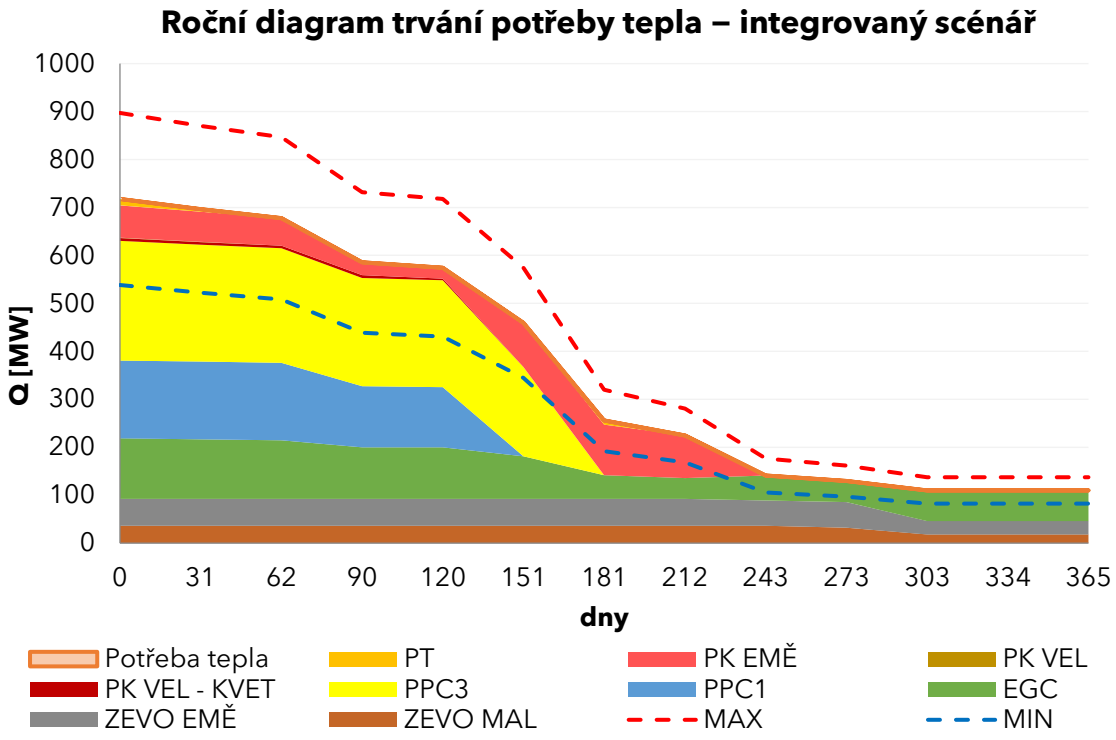
Roční potřeba tepla propojeného systému

Pro souhrnné posouzení propojeného provozu lze uvažovat součet roční potřeby tepla soustavy Pražské teplárenské a nové soustavy napojené na energocentrum.

Roční potřeba tepla soustavy Pražské teplárenské je pro dlouhodobý normál uvažována přibližně na úrovni 9 881 TJ/rok. Roční potřeba tepla nové soustavy levého břehu je uvažována přibližně na úrovni 2 366 TJ/rok. Celková roční potřeba tepla propojeného systému tak vychází přibližně na 12 247 TJ/rok, tedy přibližně 3 402 GWh/rok.

Tento souhrnný pohled neznamená, že všechny části soustavy jsou hydraulicky spojeny do jednoho okruhu. Znamená však, že při obousměrném provozu výměníkových stanic lze zdrojovou bilanci a plnění požadavků účinné soustavy posuzovat také z hlediska širšího integrovaného provozu.

Graf 27: Roční diagram trvání potřeby tepla pro integrovanou variantu Pilíře 3



Zdroj: vlastní zpracování

Modelový roční diagram vykazuje maximální zatížení na úrovni přibližně 900 MW, přičemž výpočtová špička při teplotě −12 °C dosahuje přibližně 1 110 MW. Kontrola instalovaného výkonu byla provedena samostatně v rámci soustavy Pražské teplárenské a nové soustavy energocentra, protože přenosové vazby mezi soustavami jsou omezeny kapacitou výměníkových stanic a navazující infrastruktury.

Modelové pokrytí výroby tepla

Při uvažovaném provozu zdrojů v propojených sítích levého a pravého břehu je roční výroba tepla strukturována následovně:

- 21 % výroby je pokryto zdroji ZEVO, z čehož přibližně 9 % představuje podíl OZE (biogenní frakce odpadu) a 12 % výrobu v režimu vysoce účinné KVET,

- 45 % výroby připadá na vysoce účinnou KVET (PPC1, PPC3 a VEL – KVET),
- 21 % výroby je pokryto zdrojem EGC,
- 12 % výroby je pokryto plynovými kotelnami.

Tabulka 97: Modelové pokrytí výroby tepla

Zdroj		ZEVO MAL	ZEVO EMĚ	PPC 1	PPC 3	EGC	PK EMĚ	PK VEL	KVET VEL	PT	Součet
Roční výroba tepla	GWh	288	445	535	990	723	379	1	18	23	3 402
	TJ	1 036	1 601	1 925	3 564	2 602	1 367	3	66	83	12 247
Roční výroba elektřiny	GWh	85	130	878	1 980	0	0	0	17	0	3 090
Pokrytí výroby tepla	%	8 %	13 %	16 %	29 %	21 %	11 %	0 %	1 %	1 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Z výsledků vyplývá, že propojený provoz soustav umožňuje kombinovat silné stránky obou částí systému. Soustava Pražské teplárenské přináší vysoký podíl výroby tepla v režimu vysoce účinné KVET, zejména díky zdrojům PPC1 a PPC3. Nová soustava levého břehu naopak přináší významný podíl obnovitelného tepla z energocentra ÚČOV.

Dopad na účinnou soustavu

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu je propojený provoz příznivější než samostatné posuzování soustavy PT bez širšího využití energocentra. V modelovaném provozu dosahuje součet výroby tepla z vysoce účinné KVET a OZE přibližně 88 % celkové roční výroby tepla propojeného systému.

Přibližně 58 % výroby tepla je zajištěno v režimu vysoce účinné KVET, zejména ve zdrojích PPC1, PPC3, zařízeních ZEVO a částečně ve zdroji Veleslavín. Přibližně 30 % výroby tepla pochází z obnovitelných zdrojů energie, zejména z energocentra ÚČOV a biogenní složky odpadu ve zdrojích ZEVO.

Z pohledu požadavků po roce 2035 je podstatné, že propojený systém již dosahuje požadovaného souhrnného podílu KVET a OZE nad úrovní 80 %. Samotný podíl OZE však zůstává přibližně na úrovni 30 %, tedy pod hranicí 35 %. Pro dosažení této úrovně bude nutné dále zvyšovat využití obnovitelných zdrojů, zejména vyšším zapojením energocentra, doplněním dalších zdrojů OZE nebo využitím obnovitelného paliva.

Obousměrné výměníkové stanice jsou v tomto směru důležité, protože umožňují využít část výkonu energocentra i mimo novou soustavu levého břehu. Bez této vazby by byl potenciál energocentra omezen především na nově budovanou soustavu, zatímco propojený provoz vytváří prostor pro jeho širší využití v obdobích, kdy je to teplotně a provozně možné.

Orientační investiční rámec integrovaného provozu soustav

Integrovaný provoz soustav pravého a levého břehu nepředstavuje další samostatnou investiční variantu s nově vyčíslovaným investičním rozpočtem. Jedná se o provozní a ekonomické propojení varianty 2 Pilíře 1 a varianty 2 Pilíře 3.

Investiční náročnost energocentra ÚČOV, související tepelné infrastruktury a výměníkových stanic je zahrnuta v rámci investičního hodnocení Pilíře 1, kde orientační investiční rámec varianty 2 činí přibližně 17,5 mld. Kč bez DPH. Investiční náročnost zdrojů v lokalitě Mělník je zahrnuta v modelové ceně tepla dodávaného ze zdrojové základny Mělník; orientační investiční rámec těchto zdrojů činí přibližně 55,4 mld. Kč bez DPH, z toho je uvažována investiční podpora přibližně 13,6 mld. Kč.

Shrnutí integrovaného provozu soustav

Integrovaný provoz soustavy Pražské teplárenské a nové soustavy levého břehu napojené na energocentrum ÚČOV představuje cílový provozní koncept, který propojuje hlavní transformační směry Pilíře 1 a Pilíře 3. Nejedná se o vznik jedné hydraulicky společné soustavy, ale o provozně propojený systém, ve kterém jsou jednotlivé části odděleny výměníkovými stanicemi a mohou si za vhodných provozních podmínek vzájemně předávat tepelný výkon.

Základem integrovaného provozu je kombinace rozšířené transformace zdrojů v lokalitě Mělník a využití energocentra ÚČOV jako hlavního obnovitelného zdroje pro novou soustavu levého břehu. Soustava Pražské teplárenské zajišťuje významnou část výroby tepla v režimu vysoce účinné KVET, zejména prostřednictvím zdrojů PPC1 a PPC3. Nová soustava levého břehu naopak přináší významný podíl obnovitelného tepla z energocentra ÚČOV.

Z provozního hlediska je propojení obou soustav uvažováno prostřednictvím obousměrných výměníkových stanic. V zimním období zůstává hlavním zdrojovým zajištěním soustavy Pražské teplárenské transformační základna v lokalitě Mělník, zatímco energocentrum zásobuje primárně novou soustavu levého břehu. Výměníkové stanice mohou v tomto období sloužit zejména pro provozní podporu, špičkování nebo mimořádné provozní stavy. V letním období může být provozní logika částečně opačná a část tepla z energocentra může být dodávána do soustavy Pražské teplárenské, protože soustava PT pracuje na nižší teplotní úrovni.

Hodnocení z hlediska účinné soustavy

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu představuje integrovaný provoz nejpříznivější posuzovaný stav. Potřebná roční výroba tepla integrovaného systému je uvažována přibližně na úrovni 12 247 TJ/rok. Z toho přibližně 58 % připadá na výrobu tepla v režimu KVET, přibližně 30 % na výrobu tepla z OZE a přibližně 12 % na ostatní výrobu, zejména v plynových zdrojích.

Souhrnný podíl KVET a OZE tak dosahuje přibližně 88 % celkové roční výroby tepla. Integrovaný provoz proto splňuje souhrnný požadavek na účinnou soustavu i z pohledu požadavků platných po roce 2035. Samostatný podíl OZE však dosahuje přibližně 30 %, a zůstává tak mírně pod požadovanou úrovní 35 %. Pro dlouhodobé splnění všech požadavků po roce 2035 proto bude nutné dále navýšit podíl obnovitelných zdrojů nebo doplnit obnovitelné palivo, například biometan.

Tabulka 98: Shrnutí podílu výrob tepla pro integrovanou variantu Pilíře 3

Integrovaná varianta		KVET	OZE	Ostatní výroba	Celkem
roční výroba tepla	GWh	1 964	1 034	404	3 402
	TJ	7 071	3 723	1 453	12 247
pokrytí roční výroby tepla	%	58 %	30 %	12 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Environmentální hodnocení

Z emisního hlediska je integrovaný provoz příznivější než samostatné posuzování soustavy Pražské teplárenské bez širšího využití energocentra. Celkové emise CO_2 integrovaného systému dosahují přibližně 1,65 mil. tun CO_2/rok, z toho emise přiřazené výrobě tepla přibližně 629 tis. tun CO_2/rok a emise přiřazené výrobě elektřiny přibližně 1,02 mil. tun CO_2/rok.

Měrné emise CO_2 z výroby tepla vycházejí přibližně na 184 g CO_2/kWh vyrobeného tepla. Tato hodnota je nižší než u samostatné varianty 2 soustavy Pražské teplárenské, protože do souhrnné bilance vstupuje významný objem tepla z energocentra s nižší emisní náročností. Integrovaný provoz tak umožňuje snížit emisní intenzitu výroby tepla při zachování významné role vysoce účinné KVET.

Tabulka 99: Emisní bilance pro integrovanou variantu Pilíře 3

Integrovaná varianta		Soustava PT	Soustava EGC	Celkem
emise CO_2 celkové	t CO_2	1 562 732	86 865	1 649 597
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	546 503	82 141	628 644
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	1 016 229	4 724	1 020 953
celkové emise CO_2 vztažené na vyrobené teplo a elektřinu	g CO_2/kWh	268	129	254
emise CO_2 z výroby tepla vztažené na vyrobené teplo	g CO_2/kWh	199	125	184

Zdroj: vlastní zpracování

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z ekonomického hlediska je integrovaný provoz hodnocen jako souhrnné modelové posouzení nové soustavy levého břehu napojené na energocentrum ÚČOV a transformované soustavy Pražské teplárenské. Pro účely tohoto hodnocení jsou proměnné náklady, stálé náklady a náklady na nákup tepla obou částí systému posuzovány společně a výsledná modelová cena tepla je vztažena k celkové dodávce tepla zákazníkům v obou propojených soustavách, která je uvažována na úrovni 10 644 TJ/rok.

Výsledná modelová cena tepla ve variantě 2 činí 1 273 až 1 636 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je stanovena podle principu popsaného v kapitole 2.3.3. V porovnání se samostatnou variantou 2 soustavy Pražské teplárenské vychází integrovaný provoz v modelovém hodnocení příznivěji, protože do souhrnné bilance vstupuje vyšší objem obnovitelného tepla z energocentra a celkové náklady jsou vztaženy k širší dodávce tepla. Výsledek je však nutné chápat jako průměrnou systémovou cenu integrovaného provozu, nikoliv jako návrh

konkrétního budoucího tarifního uspořádání mezi jednotlivými provozovateli nebo odběrateli.

Pro výpočet modelové ceny tepla je jako jmenovatel uvažována dodávka tepla konečným odběratelům ve výši 10 644 TJ/rok. Rozdíl oproti výrobě tepla představuje orientačně uvažované tepelné ztráty.

Z hlediska souhrnného systémového hodnocení proto integrovaný provoz představuje doporučený cílový směr dalšího rozvoje Pilíře 3 ve vazbě na Pilíř 1. Umožňuje lépe využít obnovitelné teplo z energocentra ÚČOV, zachovat významnou roli vysoce účinné KVET v soustavě Pražské teplárenské a současně zvýšit provozní flexibilitu mezi pravým a levým břehem Vltavy. Zároveň však nejde o konečné řešení všech požadavků po roce 2035, protože pro dosažení samostatného podílu OZE alespoň 35 % bude nutné doplnit další obnovitelné zdroje nebo obnovitelné palivo.

Tabulka 100: Modelová cena tepla integrovaného provozu soustav PT a EGC

Integrovaný provoz – síť EGC + síť PT		**Nízká**	**Referenční**	**Vysoká**
Dodávka tepla odběratelům	TJ	10 644	10 644	10 644
PN	tis. Kč	7 644 953	9 827 494	11 506 406
	Kč/GJ	718	923	1 081
SN	tis. Kč	5 907 565	5 907 565	5 907 565
	Kč/GJ	555	555	555
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**1 273**	**1 478**	**1 636**

Zdroj: vlastní zpracování

3.4.5 Shrnutí variant Pilíře 3

Pilíř 3 posuzuje transformaci zdrojové základny soustavy Pražské teplárenské po odklonu od výroby tepla z uhlí v lokalitě Mělník. Všechny samostatně hodnocené varianty vycházejí ze stejné potřebné roční výroby tepla soustavy Pražské teplárenské, která je pro dlouhodobý normál a po započtení ztrát v rozvodech uvažována přibližně na úrovni 9 881 TJ/rok, tedy 2 745 GWh/rok. Pro srovnání je v souhrnné tabulce uveden také výchozí stav, ve kterém je rozhodující část výroby tepla zajišťována v lokalitě Mělník z uhelných zdrojů v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla.

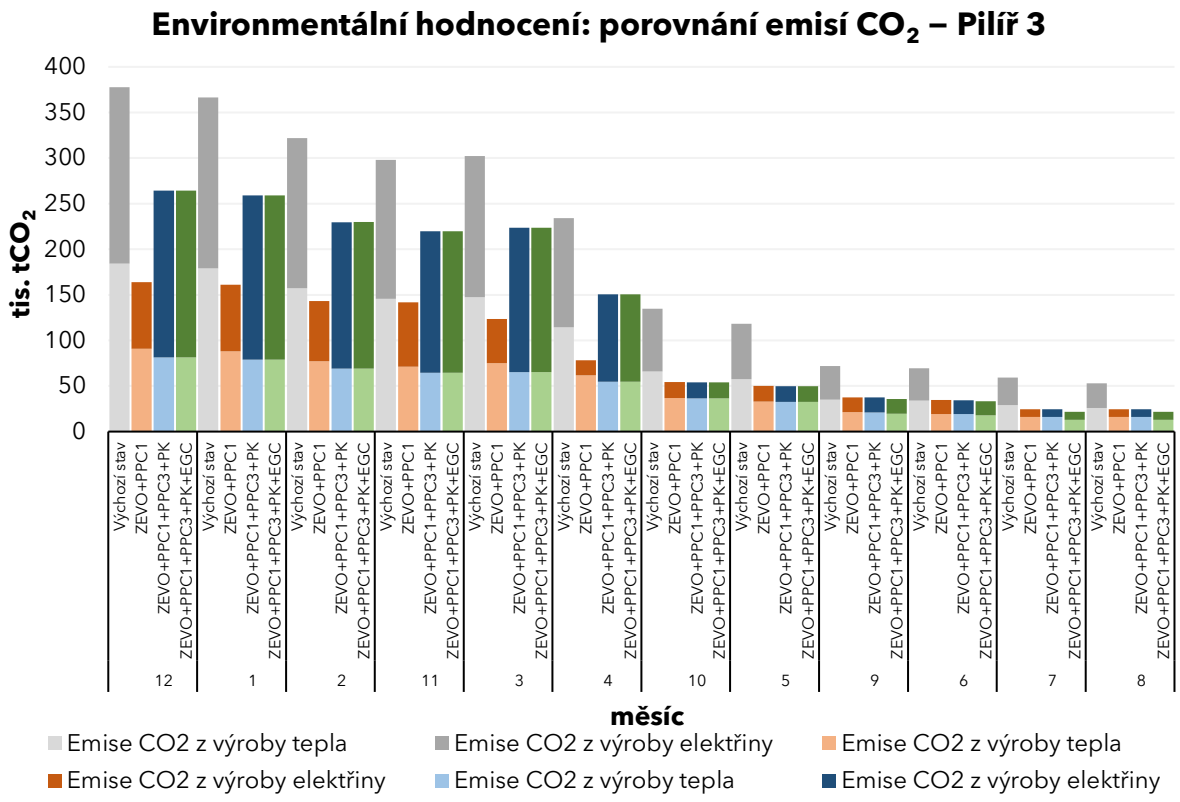
Varianta 0 představuje konzervativní transformační variantu, ve které jsou uvažovány pouze zdroje, jejichž realizace je potvrzena nebo je nejblíže realizaci, zejména ZEVO Mělník a PPC1. Chybějící výroba tepla po odklonu od uhlí je ve významné míře nahrazována stávajícími plynovými zdroji soustavy Pražské teplárenské. Oproti výchozímu stavu dochází k výraznému snížení emisí CO_2 z výroby tepla, avšak za cenu zásadní změny struktury výroby. Podíl KVET klesá přibližně na 35 % a podíl ostatní výroby, zejména z plynových zdrojů, roste přibližně na 54 %. Varianta 0 proto představuje pouze minimální transformační scénář, který sice umožňuje základní náhradu uhelné výroby, ale není dostatečně robustní z pohledu požadavků na účinnou soustavu ani z pohledu dlouhodobé provozní strategie.

Varianta 1 představuje rozšířenou transformační variantu, která vedle zdrojů uvažovaných ve variantě 0 zahrnuje také PPC3 a novou plynovou kotelnu v lokalitě Mělník. Hlavním

přínosem varianty je výrazné navýšení výroby tepla v režimu vysoce účinné KVET a snížení podílu ostatní výroby z plynových zdrojů z přibližně 54 % ve variantě 0 na přibližně 18 %. Souhrnný podíl KVET a OZE dosahuje přibližně 82 % roční výroby tepla, a varianta proto vytváří výrazně lepší podmínky pro splnění požadavků na účinnou soustavu do roku 2035. Samostatný podíl OZE však zůstává pouze přibližně na úrovni 11 %, a proto varianta 1 sama o sobě neřeší požadavky platné po roce 2035.

Varianta 2 navazuje na variantu 1 a doplňuje ji o možnost provozního propojení soustavy Pražské teplárenské se soustavou levého břehu napojenou na energocentrum ÚČOV. Energocentrum zde není uvažováno jako hlavní ani záložní zimní zdroj pro soustavu PT, ale jako doplňkový obnovitelný zdroj využitelný zejména v letním období při nižší teplotní úrovni soustavy. Oproti variantě 1 zvyšuje podíl OZE přibližně z 11 % na 15 % a snižuje podíl ostatní výroby přibližně z 18 % na 14 %. Varianta 2 tak představuje nejlepší samostatně hodnocenou variantu soustavy Pražské teplárenské a současně technický předpoklad pro integrovaný provoz soustav pravého a levého břehu. Sama o sobě však stále nedosahuje požadovaného samostatného podílu OZE pro období po roce 2035.

Graf 28: Environmentální hodnocení: porovnání emisí CO_2 – Pilíř 3



Pozn.: Graf zachycuje základní emisní bilanci variant bez dodatečné náhrady zemního plynu biometanem.

Zdroj: vlastní zpracování

Výše uvedené environmentální porovnání zachycuje základní emisní bilanci samostatně hodnocených variant Pilíře 3 při jednotných palivových a emisních předpokladech. U plynových zdrojů je proto v hlavním srovnání uvažováno spalování zemního plynu. Využití biometanu je dále posuzováno samostatně jako doplňkový scénář pro splnění požadavků účinné soustavy po roce 2035, nikoliv jako součást hlavní emisní bilance variant uvedené v souhrnné tabulce a grafu.

Vedle samostatných variant soustavy Pražské teplárenské je proto posouzen také integrovaný provoz soustav pravého a levého břehu Vltavy. Ten vychází z kombinace varianty 2 Pilíře 1 a varianty 2 Pilíře 3. Nejedná se o hydraulické sloučení soustav, ale o provozní propojení přes výměníkové stanice, které umožní vzájemné předávání tepelného výkonu za vhodných provozních podmínek. Integrovaný provoz rozšiřuje pohled z vlastní soustavy PT na širší teplárenský systém, ve kterém se kombinuje vysoký podíl KVET v transformované soustavě Pražské teplárenské s významným podílem OZE z energocentra ÚČOV.

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu se jako nejpříznivější jeví právě integrovaný provoz. V samostatné variantě 2 soustavy PT dosahuje souhrnný podíl KVET a OZE přibližně 86 %, zatímco v integrovaném provozu dosahuje přibližně 88 %. Samostatný podíl OZE se v integrovaném provozu zvyšuje přibližně na 30 %, zejména díky zapojení energocentra ÚČOV. Tím se integrovaný provoz významně přibližuje požadavkům platným po roce 2035. Pro splnění samostatného požadavku na podíl OZE alespoň 35 % však bude nutné doplnit další obnovitelné zdroje nebo obnovitelné palivo, například biometan.

Z emisního hlediska je nutné rozlišovat mezi emisemi přiřazenými výrobě tepla a celkovými emisemi včetně výroby elektřiny. Varianty 0 až 2 vedou k výraznému snížení emisí z výroby tepla oproti výchozímu stavu, protože nahrazují výrobu tepla z uhlí. Ve variantě 0 klesají měrné emise z výroby tepla přibližně na 221 g CO_2/kWh, ve variantě 1 na 202 g CO_2/kWh a ve variantě 2 na 199 g CO_2/kWh. Integrovaný provoz dosahuje přibližně 184 g CO_2/kWh vyrobeného tepla, protože do souhrnné bilance vstupuje významný objem tepla z energocentra s nižší emisní náročností.

Celkové emise CO_2 jsou ve variantách 1 a 2 vyšší než ve variantě 0, protože tyto varianty zahrnují výrazně vyšší souběžnou výrobu elektřiny v paroplynových zdrojích PPC1 a PPC3. Tento nárůst proto neznamená zhoršení emisní náročnosti dodávky tepla, ale odráží vyšší výrobu elektřiny v režimu KVET. Pro hodnocení dekarbonizace dodávky tepla je proto vhodné sledovat zejména emise CO_2 přiřazené výrobě tepla a měrné emise vztažené na vyrobené teplo.

Z investičního hlediska nejsou u variant Pilíře 3 vykazovány přímé investiční náklady jako samostatný CAPEX posuzované soustavy. Orientační investiční rámec zdrojů v lokalitě Mělník činí ve variantě 0 přibližně 27,0 mld. Kč bez DPH, z toho je uvažována investiční podpora přibližně 13,6 mld. Kč. Ve variantách 1 a 2 činí orientační investiční rámec zdrojů v lokalitě Mělník přibližně 55,4 mld. Kč bez DPH, se stejnou uvažovanou investiční podporou přibližně 13,6 mld. Kč. Investiční náročnost těchto zdrojů je již zahrnuta v modelové ceně tepla dodávaného ze zdrojové základny Mělník, která ve výpočtu modelové ceny tepla vstupuje jako provozní náklad na nákup tepla.

Z pohledu Pilíře 3 je proto doporučeným směrem realizace varianty 2 jako nejlepší samostatně hodnocené varianty soustavy Pražské teplárenské a zároveň jako nezbytného technického předpokladu pro integrovaný provoz. Cílovým rozvojovým konceptem je však integrovaný provoz soustav pravého a levého břehu ve vazbě na Pilíř 1. Tento koncept umožňuje lépe využít obnovitelné teplo z energocentra ÚČOV, zachovat významnou roli vysoce účinné KVET v soustavě Pražské teplárenské, snížit emisní intenzitu výroby tepla a zvýšit provozní flexibilitu celé teplárenské soustavy.

Tabulka 101: Shrnutí Pilíře 3

Pilíř 3 – Shrnutí		Výchozí stav*	Varianta 0	Varianta 1	Varianta 2	Integrovaný provoz
			ZEVO + PPC1	V0 + PPC3 + PK	V1 + EGC	Pilíř 1 + Pilíř 3
Hodnocení z pohledu účinné soustavy						
roční potřeba tepla sítí CZT	GWh	2 745	2 745	2 745	2 745	3 402
	TJ	9 881	9 881	9 881	9 881	12 247
roční výroba tepla z KVET	%	95 %	35 %	71 %	71 %	58 %
roční výroba tepla z OZE	%	3 %	11 %	11 %	15 %	30 %
roční výroba tepla z plynových zdrojů	%	2 %	54 %	18 %	14 %	12 %
Environmentální hodnocení						
emise CO_2 celkové	t CO_2	2 406 675	1 037 476	1 571 473	1 562 732	1 649 597
emise CO_2 z výroby tepla	t CO_2	1 174 991	605 969	555 243	546 503	628 644
emise CO_2 z výroby elektřiny	t CO_2	1 231 684	431 507	1 016 229	1 016 229	1 020 953
celkové emise CO_2 vztažené na vyrobené teplo a elektřinu	g CO_2 /kWh	572	270	270	268	254
emise CO_2 z výroby tepla vztažené na vyrobené teplo	g CO_2 /kWh	428	221	202	199	184
Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla bez DPH						
nízká	Kč/GJ	–	1 061	1 296	1 321	1 273
referenční	Kč/GJ	1 022**	1 263	1 544	1 562	1 478
vysoká	Kč/GJ	–	1 438	1 711	1 727	1 636

** Výchozí stav představuje orientační porovnávací stav před úplným odklonem od výroby tepla z uhlí v lokalitě Mělník; nejde o rozvojovou variantu Pilíře 3.*
*** Cena tepla Pražské teplárenské – dodávka z primárního rozvodu (2024).* *Zdroj: vlastní zpracování*

Vyhodnocení varianty 2 pro splnění požadavků účinné soustavy po roce 2035

Z hlediska požadavků na účinnou soustavu po roce 2035 samotná varianta 2 bez dalšího doplnění OZE nepostačuje. Souhrnný podíl výroby tepla z KVET a OZE dosahuje přibližně 86 %, tedy splňuje požadavek na minimální souhrnný podíl 80 %. Samostatný podíl OZE však činí pouze přibližně 15 %, a zůstává tak pod požadovanou hranicí 35 %.

Pro splnění samostatného požadavku na podíl OZE je proto nutné ve variantě 2 doplnit obnovitelné palivo do části plynových zdrojů. Modelově je uvažováno využití biometanu, který by nahradil část zemního plynu jak v paroplynových zdrojích, tak v plynových

kotelnách. V tomto členění by přibližně 6 % roční výroby tepla připadalo na biometan využitý v PPC a přibližně 14 % na biometan využitý v plynových kotelnách. Společně s ostatními OZE ve variantě 2 by samostatný podíl obnovitelných zdrojů dosáhl požadované úrovně přibližně 35 %.

Pro zajištění uvedeného rozsahu výroby tepla by bylo nutné zajistit přibližně 2 000 TJ biometanu jako paliva pro část výroby PPC a přibližně 1 538 TJ biometanu jako paliva pro plynové kotelny. Celková potřeba biometanu by tak činila přibližně 3 538 TJ/rok v palivu. Tato hodnota představuje orientační potřebu obnovitelného plynu pro doplnění varianty 2 tak, aby splnila požadavek na samostatný podíl OZE po roce 2035.

Při přepočtu na běžně používané energetické jednotky odpovídá celková potřeba 3 538 TJ biometanu přibližně 3 538 tis. GJ, tedy přibližně 983 GWh energie v palivu. Při konzervativně uvažované výhřevnosti biometanu 34 MJ/Nm³ to představuje přibližně 104 mil. Nm³ biometanu ročně. Z toho přibližně 58,8 mil. Nm³ připadá na biometan využitý v PPC a přibližně 45,2 mil. Nm³ na biometan využitý v plynových kotelnách.

Tabulka 102: Výpis výroby tepla ve variantě 2 s využitím biometanu

Varianta 2 – využití biometanu		KVET – Ostatní zdroje	KVET (PPC) – biometan	OZE	PK – biometan	Celkem
roční výroba tepla	GWh	1 784	162	406	393	2 745
	TJ	6 422	583	1 461	1 415	9 881
pokrytí roční výroby tepla	%	65 %	6 %	15 %	14 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Zdrojem biometanu může být částečně produkce navázaná na ÚČOV Praha. Při uvažované budoucí kapacitě výroby přibližně 12 mil. Nm³ biometanu ročně odpovídá energetický obsah plynu přibližně 408 TJ/rok. Při jeho využití v plynových kotlích s účinností 92 % by bylo možné vyrobit přibližně 375 TJ tepla ročně. Tento objem však pokrývá pouze menší část potřeby biometanu uvažované pro splnění požadavků Pilíře 3 po roce 2035. Pokud by byl biometan z ÚČOV současně využíván také v rámci Pilíře 2, dostupné množství pro soustavu Pražské teplárenské by bylo dále nižší.

Z tohoto důvodu nelze splnění požadavků po roce 2035 založit pouze na biometanu vyrobeném v rámci ÚČOV Praha. Pro doplnění potřebného objemu obnovitelného plynného paliva by bylo nutné uvažovat také o zajištění dalšího biometanu z externích zdrojů, například prostřednictvím dlouhodobých smluvních nákupů nebo obdobného smluvního zajištění obnovitelného plynu. Takový postup by umožnil metodicky přiřadit část spotřeby plynu v soustavě k obnovitelnému palivu, aniž by veškerý biometan musel být fyzicky vyroben přímo na území Prahy.

Takto doplněná varianta 2 umožňuje při zachování vysokého celkového podílu KVET a OZE splnit také samostatný požadavek na minimální podíl obnovitelných zdrojů po roce 2035. Současně však ukazuje, že samostatné hodnocení soustavy Pražské teplárenské by vyžadovalo velmi vysoký objem biometanu, který výrazně přesahuje lokální potenciál ÚČOV Praha.

Vyhodnocení integrované varianty pro splnění požadavků účinné soustavy po roce 2035

Z hlediska požadavků na účinnou soustavu po roce 2035 je integrovaná varianta výrazně příznivější než samostatné hodnocení soustavy Pražské teplárenské. Souhrnný podíl výroby tepla z KVET a OZE dosahuje přibližně 88 %, tedy splňuje požadavek na minimální souhrnný podíl 80 %. Samostatný podíl OZE činí přibližně 30 %, a zůstává tak pouze mírně pod požadovanou hranicí 35 %.

Pro splnění samostatného požadavku na podíl OZE je proto nutné doplnit pouze zbývající část výroby tepla z obnovitelného paliva. Modelově je uvažováno využití biometanu v plynových kotelnách, které by nahradilo část zemního plynu v ostatní výrobě. Přibližně 5 % roční výroby tepla by tak bylo pokryto biometanem, čímž by samostatný podíl OZE dosáhl požadované úrovně přibližně 35 %.

Při celkové potřebné roční výrobě tepla integrovaných soustav přibližně 12 247 TJ odpovídá tento doplňkový podíl výrobě tepla z biometanu přibližně 612 TJ/rok. Při uvažovaném využití v plynových kotelnách s účinností 92 % by tomu odpovídala potřeba přibližně 665 TJ biometanu v palivu. Tato potřeba je výrazně nižší než u samostatné varianty 2 soustavy Pražské teplárenské, protože integrovaná varianta již zahrnuje významný objem obnovitelného tepla z energocentra ÚČOV.

Při přepočtu na běžně používané energetické jednotky odpovídá potřeba 665 TJ biometanu přibližně 185 GWh energie v palivu. Při konzervativně uvažované výhřevnosti biometanu 34 MJ/Nm³ to představuje přibližně 19,6 mil. Nm³ biometanu ročně.

Tabulka 103: Shrnutí integrované varianty s využitím biometanu

Integrovaný provoz – využití biometanu		KVET	OZE	PK – biometan	PK – zemní plyn	Celkem
roční výroba tepla	GWh	1 964	1 034	170	234	3 402
	TJ	7 072	3 723	612	840	12 247
pokrytí roční výroby tepla	%	58 %	30 %	5 %	7 %	100 %

Zdroj: vlastní zpracování

Část potřebného biometanu může být kryta z budoucí produkce ÚČOV Praha. Při uvažované produkci přibližně 12 mil. Nm³ biometanu ročně odpovídá energetický obsah plynu přibližně 408 TJ/rok. Při využití v plynových kotelnách s účinností 92 % by tento objem umožnil výrobu přibližně 375 TJ tepla ročně. V integrované variantě by tak biometan z ÚČOV mohl pokrýt významnou část potřebného doplňkového objemu. Zbývající potřeba by činila přibližně 257 TJ v palivu, tedy přibližně 71 GWh nebo 7,6 mil. Nm³ biometanu ročně.

Pokud by však biometan z ÚČOV byl současně využíván také v rámci Pilíře 2, dostupné množství pro integrovanou soustavu pravého a levého břehu by bylo nižší. Zbývající objem by proto bylo nutné zajistit z externích zdrojů, například formou dlouhodobého nákupu obnovitelného plynu s doloženým původem a uplatněním příslušných záruk původu. Takto zajištěný biometan by mohl být zahrnut do bilance obnovitelných zdrojů integrované soustavy a použit pro částečnou náhradu zemního plynu v plynových zdrojích.

Takto doplněná integrovaná varianta umožňuje při zachování vysokého podílu KVET a OZE splnit také samostatný požadavek na minimální podíl obnovitelných zdrojů po roce 2035. Současně ukazuje pozitivní vliv propojení soustavy Pražské teplárenské s energocentrem ÚČOV, protože díky vyššímu základnímu podílu OZE je potřeba doplňkového biometanu výrazně nižší než u samostatného hodnocení soustavy PT.

3.5 Pilíř 4 – Rozvojové lokality

Pilíř 4 se zaměřuje na další významné rozvojové lokality na území hlavního města Prahy, které nejsou v plném rozsahu zahrnuty do předchozích pilířů, ale mohou v budoucnu představovat významnou novou potřebu tepla. Jedná se zejména o transformační území, nové městské čtvrti, okolí připravovaných stanic metra D a další lokality s potenciálem nové výstavby.

Výběr těchto lokalit a jejich orientační potenciál potřeby tepla vychází z dokumentu Závěrečné zprávy o výsledcích činnosti pracovní skupiny pro územní plán z roku 2024 (dále jen „Závěrečná zpráva PSÚP", [22]). V tomto pilíři jsou proto uvedené lokality převzaty jako výchozí podklad a dále posuzovány z hlediska jejich možného zapojení do budoucí koncepce zásobování teplem.

Cílem pilíře není znovu stanovovat urbanistický potenciál jednotlivých území ani detailně určovat jejich budoucí potřebu tepla. Cílem je zařadit tyto lokality do širší energetické koncepce města a určit, zda je vhodnější jejich napojení na účinnou soustavu CZT, nebo vytvoření samostatného lokálního řešení založeného především na obnovitelných zdrojích energie.

Rozvojové lokality představují z pohledu budoucí potřeby tepla významný objem. Celkový potenciál uvedený v Závěrečné zprávě PSÚP se pohybuje přibližně na úrovni 3 300 TJ/rok. Nejedná se tedy o okrajovou část budoucí energetické bilance města, ale o významnou novou tepelnou poptávku, která musí být od počátku řešena v souladu s dlouhodobou koncepcí dekarbonizace.

U nové výstavby je zároveň nutné zohlednit budoucí požadavky na energetickou náročnost budov. Z hlediska budoucího vývoje legislativy, požadavků na PENB a směřování k bezemisním budovám dává největší smysl, aby lokality, které nebudou napojeny na účinnou soustavu CZT, byly primárně zásobovány z obnovitelných zdrojů energie. V podmínkách městské zástavby se jako hlavní technicky využitelný směr jeví zejména tepelná čerpadla.

Vysoce účinná KVET může mít význam u stávajících soustav nebo v přechodném období, avšak u nové výstavby není vhodné na ní stavět hlavní koncepci zásobování teplem. Důvodem je skutečnost, že plynová KVET je i přes vysokou účinnost stále založena na spalování fosilního paliva a v dlouhodobém horizontu nemusí odpovídat požadavkům na nové bezemisní budovy a snižování provozních emisí. Pro rozvojové lokality je proto v tomto pilíři preferováno buď napojení na účinnou soustavu CZT, nebo vybudování lokální soustavy s dominantním podílem OZE.

Východiska pro posouzení rozvojových lokalit

Jednotlivé rozvojové lokality se od sebe významně liší svou velikostí, polohou, dostupností teplárenské infrastruktury, charakterem budoucí zástavby i možnostmi umístění vlastních zdrojů tepla. Z tohoto důvodu není vhodné pro všechny lokality uvažovat jednotný způsob zásobování teplem.

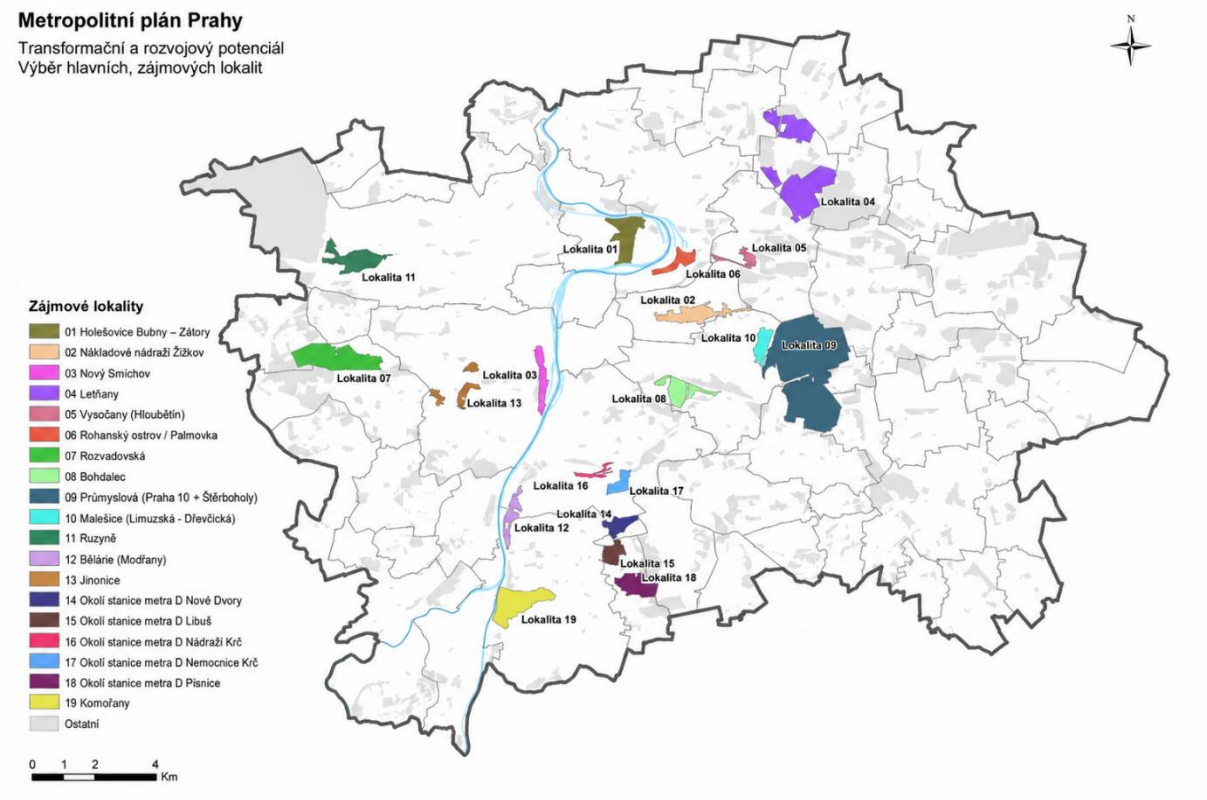
Pro účely tohoto pilíře jsou lokality posuzovány zejména z hlediska dostupnosti stávající nebo plánované teplárenské infrastruktury, možnosti napojení na soustavu Pražské teplárenské, možnosti využití lokálních obnovitelných zdrojů a možnosti vytvoření samostatné lokální účinné soustavy.

Vzhledem k tomu, že u části lokalit není v této fázi jednoznačně známá budoucí struktura zástavby, zejména poměr bytové, administrativní, komerční a veřejné vybavenosti, je potřeba tepla převzata jako orientační podklad ze Závěrečné zprávy PSÚP [22]. Tyto hodnoty proto představují koncepční odhad vhodný pro strategické porovnání, nikoliv projektový návrh jednotlivých soustav.

Z hlediska dalšího rozvoje lze uvažované lokality rozdělit do čtyř základních skupin. První skupinu tvoří lokality vhodné pro napojení na soustavu Pražské teplárenské. Druhou skupinu tvoří lokality vhodné pro napojení na ZEVO Malešice, případně na soustavu PT. Třetí skupinu tvoří lokality vhodné pro samostatné lokální řešení s možnou vazbou na stávající soustavy VEPA. Čtvrtou skupinu tvoří rozsáhlejší lokality, kde je vhodné uvažovat kombinovaný přístup, tedy částečné napojení na soustavu PT a částečné lokální řešení založené především na obnovitelných zdrojích energie.

Specifickou skupinou je lokalita v okolí metra trasy D, konkrétně stanice metra Nové Dvory. V této lokalitě má vzniknout nový zdroj tepla využívající geotermální energii z tunelů metra D. Tímto úkolem byla pověřena společnost PPAS dle usnesení Rady hl. m. Prahy č. 2225 ze dne 21. 10. 2024.

Obrázek 10: Mapa významných rozvojových lokalit ze Závěrečné zprávy PSÚP



Zdroj: převzato z Závěrečná zpráva PSÚP [22]

Tabulka 104: Rozvojové oblasti – potenciální rozčlenění

Č.	Název lokality	Rozloha	HPP	Roční potřeba tepla		Blízko je síť PT?	Posouzení možného řešení území
		km²	mil. m²	GWh	**TJ**		
1	Bubny-Zátory	0,75	2	100	**360**	ano	řešeno v rámci Pilíře 1

2	Náklad. nádraží Žižkov	0,7	1	50	**180**	ano	v území částečně již probíhá přeměna, vhodné napojit do PT
3	Nový Smíchov	0,5	1	50	**180**	ne	v území probíhá přeměna, zásobování teplem vyřešeno
4	Letňany	3,25	5	250	**900**	ano	vhodný kombinovaný přístup
5	Vysočany	0,3	1	50	**180**	ano	vhodné napojit do PT
6	Rohanský ostrov / Palmovka	0,69	0,7	35	**126**	ano	vhodné napojit do PT
7	Rozvadovská/Zličín	1,4	1,1	55	**198**	ne	vhodné samostatné řešení
8	Bohdalec	1,3	1,8	90	**324**	ano	možné napojení do PT nebo lokální řešení
9	Průmyslová (Praha 10, Štěrboholy)	4,6	1	50	**180**	ano + ZEVO	možnost napojit do ZEVO/PT
10	Malešice / Nový Zborov	0,5	0,8	40	**144**	ano + ZEVO	možnost napojit do ZEVO/PT
11	Ruzyně	0,6	0,5	25	**90**	ne, VEPA	možné samostatné řešení, nebo vazba na kotelnu Dědina (VEPA)
12	Belárie (Modřany)	0,47	0,5	25	**90**	ne	spíše individuální nebo lokální řešení
13	Jinonice	0,72	0,7	35	**126**	ne, VEPA	možné samostatné řešení, nebo vazba na kotelnu NBOOK (VEPA)
14	Okolí M-D Nové Dvory	0,49	0,48	20	**72**	ano	realizace geotermální energie – PPAS
15	Okolí M-D Libuš	0,47	0,5	11	**39,6**	ano	vhodné napojit spíše do PT
16	Okolí M-D Nádraží Krč	0,06	0,06	3	**10,8**	ano	vhodné napojit spíše do PT
17	Okolí M-D Nemocnice Krč	0,16	0,17	9	**32,4**	ano	vhodné napojit do PT
18	Okolí M-D Písnice	0,72	0,35	9	**32,4**	ano	vhodné napojit spíše do PT
19	Komořany	1,5	0,25	13	**46,8**	ne, VEPA	možné samostatné řešení, nebo vazba na kotelnu Komořany (VEPA)
	Celkem	**19,2**	**18,9**	920	**3 312**		

Zdroj: Závěrečná zpráva PSÚP, vlastní zpracování [22]

Specifickou pozici má zejména oblast Letňan, která představuje největší rozvojový potenciál v rámci hodnocených území. Lokalitou prochází hlavní napaječ sítě PT z Třeboradic, současně však rozsah a členitost území umožňuje uvažovat i částečně autonomní řešení zásobování teplem v dílčích celcích, například v oblasti AVIA nebo v okolí stanice metra Letňany. Lokalita tak nabízí potenciál kombinace centrálního napojení na soustavu PT a lokálních zdrojů tepla.

Další významnou lokalitou je Bohdalec, kde se kombinuje dobrá dostupnost teplárenské infrastruktury s potenciálem pro vlastní lokální zdroj tepla. Vzhledem k blízkosti zdroje Michle je možné uvažovat zapojení části území do soustavy PT. Současně však velikost a kompaktnost území umožňuje prověřit také samostatné nebo částečně autonomní řešení s lokálním zdrojem tepla.

Lokality jako Nákladové nádraží Žižkov, Vysočany nebo Rohanský ostrov / Palmovka jsou typickými případy území, kde již probíhá výstavba nebo je k dispozici vhodná teplárenská infrastruktura. V těchto případech je z hlediska koncepce zásobování teplem preferováno přímé zapojení do soustavy PT, za předpokladu, že tato soustava bude dále transformována směrem k plnění požadavků účinné soustavy i po roce 2035.

Samostatnou skupinu tvoří území bez přímé vazby na soustavu PT, jako jsou Zličín, Ruzyně, Jinonice nebo Komořany. V těchto lokalitách je vhodné uvažovat vlastní lokální zdroje tepla založené především na obnovitelných zdrojích energie. Stávající nebo blízké blokové kotelny mohou v těchto případech plnit roli provozního zázemí, špičkového výkonu nebo záložního zdroje, neměly by však být hlavním dlouhodobým zdrojem výroby tepla pro novou výstavbu.

Specifickým případem jsou lokality v okolí ZEVO Malešice, kde lze uvažovat přímé napojení odběratelů na zdroj tepla ze ZEVO nebo na soustavu PT. Současně je však nutné zachovat vazbu na širší soustavu PT pro zajištění provozní spolehlivosti v případě technologických odstávek ZEVO nebo mimořádných provozních stavů.

Nízkoteplotní soustavy

S rozvojem nové výstavby v nových lokalitách se otevírají příležitosti pro zavádění lokálních nízkoteplotních soustav zásobování teplem a chladem s centrálními zdroji tepla. Obytné budovy mají vlivem vysoké úrovně zateplení výrazně rovnoměrnější odběr tepla během roku (pokles zimních špičkových výkonů, přesun dominance odběru tepla a výkonu do přípravy teplé vody) a tedy vyšší využití instalovaného výkonu zdrojů energie během roku. Zároveň i přes opatření k eliminaci solárních zisků se na obytných stavbách projevují rostoucí nároky na chlazení a v řadě případů je dodávka energie pro chlazení nutná. U obytných budov se ukazuje výrazně oddělené období vytápění od období chlazení umožňující střídat centralizovanou dodávku tepla a chladu během roku. U administrativních budov energetické nároky na chlazení dominují, potřeba tepla na vytápění je minimalizována zpravidla dominujícími vnitřními tepelnými zisky.

Pro centralizované zásobování lokalit s potřebou tepla je výhodné použití tepelných sítí s teplotními úrovní max. 60/30 °C, která umožňuje na jedné straně decentralizovanou přípravu teplé vody, na druhé straně použití tepelných čerpadel a případně solárních tepelných systémů jako zdrojů tepla. Zejména tepelná čerpadla s přírodními chladivy (např. CO_2) umožňují při takových teplotních parametrech dosáhnout sezónních topných faktorů nad hodnotou 3,0 i při odběru tepla z venkovního vzduchu. Nízkou teplotu vratné

vody je možné dosáhnout vhodným zapojením výměníkových stanic v připojených budovách.

Pro centralizované zásobování s kombinací dodávky tepla a chladu je možné uvažovat čtyřtrubkový rozvod (vytápění/chlazení, teplá voda-cirkulace). Výhodou je provoz rozvodu vytápění (zima) na velmi nízkých teplotách (30–35 °C, v souvislosti s nízkoteplotními soustavami v budovách) a rozvodu chlazení (léto) na teplotní úrovni zeminy (10–13 °C). Takové soustavy se vyznačují výraznou eliminací tepelných ztrát rozvodu. Pro samostatně řešený rozvod teplé vody je vhodné volit teplotní úroveň dostatečnou pro splnění hygienických limitů (55–60 °C). V případě použití vhodných tepelných čerpadel může být teplo pro přípravu teplé vody ve významnou část roku získáváno z chlazení (současná produkce tepla a chladu), případně energie pro chlazení může být získávána z pole zemních vrtů vychlazených vlivem odběru tepla pro vytápění a přípravu teplé vody v zimním období.

Nízkoteplotní systémy zásobování teplem umožňují nejen integraci obnovitelných zdrojů tepla, odpadního tepla ale i další příležitosti. Malé soustavy pro konkrétní čtvrti umožňují určitou decentralizaci dodávek a snížení závislosti na jednom velkém zdroji. Vhodné propojení zejména tepelných čerpadel, tepelné akumulace a záložních elektrokotlů a pak otevírá prostor pro služby flexibility pro elektrickou síť (služby výkonové rovnováhy), snížení provozního výkonového zatížení sítě, zvýšené místní využití FVE systémů či provoz podle predikce cen elektrické energie. Tyto příležitosti vedou ke snížení ceny produkovaného tepla. Tepelné rozvody jako významná nákladová položka soustav centralizovaného zásobování teplem zároveň v případě nové výstavby dosahují výrazně nižších nákladů než v dodatečné instalaci do již vybudované zástavby.

Pro výstavbu centralizovaných soustav zásobování teplem je vhodné v etapě návrhu provést řadu podrobných analýz, zejména analýzu realistické potřeby výkonu ve čtvrti (bývají výrazně menší než projektované), skutečné provozní ztráty rozvodu (bývají výrazně menší než typické ztráty stávajících soustav), analýzu dlouhodobé teplotní udržitelnosti vrtných polí v případě volby tepelných čerpadel země–voda pro vytápění a chlazení a další.

3.5.1 Lokality vhodné pro napojení do soustavy Pražské teplárenské

Do této skupiny patří zejména lokality, které se nacházejí v blízkosti stávající soustavy Pražské teplárenské, nebo kde je napojení na tuto soustavu z technického a koncepčního hlediska nejvhodnější. Jedná se například o Nákladové nádraží Žižkov, Vysočany, Rohanský ostrov / Palmovku a vybrané lokality v okolí trasy metra D. U těchto území je vhodné preferovat spíše napojení do soustavy PT, protože se nachází v její blízkosti nebo územím přímo prochází.

Tabulka 105: Výpis vhodných lokalit pro napojení do soustavy PT

Č.	Název lokality	Rozloha	HPP	Roční potřeba tepla	
		km^2	mil. m^2	GWh	**TJ**
2	**Náklad. nádraží Žižkov**	0,7	1	50	**180**
5	**Vysočany**	0,3	1	50	**180**
6	**Rohanský ostrov / Palmovka**	0,69	0,7	35	**126**
15	**Okolí M-D Libuš**	0,47	0,5	11	**39,6**
16	**Okolí M-D Nádraží Krč**	0,06	0,06	3	**10,8**
17	**Okolí M-D Nemocnice Krč**	0,16	0,17	9	**32,4**
18	**Okolí M-D Písnice**	0,72	0,35	9	**32,4**
Celkem		2,38	3,43	167	**601**

Zdroj: Závěrečná zpráva PSÚP, vlastní zpracování [22]

Celková roční potřeba tepla těchto lokalit činí přibližně 601 TJ/rok. Tato hodnota představuje možné navýšení potřeby tepla soustavy Pražské teplárenské.

Při zapojení těchto lokalit do soustavy PT by bylo nutné prověřit zejména kapacitu příslušných větví tepelné sítě, možnosti napojení v konkrétních lokalitách a dopad na provozní režim zdrojů. Z hlediska celkového instalovaného výkonu však navýšení potřeby tepla nepředstavuje zásadní potřebu budování nového systémového zdroje, protože soustava PT i v transformačních variantách disponuje významnou instalovanou kapacitou. Rozhodující bude spíše lokální dostupnost sítě, přenosová kapacita a ekonomika připojení.

3.5.2 Lokality vhodné pro napojení do ZEVO Malešice a PT

Samostatnou skupinu tvoří lokality v okolí ZEVO Malešice, kde lze uvažovat přímou vazbu na zdroj ZEVO nebo na soustavu Pražské teplárenské. Jedná se zejména o lokality Průmyslová/Štěrboholy a Malešice / Nový Zborov.

Tabulka 106: Výpis vhodných lokalit pro napojení do soustavy ZEVO Malešice a PT

Č.	Název lokality	Rozloha	HPP	Roční potřeba tepla	
		km^2	mil. m^2	GWh	**TJ**
9	**Průmyslová/Štěrboholy**	4,6	1	50	**180**
10	**Malešice / Nový Zborov**	0,5	0,8	40	**144**
Celkem		5,1	1,8	90	**324**

Zdroj: Závěrečná zpráva PSÚP, vlastní zpracování [22]

Celková roční potřeba tepla těchto lokalit činí přibližně 324 TJ/rok. Z hlediska polohy se jedná o území, u kterých může být vhodné prověřit přímé využití tepla ze ZEVO Malešice, případně napojení na soustavu PT.

Přímé napojení na ZEVO může být výhodné zejména z pohledu využití lokálně dostupného zdroje tepla a posílení odběru tepla ze zařízení. Současně však není vhodné navrhovat tyto

lokality jako izolované odběry závislé pouze na jednom zdroji. Zdroj ZEVO musí být zastupitelný a bude nutné zachovat vazbu na širší soustavu PT, která zajistí zálohu, špičkový výkon a provozní bezpečnost.

3.5.3 Lokality vhodné pro samostatné řešení + VEPA

Třetí skupinu tvoří lokality, které nemají vazbu na soustavu Pražské teplárenské, ale nacházejí se v blízkosti kotelen, které provozuje společnost VEPA. U těchto lokalit je vhodné uvažovat samostatné nebo částečně autonomní řešení zásobování teplem, založené především na obnovitelných zdrojích energie.

Do této skupiny lze zařadit zejména Rozvadovskou/Zličín, Ruzyni, Jinonice a Komořany. U těchto území je možné posuzovat buď samostatný lokální zdroj, nebo napojení na existující lokální infrastrukturu (VEPA). V takovém případě by stávající kotelny mohly plnit zejména funkci špičkových a záložních zdrojů, zatímco základní výroba tepla by měla být zajištěna z OZE.

V lokalitách Ruzyně, Jinonice a Komořany lze uvažovat vazbu na stávající nebo blízké kotelny. Pro Ruzyni se jedná o kotelnu Dědina, pro Jinonice o kotelnu NBOOK a pro Komořany o kotelnu Komořany. Tím lze využít existující tepelný výkon pro zajištění záložního a špičkového výkonu. Primárně by však měla být výroba tepla zajištěna obnovitelným zdrojem tepla, např. tepelnými čerpadly. Výstavba zdroje založeného na obnovitelné formě energie tak může významně pomoci i zmíněným kotelnám pro splnění podmínek účinných soustav.

Tabulka 107: Výpis vhodných lokalit pro samostatné řešení v kombinaci s VEPA

Č.	Název lokality	Rozloha	HPP	Roční potřeba tepla	
		km^2	mil. m^2	GWh	**TJ/rok**
7	**Rozvadovská/Zličín**	1,4	1,1	55	**198**
11	**Ruzyně**	0,6	0,5	25	**90**
13	**Jinonice**	0,72	0,7	35	**126**
19	**Komořany**	1,5	0,25	13	**46,8**
Celkem		4,22	2,55	128	**460,8**

Zdroj: Závěrečná zpráva PSÚP, vlastní zpracování [22]

Pro tyto lokality je orientačně vyčíslen minimální instalovaný tepelný výkon lokálních zdrojů OZE, při nepropojení se zmíněnými kotelnami. Hodnoty představují koncepční odhad výkonu, který by měl být dále zpřesněn podle skutečné potřeby tepla vycházející z detailní studie daného území a podílu bytové a nebytové výstavby.

Tabulka 108: Výpis vhodných lokalit pro samostatné řešení v kombinaci s VEPA a jejich potřebný instalovaný výkon

Č.	Název lokality	Roční potřeba tepla		Minimální instalovaný tepelný výkon
		GWh	TJ	**MW**
7	**Rozvadovská/Zličín**	55	198	**17**
11	**Ruzyně**	25	90	**8**
13	**Jinonice**	35	126	**12**
19	**Komořany**	13	46,8	**4,5**
Celkem		128	460,8	**41,5**

Zdroj: Závěrečná zpráva PSÚP, vlastní zpracování [22]

Souhrnná potřeba tepla těchto lokalit činí přibližně 460 TJ/rok. Nejde tedy o zanedbatelný objem poptávky po teple a je vhodné přistoupit k těmto lokalitám koordinovaně a s případnou možností využít stávající tepelný výkon v kotelnách VEPA. Jejich využití dokáže snížit velikost instalovaného výkonu nového zdroje a zároveň nový obnovitelný zdroj tepla může pomoci k dosažení účinných soustav ve stávajících lokalitách.

3.5.4 Lokality vhodné pro samostatné řešení + PT

Čtvrtou skupinu tvoří lokality, u kterých nelze jednoznačně preferovat pouze napojení na soustavu PT nebo pouze samostatné lokální řešení. V těchto územích je vhodné uvažovat kombinovaný přístup, který může spojit centrální napojení vybrané části území s lokálními zdroji OZE pro jiné dílčí celky.

Typickým příkladem jsou Letňany. Jedná se o největší rozvojovou oblast uvedenou v Závěrečné zprávě PSÚP [22], s orientační roční potřebou tepla až 900 TJ/rok. Územím prochází významná teplárenská infrastruktura soustavy PT, současně je však lokalita velmi rozsáhlá a prostorově členěná. Lze proto uvažovat, že část území bude vhodná pro přímé napojení na soustavu PT, zatímco jiné části mohou být řešeny samostatně, například oblast AVIA nebo okolí stanice metra Letňany.

Obdobný přístup lze uvažovat také u Bohdalce. Lokalita má vazbu na soustavu PT a v blízkosti se nachází zdroj Michle, zároveň však velikost a charakter území umožňují i samostatné nebo částečně lokální řešení.

U těchto lokalit je vhodné postupovat tak, že části území s přímou a ekonomicky přiměřenou vazbou na soustavu PT budou napojeny na účinnou CZT, zatímco vzdálenější nebo kompaktní dílčí celky mohou být řešeny samostatnými lokálními zdroji OZE. Tento přístup umožní využít stávající infrastrukturu tam, kde je to technicky a ekonomicky výhodné, a současně nebránit vzniku lokálních obnovitelných zdrojů v částech území, kde je jejich realizace vhodnější.

Tabulka 109: Výpis vhodných lokalit pro samostatné řešení v kombinaci s PT

Č.	Název lokality	Rozloha	HPP	Roční potřeba tepla	
		km^2	mil. m^2	GWh	**TJ**
4	**Letňany**	3,25	5	250	**900**
8	**Bohdalec**	1,3	1,8	90	**324**
Celkem		4,55	6,8	340	**1 224**

Zdroj: Závěrečná zpráva PSÚP, vlastní zpracování [22]

Pro tyto lokality byl také proveden orientační odhad minimálního instalovaného tepelného výkonu, při nevyužití napojení na soustavu Pražské teplárenské. Hodnoty představují koncepční odhad výkonu, který by měl být dále zpřesněn podle skutečné potřeby tepla vycházejí z detailní studie daného území a podílu bytové a nebytové výstavby.

Tabulka 110: Výpis vhodných lokalit pro samostatné řešení v kombinaci s PT a jejich minimální instalovaný výkon

Č.	Název lokality	Roční potřeba tepla		Minimální instalovaný tepelný výkon
		GWh	TJ	**MW**
4	**Letňany**	250	900	**75**
8	**Bohdalec**	90	324	**28**
Celkem		340	1 224	**103**

Zdroj: Závěrečná zpráva PSÚP, vlastní zpracování [22]

Letňany a Bohdalec představují z hlediska potenciálu potřeby tepla nejvýznamnější část Pilíře 4. Celková roční potřeba tepla těchto dvou lokalit dosahuje přibližně 1 224 TJ/rok a orientační minimální instalovaný tepelný výkon lokálních zdrojů přibližně 103 MW.

3.5.5 Specifické lokality

Některé rozvojové oblasti vyžadují samostatný přístup. Patří sem zejména Nový Smíchov, kde již probíhá nebo proběhla významná část transformace území a koncepce zásobování teplem je z velké části řešena v rámci konkrétních investičních záměrů. Tuto lokalitu proto nelze zahrnout do nového systémového návrhu.

Specifickou pozici má také Belárie/Modřany. Vzhledem k postupnému a částečně již realizovanému charakteru výstavby je zde pravděpodobnější individuální nebo dílčí lokální řešení než vznik nové jednotné soustavy zásobování teplem.

Samostatnou pozici mají Nové Dvory v okolí trasy metra D. V této lokalitě je uvažováno využití geotermální energie z tunelů metra D jako zdroje tepla. Tímto směrem byla pověřena společnost PPAS dle usnesení Rady hl. m. Prahy č. 2225 ze dne 21. 10. 2024. Tato lokalita by proto měla být dále rozvíjena jako samostatný pilotní případ využití netradičního městského zdroje energie.

3.5.6 Shrnutí Pilíře 4

Pilíř 4 doplňuje předchozí pilíře o pohled na další významné rozvojové lokality na území hlavního města Prahy. Tyto lokality byly převzaty z dokumentu Závěrečná zpráva PSÚP a představují významný budoucí potenciál potřeby tepla. Celkový potenciál všech uvažovaných rozvojových lokalit podle Závěrečné zprávy PSÚP dosahuje přibližně 3 300 TJ/rok. Po vyjmutí lokalit řešených samostatně nebo již zahrnutých do jiných pilířů představují lokality zahrnuté do souhrnného členění Pilíře 4 potřebu tepla přibližně 2 610 TJ/rok.

Z koncepčního hlediska lze rozvojové lokality rozdělit do několika hlavních skupin. První skupinu tvoří lokality vhodné pro napojení do soustavy Pražské teplárenské. Jedná se zejména o území, která se nacházejí v blízkosti stávající nebo plánované teplárenské infrastruktury, například Nákladové nádraží Žižkov, Vysočany, Rohanský ostrov / Palmovka a vybrané lokality v okolí trasy metra D. U těchto lokalit není nutné samostatně navrhovat lokální zdroj tepla, pokud bude možné je technicky a ekonomicky přiměřeně napojit na účinnou soustavu CZT.

Druhou skupinu tvoří lokality v okolí ZEVO Malešice, zejména Průmyslová/Štěrboholy a Malešice / Nový Zborov. U těchto území je vhodné prověřit přímou vazbu na ZEVO Malešice nebo na soustavu Pražské teplárenské. Přímé využití tepla ze ZEVO může být výhodné z hlediska lokálně dostupného zdroje tepla, současně však musí být zachována provozní vazba na širší soustavu PT z důvodu zálohování, špičkového výkonu a provozní spolehlivosti.

Třetí skupinu tvoří lokality bez přímé vazby na soustavu Pražské teplárenské, ale s možnou vazbou na stávající soustavy VEPA. Jedná se zejména o Rozvadovskou/Zličín, Ruzyni, Jinonice a Komořany. U těchto lokalit je vhodné uvažovat samostatné nebo částečně autonomní řešení založené především na obnovitelných zdrojích energie. Stávající kotelny VEPA mohou v těchto případech plnit zejména funkci špičkových a záložních zdrojů, případně provozního zázemí, neměly by však být hlavním dlouhodobým zdrojem výroby tepla pro novou výstavbu.

Čtvrtou skupinu tvoří rozsáhlejší území s možnou vazbou na soustavu PT, zejména Letňany a Bohdalec. U těchto lokalit je vhodný kombinovaný přístup, kdy část území může být napojena na soustavu PT a část řešena lokálními obnovitelnými zdroji. Tento přístup umožňuje využít stávající infrastrukturu tam, kde je to technicky a ekonomicky výhodné, a současně rozvíjet nízkoteplotní lokální soustavy v částech území, kde je vhodnější samostatné řešení.

Z uvedeného členění vyplývá, že lokality vhodné především pro napojení do soustavy PT nebo do vazby na ZEVO Malešice představují roční potřebu tepla přibližně 925 TJ/rok. Naopak lokality vhodné pro samostatné nebo kombinované řešení představují souhrnnou roční potřebu tepla přibližně 1 685 TJ/rok. Orientační minimální instalovaný tepelný výkon lokálních obnovitelných zdrojů pro tyto lokality vychází přibližně na 145 MW. Jedná se o významný rozsah, který je srovnatelný s roční dodávkou tepla společnosti VEPA.

Tabulka 111: Shrnutí skupin uvažovaných rozvojových lokalit

Skupina	Uvažované lokality	Roční potřeba tepla		Minimální instalovaný tepelný výkon pro samostatné řešení
		GWh	TJ	MW
Napojení do soustavy PT	Nákladové nádraží Žižkov, Vysočany, Rohanský ostrov / Palmovka, okolí M–D Libuš, Nádraží Krč, Nemocnice Krč, Písnice	167	601	–
Napojení na ZEVO Malešice / PT	Průmyslová/Štěrboholy, Malešice / Nový Zborov	90	324	–
Celkem – napojení na PT/ZEVO		**257**	**925**	**-**
Samostatné řešení s vazbou na VEPA	Rozvadovská/Zličín, Ruzyně, Jinonice, Komořany	128	461	41,5
Samostatné řešení s vazbou na PT	Letňany, Bohdalec	340	1224	103
Celkem – samostatné řešení		**468**	**1 685**	**144,5**

Poznámka: *V souhrnné tabulce nejsou zahrnuty lokality Bubny-Zátory a specifické lokality Nový Smíchov, Belárie/Modřany a Nové Dvory. Lokalita Bubny-Zátory je již samostatně řešena v rámci Pilíře 1 jako součást pravé větve soustavy napojené na energocentrum ÚČOV. Nový Smíchov a Belárie/Modřany nejsou do souhrnného vyčíslení zahrnuty z důvodu již probíhající nebo částečně realizované transformace území, kde nelze jednoduše uvažovat nový jednotný systémový návrh. Lokalita Nové Dvory je posuzována samostatně z důvodu připravovaného využití geotermální energie z tunelů metra D.*

Zdroj: Závěrečná zpráva PSÚP, vlastní zpracování [22]

Rozvojové lokality proto nelze ponechat pouze na individuálním řešení jednotlivých investorů. Jejich souhrnný potenciál je významný a může zásadně ovlivnit budoucí tepelnou bilanci města. Pro novou výstavbu by proto mělo být preferováno buď napojení na účinnou soustavu CZT, nebo lokální řešení založené primárně na obnovitelných zdrojích energie, zejména tepelných čerpadlech a nízkoteplotních soustavách tepla a chladu.

Orientační investiční rámec Pilíře 4

Orientační investiční rámec Pilíře 4 je stanoven skupinově podle členění rozvojových lokalit uvedeného v souhrnné tabulce. Nejedná se o položkový rozpočet jednotlivých území, ale o koncepční odhad investiční náročnosti hlavních částí budoucího zásobování teplem.

U lokalit vhodných pro napojení do soustavy Pražské teplárenské nebo do vazby na ZEVO Malešice je uvažována pouze investice do tepelné infrastruktury. Ta je stanovena měrným nákladem 600 Kč/m² HPP. Tento odhad vychází z podkladu Závěrečná zpráva PSÚP a představuje orientační hodnotu pro úroveň strategického hodnocení. Skutečné náklady mohou vykazovat významný rozptyl podle vzdálenosti od stávající soustavy, hustoty zástavby, trasy vedení, majetkoprávních podmínek, požadované dimenze rozvodů a rozsahu objektových úprav. [22]

U lokalit vhodných pro samostatné nebo částečně autonomní řešení je kromě tepelné infrastruktury uvažována také investice do lokálních zdrojů tepla. Tepelná infrastruktura je

oceněna stejným měrným nákladem 600 Kč/m² HPP. Investiční náklady tepelných čerpadel jsou stanoveny měrným nákladem 35 tis. Kč/kW instalovaného tepelného výkonu. Dále jsou orientačně uvažovány náklady na předávací stanice ve výši 4 tis. Kč/kW instalovaného tepelného výkonu.

Tabulka 112: Orientační odhad investičních nákladů pro skupiny rozvojových lokalit v Pilíři 4

Skupina lokalit	HPP	Minimální instalovaný výkon	Tepelná infrastruktura	Tepelná čerpadla	Předávací stanice	Celkem
	mil. m²	MW	tis. Kč	tis. Kč	tis. Kč	tis. Kč
Napojení do soustavy PT	3,43	–	2 058 000	–	–	2 058 000
Napojení na ZEVO Malešice / PT	1,80	–	1 080 000	–	–	1 080 000
Celkem – napojení na PT/ZEVO	**5,23**	**-**	**3 138 000**	**-**	**-**	**3 138 000**
Samostatné řešení s vazbou na VEPA	2,55	41,5	1 530 000	1 453 000	166 000	3 149 000
Samostatné řešení s vazbou na PT	6,80	103,0	4 080 000	3 605 000	412 000	8 097 000
Celkem – samostatné řešení	**9,35**	**144,5**	**5 610 000**	**5 058 000**	**578 000**	**11 246 000**
Celkem Pilíř 4	**14,58**	**144,5**	**8 748 000**	**5 058 000**	**578 000**	**14 384 000**

Pozn.: cenová úroveň 2026 *Zdroj: Závěrečná zpráva PSÚP, vlastní zpracování [22]*

Souhrnně se jedná o rozvojové lokality s uvažovanou roční potřebou tepla přibližně 2 610 TJ/rok a orientačním investičním rámcem hlavních uvažovaných položek přibližně 14,4 mld. Kč bez DPH. Tento odhad je nutné chápat jako minimální koncepční rámec. U lokalit napojovaných na soustavu PT nebo ZEVO je oceněna pouze tepelná infrastruktura, bez samostatného vyčíslení nákladů na předávací stanice. U samostatně řešených lokalit jsou do investičního rámce zahrnuty také lokální zdroje tepla a orientační náklady na předávací stanice. Skutečná investiční potřeba proto může být vyšší a při podrobnějším rozpracování může přesáhnout 15 mld. Kč bez DPH.

Ekonomické hodnocení – modelová cena tepla

Z ekonomického hlediska je nutné rozlišovat mezi lokalitami, které budou napojeny na soustavu Pražské teplárenské nebo na ZEVO Malešice, a lokalitami, které budou řešeny samostatně. U lokalit napojených do soustavy PT nebo do vazby na ZEVO lze očekávat cenu tepla odvozenou od ekonomiky příslušné soustavy. V případě soustavy PT lze proto orientačně vycházet z modelových cen uvedených v Pilíři 3. Připojení nových odběrů může

mít současně mírně pozitivní vliv na jednotkovou cenu tepla, protože zvyšuje celkový objem dodávky tepla a umožňuje rozložení části stálých nákladů soustavy do vyššího prodeje.

Pro lokality uvažované jako samostatné nebo částečně autonomní řešení byla modelově posouzena cena tepla při výstavbě nových lokálních zdrojů a související tepelné infrastruktury. Tyto lokality představují souhrnnou roční dodávku tepla přibližně 1 685 TJ/rok. V modelu je uvažováno, že základní výroba tepla bude zajištěna především obnovitelnými zdroji, zejména tepelnými čerpadly, a že plynové nebo jiné doplňkové zdroje budou plnit zejména špičkovou a záložní funkci (např. stávající zdroje VEPA).

Výsledná modelová cena tepla pro skupinu rozvojových lokalit se samostatným řešením činí 987 až 1 183 Kč/GJ bez DPH. Modelová cena je stanovena podle principu popsaného v kapitole 2.3.3. Výsledek ukazuje, že lokální nízkoteplotní soustavy založené převážně na tepelných čerpadlech mohou být ekonomicky konkurenceschopné zejména tam, kde by napojení na stávající soustavu CZT vyžadovalo rozsáhlou novou infrastrukturu nebo kde vzniká příležitost kombinovat dodávku tepla, chladu, akumulaci a flexibilní provoz zdrojů.

Tabulka 113: Modelová cena tepla v Pilíři 4 pro rozvojová území se samostatným řešením

Varianta 4 – skupina území se samostatným řešením		**Nízká**	**Referenční**	**Vysoká**
Dodávka tepla odběratelům	TJ	1 685	1 685	1 685
PN	tis. Kč	639 402	741 069	969 819
	Kč/GJ	380	440	576
SN	tis. Kč	1 022 806	1 022 806	1 022 806
	Kč/GJ	607	607	607
Modelová cena tepla bez DPH	**Kč/GJ**	**987**	**1 047**	**1 183**

Zdroj: vlastní zpracování

3.6 Pilíř 5 – Chlad

Rozvoj infrastruktury chlazení představuje v kontextu rozvoje Prahy klíčovou součást energetické transformace města. Rostoucí poptávka po chladu se již nevyčerpává pouze v segmentu administrativních a komerčních budov, ale stává se nezbytným standardem i v rámci moderních rezidenčních celků. Strategie teplárenství proto k této problematice přistupuje systémově, s cílem integrovat výrobu chladu do širší městské energetické koncepce.

Stanovení budoucí potřeby chladu a návrh optimálního technického řešení představuje komplexní inženýrskou a ekonomickou úlohu. Pro zajištění objektivity a technické proveditelnosti byly pro jednotlivé lokality definovány a posouzeny čtyři modelové varianty rozvoje:

- **Varianta 0: Individuální systémy (Split jednotky)** – představuje decentralizovaný model založený na instalaci samostatných jednotek pro jednotlivé místnosti či byty.
- **Varianta 1: Objektové systémy (Chillery)** – uvažuje instalaci centrálních chladicích zdrojů v rámci celých objektů.
- **Varianta 2: Centrální zásobování chladem (CZCH)** – prověřuje možnost výstavby infrastruktury s centrální zdrojovou základnou a distribuční sítí chladovodů.
- **Varianta 3: Integrovaný systém (Tepelná čerpadla s vazbou na CZT)** – představuje technologicky nejpokročilejší variantu, ve které jsou instalována tepelná čerpadla v režimu kombinované výroby chladu a tepla. Tato varianta předpokládá letní dodávku chladu do budov při současném zpětném odběru tepla do soustavy CZT pro účely přípravy teplé vody, čímž dochází k maximálnímu využití synergií v rámci energetického systému města.

Technické a ekonomické parametry, které tvoří společný rámec pro hodnocení všech uvedených variant, jsou shrnuty v následující tabulce (Tabulka 114).

Tabulka 114: Společné technické a ekonomické ukazatele výroby a prodeje chladu

Parametry	Hodnota	Jednotky
Teplota chladu	6	°C
Teplota do zařízení (vratné potrubí)	12	°C
Cena elektřiny	4 000	Kč bez DPH
Diskontní sazba	7	%

Zdroj: vlastní zpracování

Metodika hodnocení a investiční rámec

V rámci ekonomického posouzení jednotlivých variant jsou sledovány klíčové ukazatele, zejména **investiční náklady (IN)** a **provozní náklady (PN)**. Komparace variant probíhá na bázi **čisté současné hodnoty (NPV)** v časovém horizontu 15 let. Model pracuje s předpokladem koncentrace investičních výdajů do počátečního roku (rok 0) bez uvažování odpisů. Vzhledem k využití moderních technologických celků a zvolenému časovému rámci je v modelu uvažována srovnatelná míra poruchovosti, což umožňuje zjednodušení v podobě zanedbání nákladů na revize a opravy u všech posuzovaných variant.

Klíčovým faktorem pro realizaci Strategie je definování **role investora**, která se zásadně liší podle zvolené technologické varianty:

- **Decentralizovaná a objektová řešení (Split, Chiller, TČ):** U variant založených na instalaci zdrojů přímo v objektech (včetně integrace tepelných čerpadel napojených na CZT) leží investiční odpovědnost primárně na straně **developera či vlastníka nemovitosti**. Tato řešení jsou z hlediska realizace autonomní a slouží výhradně potřebám konkrétního stavebního záměru.
- **Infrastrukturní řešení (CZCH):** Varianta centrálního zásobování chladem představuje zásadní koncepční změnu. Vzhledem k nutnosti vybudovat externí zdrojovou základnu a distribuční síť přesahující hranice jednotlivých pozemků, nelze investiční zátěž přenášet na koncové odběratele. Realizace CZCH je proto definována jako **strategický infrastrukturní projekt**, jehož garantem musí být silný subjekt – typicky hlavní město Praha, městská společnost nebo strategický provozovatel energetické infrastruktury.

Limity a proveditelnost varianty centrálního zásobování chladem: Realizovatelnost centrálních systémů je v podmínkách husté městské zástavby limitována především technickou koordinací. Zásadní výzvu představuje:

- zajištění dostatečného elektrického příkonu pro centrální strojovny chladu,
- prostorové nároky na umístění technologie v urbanizovaném území (velikost potrubí vs. podzemních kolektorů),
- zajištění objektu pro centrální strojovnu chladu.

Bylo také provedeno environmentální hodnocení dopadu jednotlivých řešení na produkci CO_2. Metodicky byl zvolen postup popsaný v úvodní kapitole o environmentálním hodnocení s tím, že jediným uvažovaným palivem je elektřina pro všechna řešení.

P1/P2

Lokalita Praha 1 a Praha 2 (P1/P2) představuje z hlediska chlazení asi nejnáročnější území města. Je charakteristická původní historickou zástavbou, v níž se v současnosti nacházejí převážně obchodní, administrativní a kancelářské prostory. Z tohoto důvodu lze předpokládat špičku potřeby chladu během denních hodin a její postupný pokles v odpoledních hodinách s minimální spotřebou v noci.

Specifickým aspektem oblasti P1/P2 je její zařazení do **památkově chráněného území**. Většina území Prahy se nachází v tzv. ochranném pásmu, které představuje nejnižší úroveň památkové ochrany. Celá oblast P1 však spadá do památkové rezervace a větší část P2 je do této rezervace zahrnuta také. Menší část P2 se nachází v tzv. památkové zóně. Cílem této ochrany je zachování historického rázu hlavního města Prahy. Ochrana se vztahuje na všechny budovy v dané oblasti, především na pohledové části jejich vnějších obálek a viditelné části střech. Tyto lokality jsou zároveň turisticky velmi frekventované, což může komplikovat případné instalace technologií z hlediska bezpečnosti a průchodnosti veřejného prostoru.

Pro stanovení potřeby chladu v oblasti P1/P2 byly vytvořeny tři modely, jejichž výsledky jsou uvedeny v následující tabulce (Tabulka 115). Výsledná hodnota potřeby chladu byla následně určena jako průměr těchto modelů. Jedná se o multikriteriální přístup, který má za cíl minimalizovat chybu a vytvořit případně představu možnosti rozpětí budoucí poptávky

po chladu. První model vychází z denostupňové metody, která se standardně využívá pro návrh potřeby tepla. Druhý přístup představuje kvalifikovaný odhad založený na poměru potřeby chladu k potřebě tepla. Třetí model vychází z odborné publikace autorů M. Chinella a kol. [23].

Tabulka 115: Zdroj, kritérium a výsledek jednotlivých modelů pro výpočet potřeby chladu na P1/P2

Zdroj	Kritérium	Výsledek [MWh/rok]
Vlastní zpracování	Denostupně, normál	58 735
Odhad	Poměr chladu dle potřeby tepla	74 074
Publikace	Potřeba chladu na m^2	82 464
Průměr		**71 758**

Zdroj: vlastní zpracování, [23], CHMI, výpis z katastru nemovitostí, [24]

Pro účely modelování provozu zdrojů byly definovány tři typové dny (horký, běžný, okrajový). Energetická náročnost chlazení v centru je akcentována efektem **městského tepelného ostrova (UHI)**. Vysoká hustota zástavby, podíl zpevněných ploch a deficit vegetace v P1/P2 způsobují masivní akumulaci tepla v konstrukcích budov. Jedná se o tuto **tepelnou setrvačnost**, která v městském prostředí prodlužuje potřebu chlazení i do období, kdy v okrajových částech města venkovní teploty již klesají.

Specifika těchto vlivů se odrážejí v charakteru denních diagramů:

- **Horký den:** Křivka potřeby chladu vykazuje velmi pozvolný pokles v odpoledních a večerních hodinách. Tento jev je dán kombinací naakumulovaného tepla v budovách a provozního režimu centra, kde obchodní a restaurační prostory udržují vysokou poptávku po chlazení až do pozdních večerních hodin.
- **Okrajový den (jaro/podzim):** Diagram reflektuje výraznou denní amplitudu venkovních teplot. Vlivem dřívějšího západu slunce a rychlejšího ochlazování ovzduší dochází k prudší změně v bilanci potřeby chladu oproti letnímu období. Potřeba chlazení je v těchto dnech limitována primárně na dobu přímého solárního zisku a provozní špičky administrativy.

Rozložení jednotlivých typů dní v rámci celkové potřeby chladu bylo odhadnuto na základě počtu tropických a letních dní dle dostupných meteorologických dat. Výsledné zaokrouhlené hodnoty jsou uvedeny v následující tabulce (Tabulka 116).

Tabulka 116: Typ dní a jejich rozložení pro výpočet

Typ dne	Rozložení
Horký den	20 %
Běžný den	50 %
Okrajový den	30 %

Zdroj: vlastní zpracování

Charakteristický průběh denních diagramů v oblastech Praha 1 a Praha 2 je přímo ovlivněn fyzickými vlastnostmi urbanizovaného prostředí historického centra. Nejvyšší koncentrace

potřeby chladu se v rámci území předpokládá zejména v lokalitách s kumulací následujících faktorů:

- **Kompaktní bloková zástavba:** Vysoká hustota budov s omezenou schopností přirozeného provětrávání.
- **Vysoká intenzita administrativních funkcí:** Koncentrace vnitřních tepelných zisků z technologií a osob.
- **Architektonické řešení:** Významný podíl prosklených fasád u modernizovaných objektů a zrekonstruovaných podkroví.
- **Transportní zátěž:** Intenzivní doprava přispívající k lokálnímu ohřevu ovzduší v oblastech s nejintenzivnější dopravou.

Rozvojové lokality

Tato kapitola se zaměřuje na stanovení a vyhodnocení energetických nároků v perspektivních rozvojových lokalitách města. Na rozdíl od monostruktury historického centra jsou tato území ve výpočtových modelech uvažována jako **polyfunkční celky**. Tento předpoklad zásadně ovlivňuje predikci denního průběhu potřeby chladu a klade specifické nároky na flexibilitu zdrojové základny.

Jak bylo diskutováno v kapitole 3.5, některé identifikované lokality dle Generelu teplárenství HMP jsou dnes již ve vysokém stupni výstavby nebo v pokročilém povolovacím řízení. Řešení potřeby chladu jsou v těchto případech již fixována v projektové a stavební dokumentaci, a proto Strategie z dalšího rozvoje systémových městských opatření vyjímá plně rozvinuté projekty, jako je **Nový Smíchov** a **Belárie (Modřany)**.

Průběh poptávky po chladu v rozvojových lokalitách vykazuje specifickou dynamiku danou kombinací dvou odlišných uživatelských režimů:

- **Dopolední a odpolední fáze:** Je dominantně ovlivněna provozem administrativních a komerčních objektů. Narůstající intenzita využití budov, vnitřní tepelné zisky z technologií a osob, spolu s gradujícími venkovními teplotami, vedou k postupnému nárůstu zatížení s maximem v odpoledních hodinách.
- **Podvečerní a večerní fáze:** Na rozdíl od čistě administrativních čtvrtí nedochází k prudkému poklesu odběru. S návratem obyvatel do domácností se těžiště potřeby chladu přesouvá do rezidenční složky zástavby. Tento jev způsobuje pozvolnější pokles křivky (tzv. „vytlačení" špičky). Vzhledem k předpokladu, že tepelné zisky v rezidenčních budovách jsou nižší, než v těch administrativních, s časem poptávka klesá.

Pro zajištění konzistence se strategickými dokumenty hlavního města Prahy byly hodnoty potřeby chladu pro rozvojové lokality převzaty ze Strategie a generelu teplárenství na území HMP. Pro zachování srovnatelnosti výsledků byla aplikována identická metodika rozložení typových dnů jako v případě oblasti P1/P2 (viz Tabulka 116).

Nové rozvojové lokality jsou koncipovány s vysokými nároky na environmentální standardy a podíl zelené infrastruktury. Přesto lze v těchto územích predikovat vznik lokálních mikroklimatických efektů a zvýšenou potřebu aktivního chlazení. Tento stav je dán především vysokou hustotou energeticky efektivní, avšak kompaktní zástavby a architektonickými trendy moderní městské architektury.

Klíčovými faktory jsou vysoký standard vnitřního prostředí (tržní požadavek na komfortní chlazení v rezidenčních objektech vyššího segmentu), architektonický design (rozsáhlé prosklené fasády s vysokými solárními zisky) a paradoxně i vysoká tepelná stabilita moderních budov. Kvalitní zateplení obálek sice dramaticky snižuje potřebu tepla v zimě, ale v letním období omezuje přirozené noční ochlazování konstrukcí, což vede k nutnosti kontinuálního strojního chlazení.

Kritickým momentem z hlediska dimenzování zdrojové základny je odpolední a podvečerní špička. V tomto období dochází k souběhu doznívajícího provozu administrativních budov a náběhu chladicích systémů v rezidenční části po návratu obyvatel. Přestože se v modelu nepředpokládá, že by celkový součtový výkon přesáhl maximální odpolední špičku administrativy, dochází k výraznému „rozšíření" diagramu v čase. Tento jev potvrzuje nezbytnost instalace vysoce flexibilních a účinných zdrojů chladu, které jsou schopny efektivně pokrývat proměnlivé zatížení v průběhu celého dne.

3.6.1 Varianta 0 – Splity

Tabulka 117: Karta varianty 0 Pilíře 5

Pilíř č.	5 – Chlad
Varianta č.	0
Název varianty	Referenční varianta – individuální decentralizované splitové jednotky
Lokalita/území realizace	Celé řešené území Prahy: Praha 1 + Praha 2; rozvojové lokality (Holešovice Bubny-Zátory, Nákladové nádraží Žižkov, Letňany, Vysočany, Rohanský ostrov / Palmovka, Rozvadovská/Zličín, Bohdalec, Průmyslová/Štěrboholy, Malešice / Nový Zborov, Ruzyně, Jinonice, okolí stanic metra D, Komořany).
Odůvodnění varianty	Nulová varianta odpovídající současnému tržnímu standardu. Chlazení je řešeno ad-hoc instalacemi samostatných splitových jednotek pro oddělené prostory nebo místnosti. Slouží jako výchozí referenční stav pro srovnání ostatních variant.
Hlavní přínosy	• Nejnižší bariéra vstupu – technologie je komerčně dostupná, standardní a okamžitě realizovatelná. • Minimální koordinační nároky – investiční odpovědnost leží na vlastníkovi každé budovy samostatně. • Flexibilita – snadná postupná instalace dle individuálních potřeb objektů.
Hlavní nevýhody	• Nejvyšší měrná cena chladu (370 Kč/GJ; 1 333 Kč/MWh) ze všech variant. • Nejvyšší celkové investiční náklady mezi decentralizovanými variantami (IN ~2 418 mil. Kč). • V oblasti P1/P2 masové využití prakticky vyloučeno z důvodu přísné ochrany historického rázu (venkovní jednotky na fasádách a střechách). • Nízký EER ve srovnání s chillery a průmyslovými TČ. • Odpadní teplo není nijak využito.
Popis varianty	Technologicky: vzduch-vzduch split s vnitřní a venkovní jednotkou. Celková roční potřeba chladu v řešeném území: ~242 GWh/rok. Instalovaný výkon odpovídá počtu nutných jednotek (vychází z poměru potřeby chladu a výkonu jednotky). Model předpokládá lineární závislost IN a PN na instalovaném výkonu.
Paralelní aktivity	• Koordinace s orgány památkové péče pro P1/P2 (povolení umístění venkovních jednotek). • Případné provedení akustických studií ve vnitroblocích historického centra.
Odhad investičních nákladů	Celkem za všechny lokality: ~2 418 mil. Kč bez DPH, z toho: • Praha 1 + Praha 2: ~718 mil. Kč, • Letňany: ~500 mil. Kč, • Holešovice Bubny-Zátory: ~200 mil. Kč. Ostatní lokality: 10–180 mil. Kč dle velikosti.
Možnosti financování	Decentralizované – investiční odpovědnost nese každý vlastník budovy nebo developer. Bez systémové veřejné podpory.

	Případně dotační tituly pro OZE / úspory energie (OPŽP, Nová zelená úsporám pro rezidenční sektor).
Ekonomické hodnocení	Měrná cena chladu: 370 Kč/GJ (1 333 Kč/MWh) – nejvyšší ze všech variant. Varianta slouží jako horní cenová reference, nikoliv jako doporučené řešení. NPV modelu srovnáno s variantou 1 (chillery) jakožto benchmarkem.
Environmentální dopady	Odpadní teplo z venkovních kondenzátorů přispívá k efektu tepelného ostrova (UHI) ve městě. Nízký EER = vyšší spotřeba elektřiny na jednotku vyrobeného chladu. Žádné využití odpadního tepla pro CZT.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2 ze spotřeby elektřiny: ~26 593 t CO_2/rok (za všechny lokality). Z toho Praha 1 + Praha 2: ~7 893 t CO_2/rok. Emise odpovídají emisnímu faktoru elektřiny.
Rizika realizace	• Regulatorní: v P1/P2 velmi omezená možnost umístění venkovních jednotek; každá instalace podléhá schválení orgány památkové péče. • Technické: kumulace jednotek ve vnitroblocích historického centra může překračovat hlukové limity. • Strategické: varianta nepřispívá k energetické integraci ani k cílům dekarbonizace soustavy CZT. • Tržní: riziko nekoncepčního rozvoje bez koordinace a standardizace.
Poznámky	Varianta 0 je referenčním scénářem pro výpočet NPV ostatních variant. Ekonomické srovnání všech variant pracuje s referenčním obdobím 15 let a diskontní sazbou 7 %. V oblasti P1/P2 je masové nasazení splitů z hlediska památkové ochrany prakticky nerealizovatelné.

Zdroj: vlastní zpracování

Tato varianta představuje referenční, tzv. „nulovou variantu“ rozvoje. Tento model reflektuje současný tržní standard, kdy je chlazení řešeno ad-hoc instalacemi samostatných jednotek pro oddělené prostory. Vychází z předpokladu, že v absenci systémového infrastrukturního řešení (CZCH či integrovaných TČ) budou vlastníci bytových a komerčních jednotek saturovat potřebu chladu individuálně prostřednictvím splitových systémů.

Varianta reflektuje zkušenosti ze zahraničí, kde je využívání splitových jednotek poměrně rozšířeným řešením. Jde o decentralizovaný přístup, který je technologicky založen na vnitřní jednotce zajišťující distribuci chladu a venkovním kondenzátoru, který odvádí odpadní teplo do bezprostředního okolí objektu. Masivní nasazení této varianty je však spojeno s významným záborem vnitřních i venkovních ploch a přináší řadu technických, architektonických a urbanistických rizik.

Obrázek 11: Ukázka venkovní fasády budovy s venkovními jednotkami



Zdroj: [25]

Následující Tabulka 118 shrnuje nastavené výpočetní technologické a ekonomické ukazatele, které byly zvoleny pro výpočet na základě průzkumu trhu a kvalifikovaného odhadu. Uvedené parametry jsou pro všechny lokality v Praze společné.

Tabulka 118: Technologické a ekonomické ukazatele splitů

Parametr	Hodnota	Jednotky
Výkon jedné jednotky	2,5	kW
EER	3	–
Cena za jednu jednotku	30 000	Kč bez DPH

Zdroj: vlastní zpracování

P1/P2

V rámci Pražské památkové rezervace a památkových zón podléhá instalace venkovních jednotek přísnému schvalovacímu procesu ze strany orgánů památkové péče. Strategickým imperativem je zde ochrana vizuální integrity historického centra.

- **Prostorové limity:** Prioritně je vyžadováno umístění jednotek do vizuálně exponovaných nepřístupných míst, jako jsou vnitrobloky, technické terasy či skryté části střech.
- **Technicko-hygienické limity:** Kumulace většího počtu jednotek ve vnitroblocích generuje riziko překročení hlukových limitů a vibrací, což vyžaduje individuální akustické posouzení a instalaci protihlukových opatření.

Rozvojové lokality

Rozvojová a transformační území nabízejí koncepčnější prostor pro integraci individuálních technologií. Na rozdíl od historického centra zde není dominantním limitem ochrana historického rázu, ale urbanistická kvalita a uživatelský komfort.

- **Koncepční integrace:** Ve fázi projektové přípravy nových budov je nutné vymezení technických zón a konstrukčních prvků pro umístění chladicích technologií.
- **Možnost architektonického maskování:** Cílem je plnohodnotné začlenění technologie do výrazu budovy prostřednictvím jednotných architektonických prvků, které zajistí vizuální neutralitu při zachování požadavků na proudění vzduchu a servisní přístup.
- **Investiční specifika:** Integrovaná řešení, která tvoří součást architektonického návrhu, vykazují zpravidla vyšší počáteční investiční náklady oproti dodatečným ad-hoc instalacím.

Výsledky varianty 0 – Splity

Následující Tabulka 119 shrnuje roční potřebu chladu a odhadované náklady pro jednotlivé lokality. Model v tomto scénáři vykazuje lineární závislost investičních a provozních nákladů na instalovaném výkonu.

Tabulka 119: Shrnutí splitů pro jednotlivé oblasti v Praze

Lokalita	Roční potřeba chladu [GWh/rok]	IN [tis. Kč]	PN [tis. Kč]
Praha 1 + Praha 2	72	720 000	96 000
Holešovice Bubny-Zátory	20	200 000	26 667
Nákladové nádraží Žižkov	10	100 000	13 333
Letňany	50	500 000	66 667
Vysočany	10	100 000	13 333
Rohanský ostrov / Palmovka	7	70 000	9 333
Rozvadovská/Zličín	11	110 000	14 667
Bohdalec	18	180 000	24 000
Průmyslová/Štěrboholy	10	100 000	13 333
Malešice / Nový Zborov	8	80 000	10 667
Ruzyně	5	50 000	6 667
Jinonice	7	70 000	9 333
Okolí M-D Nové Dvory	4	40 000	5 333
Okolí M-D Libuš	2	20 000	2 667
Okolí M-D Nádraží Krč	1	10 000	1 333
Okolí M-D Nemocnice Krč	2	20 000	2 667
Okolí M-D Písnice	2	20 000	2 667
Komořany	3	30 000	4 000
Suma	**242**	**2 420 000**	**322 667**

Zdroj: vlastní zpracování

Uvedené hodnoty představují konzervativní odhad nákladovosti při individuálním pořízení a dodatečné instalaci zařízení. Model v této fázi neakcentuje úspory z rozsahu (hromadné dodávky) ani optimalizaci v rámci integrovaných technologických celků budov. Výsledky tak slouží jako orientační rámec pro srovnání nákladové efektivity varianty 0 s pokročilejšími variantami centralizovaného a integrovaného zásobování chladem.

3.6.2 Varianta 1 – Chillery

Tabulka 120: Karta varianty 1 Pilíře 5

Pilíř č.	5 – Chlad
Varianta č.	1
Název varianty	Objektové centrální chlazení – chillery na úrovni budov nebo skupin budov (referenční/benchmarková varianta)
Lokalita/území realizace	Celé řešené území Prahy: Praha 1 + Praha 2; rozvojové lokality (Holešovice Bubny-Zátory, Nákladové nádraží Žižkov, Letňany, Vysočany, Rohanský ostrov / Palmovka, Rozvadovská/Zličín, Bohdalec, Průmyslová/Štěrboholy, Malešice / Nový Zborov, Ruzyně, Jinonice, okolí stanic metra D, Komořany).
Odůvodnění varianty	Technologický posun od individuálních splitů k centrálním systémům na úrovni objektu. Chillery zajišťují výrobu studené vody (6/12 °C), distribuované interní soustavou chlazení objektu. Varianta je zvolena jako ekonomický benchmark (referenční NPV) pro hodnocení dalších variant.
Hlavní přínosy	• Nejnižší investiční náklady ze všech variant. • Nejnižší provozní náklady ze všech variant. • Nejnižší emise CO_2 díky nejvyššímu EER – 23 604 t CO_2/rok. • Funkční a ekonomický standard pro rozvojové lokality – reálně realizovatelné.
Hlavní nevýhody	• V P1/P2 značná omezení z důvodu památkové ochrany (akustická zátěž, statické zpevnění). • Žádné využití odpadního tepla. • Nepřispívá k energetické integraci soustavy CZT.
Popis varianty	Technologicky: vzduch-chlazené chillery. Studená voda 6/12 °C distribuována interní soustavou objektu. Celková roční potřeba chladu v řešeném území: ~242 GWh/rok. Referenční (benchmark) varianta – všechny ostatní varianty jsou ekonomicky srovnávány vůči NPV této varianty.
Paralelní aktivity	• V P1/P2: případná akustická posouzení, statické zpevnění konstrukcí pro umístění technologie, koordinace s orgány památkové péče. • V rozvojových lokalitách: integrace chillerů do architektonického konceptu nových budov (akustické kryty, designové lamely).
Odhad investičních nákladů	Celkem za všechny lokality: ~1 896 mil. Kč bez DPH, z toho: • Praha 1 + Praha 2: ~563 mil. Kč, • Letňany: ~392 mil. Kč, • Holešovice Bubny-Zátory: ~157 mil. Kč. Ostatní lokality: 8–141 mil. Kč dle velikosti.
Možnosti financování	Decentralizované – investiční odpovědnost nese každý vlastník budovy nebo developer. Bez systémové veřejné podpory. Případně dotační tituly pro úspory energie (OPŽP, průmyslové programy MPO).

Ekonomické hodnocení	Měrná cena chladu: 329 Kč/GJ (1 183 Kč/MWh) – nejnižší z decentralizovaných variant a referenční hodnota benchmarku. Varianty 2 a 3 jsou ekonomicky nastaveny tak, aby jejich NPV po 15 letech odpovídalo této variantě (při zohlednění příjmů z prodeje tepla u V2 a V3).
Environmentální dopady	Nejnižší emise CO_2 ze všech variant díky nejvyššímu EER. Odpadní teplo z kondenzátoru stále přispívá k UHI efektu (vzduch-chlazené varianty). Vodou chlazené chillery s chladicí věží přinášejí nižší lokální tepelné zatížení vzduchu.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~23 604 t CO_2/rok (nejnižší ze všech variant). Z toho Praha 1 + Praha 2: ~7 006 t CO_2/rok.
Rizika realizace	• Regulatorní: v P1/P2 omezení z důvodu akustiky a umístění (pavilony, suterény, statika). • Technické: v P1/P2 nemožnost umístění velkého chilleru v některých historických objektech. • Strategické: bez napojení na CZT nevznikají synergie s teplárenskou soustavou. • Tržní: individuální investice bez koordinace vedou k roztříštěnosti a nižší účinnosti na úrovni čtvrti.
Poznámky	Varianta 1 je benchmarkem celého hodnocení – její NPV je cílovým NPV pro ekonomické nastavení cen chladu a tepla u variant 2 a 3. Modelové hodnocení pracuje s referenčním obdobím 15 let a diskontní sazbou 7 %. Provozní náklady zahrnují výhradně elektřinu pro pohon hlavních zdrojů (čerpadla oběhového okruhu nejsou zahrnuta).

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 1 představuje technologický posun od individuálních jednotek k centrálním systémům v rámci jednotlivých objektů či ucelených skupin objektů. Chillery jsou zařízení určená k centrální výrobě chladu, která slouží k ochlazování teplonosné kapaliny (zpravidla vody či nemrznoucí směsi) používané v klimatizačních a technologických systémech.

Fungují na principu uzavřeného chladicího okruhu, ve kterém chladivo odebírá teplo z ochlazované kapaliny a následně jej odvádí do okolního prostředí. Podle způsobu chlazení kondenzátoru se rozlišují zejména vzduchem chlazené a vodou chlazené chillery. Moderní chillery jsou vybaveny pokročilou regulací, která umožňuje energeticky efektivní provoz a optimalizaci spotřeby energie. Kritickým faktorem zůstává prostorová náročnost na vybudování vnitřních strojoven a umístění střešních či venkovních kondenzátorů spolu s nutností řešit akustické emise, které jsou u chillerů koncentrovány do jednoho výkonného bodu.

Obrázek 12: Chiller



Zdroj: [26]

Model vychází z uvažovaného výkonu standardizované jednotky a aktuálních tržních cen. Oproti variantě 0 (Splity) vykazují chillery vyšší koeficient energetické účinnosti (EER), což se pozitivně odráží v provozních nákladech.

Tabulka 121: Technologické a ekonomické ukazatele chillerů

Parametr	Hodnota	Jednotky
Výkon jedné jednotky	200	kW
EER	3,38	–
Měrná cena	9 409	Kč/kW bez DPH

Zdroj: vlastní zpracování, [26]

P1/P2

V oblasti P1/P2 podléhá instalace chillerů stejným regulatorním a památkovým omezením jako u splitů. Vedle problematiky spojené s velikostí a hmotností zařízení, je také nebezpečí zvýšené hlučnosti.

- **Akustická zátěž:** Vysoký soustředěný výkon chillerů představuje riziko překročení limitů emisí hluku, zejména při umístění do uzavřených vnitrobloků.

- **Stavební limity:** Instalace často vyžaduje statické zpevnění konstrukcí nebo náročné úpravy suterénních prostor pro umístění technologie, což může být v památkově chráněných objektech nerealizovatelné.

Rozvojové lokality

V rozvojových lokalitách představují chillery reálný a funkční standard zásobování chladem. Na rozdíl od centra Prahy zde existuje prostor pro systémovou integraci technologie do architektonického konceptu:

- **Urbanistická integrace:** Moderní projekty umožňují odstínění technologických částí tak, aby nerušily vizuální ráz ani akustický komfort veřejného prostoru.
- **Investiční koordinace:** Stejně jako u pokročilých verzí splitů, i zde se vyžaduje esteticky a technicky špičkové řešení (např. akustické kryty, designové lamely),což představuje navýšení investičních nákladů oproti prosté technické instalaci.

Výsledky varianty 1 – Chillery

V následující tabulce (Tabulka 122) jsou doplněny pouze roční potřeby chladu, investiční náklady a provozní náklady v jednotlivých oblastech Prahy. Již z této tabulky vyplývá, že chillery jsou ekonomicky i technologicky efektivnější než samostatné split jednotky.

Tabulka 122: Shrnutí chillerů pro jednotlivé oblasti v Praze

Lokalita	Roční potřeba chladu [GWh/rok]	IN [tis. Kč]	PN [tis. Kč]
Praha 1 + Praha 2	72	562 660	84 920
Holešovice Bubny-Zátory	20	156 823	23 669
Nákladové nádraží Žižkov	10	78 411	11 834
Letňany	50	392 057	59 172
Vysočany	10	78 411	11 834
Rohanský ostrov / Palmovka	7	54 888	8 284
Rozvadovská/Zličín	11	86 252	13 018
Bohdalec	18	141 140	21 302
Průmyslová/Štěrboholy	10	78 411	11 834
Malešice / Nový Zborov	8	62 729	9 467
Ruzyně	5	39 206	5 917
Jinonice	7	54 888	8 284
Okolí M-D Nové Dvory	4	31 365	4 734
Okolí M-D Libuš	2	15 682	2 367
Okolí M-D Nádraží Krč	1	7 841	1 183
Okolí M-D Nemocnice Krč	2	15 682	2 367
Okolí M-D Písnice	2	15 682	2 367
Komořany	3	23 523	3 550
Suma	**242**	**1 895 652**	**286 104**

Zdroj: vlastní zpracování

3.6.3 Varianta 2 – CZCH

Tabulka 123: Karta varianty 2 Pilíře 5

Pilíř č.	5 – Chlad
Varianta č.	2
Název varianty	Centrální zásobování chladem (CZCH) – infrastrukturní model s distribucí chladovodů a průmyslovými tepelnými čerpadly
Lokalita/území realizace	Celé řešené území Prahy: Praha 1 + Praha 2; rozvojové lokality (Holešovice Bubny-Zátory, Nákladové nádraží Žižkov, Letňany, Vysočany, Rohanský ostrov / Palmovka, Rozvadovská/Zličín, Bohdalec, Průmyslová/Štěrboholy, Malešice / Nový Zborov, Ruzyně, Jinonice, okolí stanic metra D, Komořany).
Odůvodnění varianty	Analogie centrálního zásobování teplem (CZT) pro chlad. Předpokládá vybudování robustní městské infrastruktury: centrální zdrojové základny s průmyslovými TČ a distribuční sítě chladovodů. TČ pracují v kombinovaném režimu – strana chladu 6/12 °C, strana tepla 60/90 °C (teplo využitelné pro CZT/TUV).
Hlavní přínosy	• Prodej tepla z kondenzace do sítě CZT (výkupní cena tepla 421 Kč/GJ pro Holešovice Bubny-Zátory) jako zdroj příjmů kompenzující vysoké investiční náklady. • Cena chladu držena na úrovni s chillery (329 Kč/GJ) nutnost správného nastavení ceny tepla. • Potenciál synergie s CZT v lokalitách s dostupnou teplárenskou sítí.
Hlavní nevýhody	• Zdaleka nejvyšší investiční náklady ze všech variant. • Nejvyšší nepřímé emise CO_2 ze všech variant (~36 264 t CO_2/rok) z důvodu nižšího EER při vysokém teplotním zdvihu. • Extrémní dimenzové nároky – ideální DN 1 200 pro P1/P2 je nepřípustné pro kolektory; náhrada 6× DN 500 je technicky limitní. • V P1/P2 zdrojová strojovna s nároky na elektrický příkon a prostorové řešení je v památkově chráněném území prakticky nerealizovatelná. • V řadě lokalit (Komořany, Písnice, Průmyslová/Štěrboholy) potřebná cena tepla přesahuje 1 000 Kč/GJ – ekonomicky nerealizovatelné. • Další náklady na oběhová čerpadla distribuce (v modelu nezahrnuty – reálné náklady budou vyšší).
Popis varianty	Průmyslová tepelná čerpadla; Rozvody chladovodů vloženy na stávající kolektorové sítě (P1/P2) nebo budovány nově (rozvojové lokality). Cena chladu stanovena jako tržní (329 Kč/GJ = benchmark dle V1); vyrovnávacím faktorem je cena, za kterou CZCH prodává odpadní teplo do CZT (liší se dle lokality). Celková potřeba chladu: ~242 GWh/rok.
Paralelní aktivity	• Identifikace konkrétních lokalit pro umístění centrálních strojoven. • Koordinace s provozovateli kolektorové sítě (kapacitní prověrka a schválení instalace 6× DN 500).

	• Nastavení smluvního rámce pro prodej odpadního tepla do sítě CZT. • Územní koordinace a povolení pro liniové stavby.
Odhad investičních nákladů	Celkem za všechny lokality: ~8 746 mil. Kč bez DPH – zdaleka nejvyšší ze všech variant. Investice zahrnují technologii i liniové rozvody. Oběhová čerpadla distribuce nejsou v modelu zahrnuta – reálné IN budou vyšší.
Ekonomické hodnocení	Cena chladu: 329 Kč/GJ (1 183 Kč/MWh) – shodná s variantou 1 (cílové NPV = benchmark V1). Vyrovnávacím faktorem je cena odpadního tepla prodávaného do CZT – průměr přes všechny lokality: 662 Kč/GJ (2 384 Kč/MWh). Extrémní výkyvy dle lokality: P1/P2: 168 Kč/GJ; Komořany: 2 046 Kč/GJ; Průmyslová/Štěrboholy: 1 836 Kč/GJ. V lokalitách s potřebnou cenou tepla > 1 000 Kč/GJ je CZCH ekonomicky nerealizovatelné.
Environmentální dopady	Odpadní teplo využito v CZT (snížení UHI ve srovnání s variantami bez využití tepla). Avšak nejhorší emisní profil ze všech variant z důvodu nižšího EER (vysoký teplotní zdvih 6/12 °C → 60/90 °C). Výstavba rozsáhlých liniových staveb ve veřejném prostoru má dočasný negativní dopad na životní prostředí a pohyb v Praze.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~36 264 t CO_2/rok – nejvyšší ze všech variant. Emise vychází z emisního faktoru elektřiny.
Rizika realizace	• Prostorové: v P1/P2 saturovaná kolektorová síť; dimenze DN 1 200 nepřípustná; 6× DN 500 na hranici průchodnosti. • Urbanistické: umístění centrální strojovny s nároky na elektrický příkon a velký prostor je v P1/P2 nevyřešeným problémem. • Ekonomické: v některých lokalitách potřebná cena tepla přesahuje tržní akceptovatelnost. • Organizační: nutnost přímého zapojení MHMP. • Modelové: PN v modelu nezahrnují oběhová čerpadla distribuce – reálné náklady budou vyšší.
Poznámky	Varianta 2 není v současné době doporučena z důvodu problému s umístěním strojovny a kapacitních limitů kolektorové sítě. V rozvojových lokalitách je CZCH potenciálně vhodné pouze tehdy, pokud bude rozhodnutí o výstavbě přijato souběžně s povolením celé lokality (dodatečná instalace do dokončené zástavby je zásadně obtížnější a dražší).

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 2 představuje koncepční analogii k systémům centralizovaného zásobování teplem (CZT). Tento model předpokládá vybudování robustní městské infrastruktury zahrnující centrální zdrojové základny (strojovny chladu) a distribuční sítě chladovodů. Jedná se o ekonomicky nejnáročnější variantu, která vyžaduje koordinovaný přístup na úrovni hlavního města a zapojení strategického investora (např. městské společnosti či provozovatele energetické sítě).

Klíčovým specifikem CZCH je nutnost realizace rozsáhlých liniových staveb ve veřejném prostoru. Technický návrh rozvodů chladu je oproti teplárenským sítím determinován výrazně vyššími objemovými průtoky teplonosného média (vzhledem k menšímu teplotnímu spádu), což vyžaduje instalaci potrubí o značných dimenzích.

Dimenzování chladovodů představuje zásadní bariéru v hustě urbanizovaném prostředí. Pro ilustraci: při rychlosti proudění 2 m/s v oblasti P1/P2 by ideální dimenze hlavního napájecího bodu dosahovala velikosti více než **DN 1200**. Pro srovnání, u klíčových teplovodních magistrál (např. v oblasti Hlávkova mostu) jsou počítány profily **DN 500**. Průměr chladovodu tak dosahuje až **2,4násobku** běžného teplovodu.

Instalace potrubí o průměru DN 1200 je v hustě zasíťovaném podzemí centra Prahy s využitím stávajících kolektorů pravděpodobně nerealizovatelná z důvodu nedostatku prostoru i extrémních investičních nákladů. Z tohoto důvodu varianta pracuje s **maximální přípustnou dimenzí DN 500**. Tato technická adaptace však vyžaduje paralelní vedení více tras (např. nahrazení jedné větve DN 1200 vyžaduje šestinásobné vedení profilu DN 500), což může vést ke komplexním problémům s umístěním strojovny.

Na rozdíl od individuálních řešení je varianta 2 postavena na principu prodeje chladu jako komodity. Ekonomický model je nastaven s cílem dosáhnout konkurenceschopné ceny pro koncového zákazníka, která nepřevýší náklady na vlastní výrobu chladu (referenčně dle varianty 1 – Chillery).

Následující Tabulka 124 shrnuje výpočetní technologické a ekonomické ukazatele, které byly zvoleny pro výpočet na základě průzkumu trhu a kvalifikovaného odhadu. Uvedené parametry jsou pro všechny lokality v Praze společné.

Tabulka 124: Technologické a ekonomické ukazatele pro CZCH

Parametr	Hodnota	Jednotky
EER	2,2	–
Měrná cena technologie	12 500	Kč/kW bez DPH
Cena chladu	329	Kč/GJ bez DPH

Zdroj: vlastní zpracování, [21]

Klíčovým technologickým prvkem varianty 2 je nasazení **velkých průmyslových tepelných čerpadel**, která jsou integrována do systému CZCH. Hodnota **EER 2,2** v tomto modelu nereflektuje celkovou bilanci systému, ale specifické technologické nastavení a **vysoký teplotní zdvih**, který musí tato zařízení překonávat.

Systém je navržen pro simultánní výrobu chladu a využitelného tepla:

- **Strana chladu:** Pracuje v režimu **6/12 °C** pro potřeby klimatizačních soustav.

- **Strana tepla:** Pracuje v režimu **60/90 °C** tak, aby produkované teplo bylo přímo využitelné pro ohřev teplé užitkové vody (TUV) v soustavě CZT.

Právě nutnost transformovat energii z nízkoteplotního potenciálu chladu na vysokoteplotní úroveň pro teplárenství definuje hodnotu EER. Toto nastavení je strategicky zvoleno pro dosažení maximální synergie mezi oběma sítěmi, kdy je odpadní teplo z chlazení plnohodnotně využito jako energetický zdroj, namísto jeho maření do okolního prostředí. Jedná se tedy o strategickou výhodu CZCH. Tato schopnost generovat a komerčně využívat obě složky termodynamického cyklu – chlad i odpadní teplo, vede ke zlepšení celkové ekonomiky provozu a přispívá k dekarbonizačním cílům města.

P1/P2

Implementace centrálního zásobování chladem v historickém centru Prahy (P1/P2) představuje nejkritičtější část varianty, a to zejména z důvodu extrémních nároků na prostor v podzemní infrastruktuře a vysoké investiční náročnosti zdrojové části.

Vybudování nové, samostatně stojící budovy pro technologii chlazení je v památkově chráněném území P1/P2 ekonomicky i schvalovacím procesem prakticky nerealizovatelné. Vzhledem k vysoké variabilitě nákladů na případnou novou výstavbu nelze v této fázi provést dostatečně kvalifikovaný odhad investičních nákladů na budovu. Tento fakt je nutné brát v potaz vzhledem k interpretaci výsledků. V případě potřeby vystavět novou budovu, či zásadně zrekonstruovat stávající objekt, by investiční náklady rapidně vzrostly. Z tohoto důvodu jsou investice do stavební části v ekonomické bilanci **vynechány** a pozornost je soustředěna na technologickou a distribuční složku. Dalším limitujícím faktorem, který vyžaduje budoucí prověření, zůstává zajištění dostatečného **elektrického příkonu** pro provoz průmyslových tepelných čerpadel v daných lokalitách.

Klíčovou součástí systému CZCH je vybudování chladovodů, které musí být z důvodu ochrany veřejného prostoru **integrovány do stávající sítě kolektorů**. Na základě energetické bilance území byla vypočtena minimální velikost výstupního potrubí na úrovni **DN 1200**. Vzhledem k tomu, že instalace takto rozměrného potrubí je v kolektorech prostorově i cenově nepřípustná, přistoupilo se k technické optimalizaci:

- **Snížení dimenzí:** Výpočty byly provedeny pro potrubí o maximální velikosti **DN 500**, která je považována za limitní pro zachování průchodnosti kolektorovým systémem.
- **Navýšení počtu větví:** Pro zachování potřebné hydraulické kapacity je nutné nahradit původní dimenzi DN 1200 celkem **šesti paralelními větvemi DN 500**.
- **Rozsah výstavby:** Celková koncepce uvažuje se svazkem 6× DN 500 v dvoutrubkovém uspořádání o souhrnné délce **15 km**, což odpovídá celkové délce kolektorů v oblasti P1/P2.

Následující Tabulka 125 shrnuje specifické technologické parametry, které byly použity pro tvorbu modelu této lokality.

Tabulka 125: Specifické technologické ukazatele pro CZCH na P1/P2

Parametr	Hodnota	Jednotky
Rychlost proudění vody	2	m/s
Potřebná velikost potrubí	DN 1 200	mm
Zmenšení velikosti potrubí	DN 500	mm
Počet zmenšených potrubí	6	–

Zdroj: vlastní zpracování

Rozvojové lokality

V rozvojových lokalitách a transformačních územích (brownfieldech) je implementace systému CZCH spojena s podstatně vyšší technickou flexibilitou než v případě oblasti P1/P2. U těchto území se předpokládá vznik zcela nových objektů a infrastrukturních koridorů, což umožňuje koncepční zakomponování rozvodů chladu již v raných fázích plánování celých městských čtvrtí.

Hlavní výzvou při analýze těchto území je fakt, že pro řadu z nich v současné době neexistují detailní zastavovací plány. Bylo nutné tedy přistoupit k návrhu jinak, než tomu bylo u historického centra Prahy:

- **Odhad délek potrubí:** Vzhledem k absenci přesných tras byla délka rozvodů stanovena expertním odhadem na základě celkové plošné rozlohy a předpokládané hustoty zástavby jednotlivých lokalit.
- **Koncepční soulad:** Strategickým pohledem je nutné předpokládat, že CZCH bude tvořit integrální součást energetických center těchto nových oblastí.

Na rozdíl od centra, kde je limitujícím faktorem stávající kolektor, u rozvojových území model uvažuje s dimenzemi, které odpovídají budoucí potřebě chladu dané lokality při zachování efektivního počtu paralelních větví. Například u lokality **Letňan** dosahuje teoretická potřebná velikost potrubí hodnoty **průměru 1 026 mm**, což je v modelu řešeno pěti větvemi **DN 500**. V případě, že by došlo k instalaci strojovny do strategického bodu v okolí geografického centra této lokality, mohlo by dojít k ještě větší optimalizaci podle rozložení případných zákazníků kolem strojovny.

Tabulka 126: Délky jednotlivých potrubí v rozvojových lokalitách

Lokalita	Potřebná velikost potrubí [mm]	Zmenšená velikost potrubí [mm]	Počet zmenšených potrubí [-]	Délka potrubí [km]
Holešovice Bubny-Zátory	650	400	3	15
Nákladové nádraží Žižkov	459	300	3	12,5
Letňany	1 026	500	5	32,5
Vysočany	459	300	3	6,5
Rohanský ostrov / Palmovka	384	250	3	15
Rozvadovská/Zličín	481	300	3	15
Bohdalec	615	400	3	16
Průmyslová/Štěrboholy	459	300	3	45
Malešice / Nový Zborov	410	300	2	9
Ruzyně	324	250	2	7
Jinonice	384	250	3	9,5
Okolí M-D Nové Dvory	290	250	2	9
Okolí M-D Libuš	205	200	2	7
Okolí M-D Nádraží Krč	145	150	1	1,5
Okolí M-D Nemocnice Krč	205	200	2	3
Okolí M-D Písnice	205	200	2	10
Komořany	251	300	1	15
			Suma	**228,5**

Zdroj: vlastní zpracování

U rozvojových lokalit je klíčové, aby rozhodnutí o budování CZCH padlo souběžně s povolením infrastruktury pro celou lokalitu. Jakákoliv dodatečná instalace centrálních rozvodů do již dokončených nových čtvrtí by byla spojena s neúměrně vysokými náklady, podobně, jako je tomu v historickém jádru.

Výsledky varianty CZCH

Následující Tabulka 127 integruje technologické parametry (průmyslová tepelná čerpadla, specifické dimenze rozvodů) s energetickou potřebou jednotlivých území. Výsledky reflektují vysokou investiční náročnost liniových staveb, zejména v oblastech s rozsáhlým plošným pokrytím (Letňany).

Tabulka 127: Shrnutí CZCH pro jednotlivé oblasti v Praze

Lokalita	Roční potřeba chladu [GWh/rok]	IN [tis. Kč]	PN [tis. Kč]
Praha 1 + Praha 2	72	1 500 000	130 468
Holešovice Bubny-Zátory	20	658 333	36 364
Nákladové nádraží Žižkov	10	354 167	18 182
Letňany	50	2 145 833	90 909
Vysočany	10	234 167	18 182
Rohanský ostrov / Palmovka	7	297 917	12 727
Rozvadovská/Zličín	11	414 583	20 000
Bohdalec	18	667 500	32 727
Průmyslová/Štěrboholy	10	1 004 167	18 182
Malešice / Nový Zborov	8	263 333	14 545
Ruzyně	5	157 083	9 091
Jinonice	7	215 417	12 727
Okolí M-D Nové Dvory	4	176 667	7 273
Okolí M-D Libuš	2	104 833	3 636
Okolí M-D Nádraží Krč	1	25 417	1 818
Okolí M-D Nemocnice Krč	2	56 833	3 636
Okolí M-D Písnice	2	140 833	3 636
Komořany	3	331 250	5 455
Suma	**242**	**8 748 333**	**439 559**

Zdroj: vlastní zpracování

Analýza výsledných hodnot varianty 2 ukazuje na zásadní dominanci investičních nákladů, které jsou v porovnání s decentrálními variantami podstatně vyšší. Tento rozdíl je dán primárně zahrnutím nákladů na distribuční síť chladovodů, které v individuálních variantách zcela absentují. V případě provozních nákladů (PN) uvedené hodnoty reprezentují výhradně cenu komodity, tedy elektrické energie nezbytné pro pohon průmyslových tepelných čerpadel. Náklady na elektřinu oběhových čerpadel nejsou zahrnuty, ty by tedy jen dále zvyšovaly provozní náklady, což by vedlo k dalšímu prodražení. Dále nejsou zahrnuty ani náklady na údržbu systému, neboť je v rámci celé Strategie uvažujeme jako srovnatelné pro všechny technologické varianty a jejich vliv na relativní porovnání variant je považován za marginální.

3.6.4 Varianta 3 – TČ + CZT

Tabulka 128: Karta varianty 3 Pilíře 5

Pilíř č.	5 – Chlad
Varianta č.	3
Název varianty	Integrovaný systém – tepelná čerpadla voda-voda s vazbou na soustavu CZT (doporučená varianta pro P1/P2 a lokality s dostupnou teplárenskou sítí)
Lokalita/území realizace	Celé řešené území Prahy: Praha 1 + Praha 2; rozvojové lokality (Holešovice Bubny-Zátory, Nákladové nádraží Žižkov, Letňany, Vysočany, Rohanský ostrov / Palmovka, Rozvadovská/Zličín, Bohdalec, Průmyslová/Štěrboholy, Malešice / Nový Zborov, Ruzyně, Jinonice, okolí stanic metra D, Komořany).
Odůvodnění varianty	Technologicky nejpokročilejší varianta. Objektová tepelná čerpadla voda-voda pracují v kombinovaném letním cyklu: strana chladu 6/12 °C pro klimatizaci objektu; strana tepla 60/90 °C přímo využitelná pro ohřev TUV v soustavě CZT. TČ jsou umístěna výhradně v interiéru (suterénní strojovny) – bez venkovních kondenzátorů. Varianta eliminuje vizuální i hlukový dopad na veřejný prostor.
Hlavní přínosy	• Nejnižší měrná cena chladu pro koncového uživatele (187 Kč/GJ; 672 Kč/MWh) po zohlednění kompenzace cenou odpadního tepla. • Absolutní zachování vizuální integrity budov v P1/P2 – žádné venkovní jednotky na fasádách, střechách ani ve vnitroblocích. • Minimalizace hlukové zátěže ve veřejném prostoru (technologie zcela uvnitř objektu). • Využití stávajících teplovodních přípojek CZT pro odvod tepla – jednoduché napojení tam, kde přípojka existuje. • V rozvojových lokalitách: budovy se stávají aktivními mikrozdroji CZT (Smart Grid princip). • Příspěvek k hodnocení udržitelnosti budov (BREEAM, LEED, SBToolCZ).
Hlavní nevýhody	• Nejvyšší měrná cena technologie ze všech variant. • Nejnižší EER = nejvyšší měrná spotřeba elektřiny; kompenzováno příjmy z prodeje tepla. • Nejvyšší celkové provozní náklady ze všech variant. • Nejvyšší nepřímé emise CO_2 ze spotřeby elektřiny (~39 890 t CO_2/rok). • Časová diskontinuita: produkce odpadního tepla ve špičce (kolem poledne) neodpovídá době maximální poptávky po TUV – nutná akumulace v síti. • Realizovatelná pouze tam, kde existuje dostupná teplárenská soustava CZT.
Popis varianty	TČ voda-voda instalována v suterénních strojovnách objektů; s vysokým teplotním zdvihem jako u průmyslových TČ ve V2. Bilanční analýza pro P1/P2 prokázala, že by celá soustava PT měla být schopná v létě odpadní teplo z chlazení P1/P2 absorbovat. Přirozená akumulační kapacita potrubí CZT v P1/P2: ~150 GJ (42 MWh).

Paralelní aktivity	• Nastavení smluvních podmínek pro výkup odpadního tepla (Pražská teplárenská, ERÚ). • Pro Holešovice Bubny-Zátory: koordinace s Energocentrem ÚČOV (pravá větev, propojení soustav). • V nových rozvojových projektech: integrace TČ do technologické části projektové dokumentace jako standard.
Odhad investičních nákladů	Celkem za všechny lokality: ~3 022 mil. Kč bez DPH, z toho: • Praha 1 + Praha 2: ~900 mil. Kč, • Letňany: ~625 mil. Kč, • Holešovice Bubny-Zátory: ~250 mil. Kč, Ostatní lokality: 13–225 mil. Kč dle velikosti. Vyšší cena technologie (vs. chillery) je kompenzována absencí nákladů na budování samostatné rozvodné sítě chladovodů.
Ekonomické hodnocení	Měrná cena chladu pro koncového uživatele: 187 Kč/GJ (672 Kč/MWh) – nejnižší ze všech variant po zohlednění kompenzace příjmy z tepla. Cena tepla prodávaného do CZT: 246 Kč/GJ (885 Kč/MWh). Pro oblast Holešovice Bubny-Zátory: celkové náklady na chlad 345 Kč/GJ (srovnatelné s V1 a V2 po kompenzaci teplem). NPV nastaveno tak, aby odpovídalo benchmarku V1 (chillery).
Environmentální dopady	Nejvyšší emise CO_2 ze všech variant z důvodu nejnižšího EER. Avšak odpadní teplo je plně využito v CZT – nulový příspěvek k efektu tepelného ostrova z technologie samotné (veškeré teplo jde do sítě, nikoliv do vzduchu). V kombinaci s dekarbonizací elektroenergetiky ČR se emisní bilance bude v čase výrazně zlepšovat.
Dopad na emise CO_2	Celkové emise CO_2: ~39 890 t CO_2/rok – nejvyšší ze všech variant (přímý důsledek nejnižšího EER). Z toho Praha 1 + Praha 2: ~11 840 t CO_2/rok. Při poklesu emisního faktoru elektřiny (dekarbonizace mixu) se bude postupně bilance zlepšovat.
Rizika realizace	• Infrastrukturní: realizovatelné pouze v lokalitách s dostupnou teplárenskou sítí CZT; v lokalitách bez CZT varianta není použitelná. • Bilanční: produkce tepla ve špičce (kolem poledne) nemusí odpovídat okamžité poptávce po TUV; nutná akumulace – prokázáno jako zvládnutelné při propojení P1/P2 s celou PT. • Regulatorní: nastavení výkupní ceny tepla vyžaduje smluvní dohodu s PT a případně regulatorní rámec ERÚ. • Technické: EER je nižší než u V1 – vyšší spotřeba elektřiny; riziko při vysokých cenách elektřiny. • Koordinační: pro rozvojové lokality nutná integrace TČ do projektové dokumentace na úrovni celé čtvrti.
Poznámky	Propojení P1/P2 s celou soustavou PT prokázalo dostatečnou akumulační kapacitu (~11 380 GJ). Zapojení Holešovic, Bubny-Zátory do sítě P1/P2 + PT může v 7 dnech roku způsobit nedostatečné vybíjení (regulace počtu zákazníků nebo technická opatření). Varianta 3 je strategicky nejvýhodnějším řešením pro P1/P2 – kombinuje ochranu vizuální integrity budov, nejnižší cenu chladu pro zákazníka a synergie se soustavou CZT.

Zdroj: vlastní zpracování

Varianta 3 představuje pokročilý model integrace, kdy jsou jednotlivé objekty vybaveny vlastním zdrojem chladu v podobě tepelného čerpadla (TČ) typu voda-voda. Tento systém funguje na principu energetické synergie: zatímco primární okruh čerpadla zajišťuje chlazení vnitřních prostor objektu, kondenzační strana zařízení produkuje teplo, které je namísto maření do okolního prostředí aktivně odváděno do soustavy centrálního zásobování teplem (CZT).

Z hlediska tepelné sítě se v podstatě jedná o decentralizovanou výrobu tepla, kdy budova v letním období přebírá roli mikrozdroje pro přípravu teplé užitkové vody (TUV) v dané lokalitě. Ve srovnání se standardními chillery či splitovými jednotkami se sice jedná o technologicky náročnější a investičně nákladnější zařízení s vyššími provozními nároky (vzhledem k nutnosti dosahovat vyšších teplotních parametrů na výstupu), jeho strategický přínos však spočívá v absolutní vizuální a akustické neutralitě vůči okolí. Vyšší provozní i investiční náklady by bylo možné kompenzovat výkupem tepla, které budou dané objekty tvořit.

Následující Tabulka 129 shrnuje výpočetní technologické a ekonomické ukazatele, které byly zvoleny pro výpočet na základě průzkumu trhu a kvalifikovaného odhadu. Uvedené parametry jsou pro všechny lokality v Praze společné.

Tabulka 129: Technologické a ekonomické ukazatele pro TČ + CZT

Parametr	Hodnota	Jednotky
EER	2*	–
Měrná cena technologie	15 000	Kč/kW bez DPH
Výkupní cena tepla	233	Kč/GJ bez DPH

** Hodnota EER 2 reflektuje decentralizovaný charakter výroby, kde menší jednotky v objektech pracují se shodně vysokým teplotním zdvihem jako velké průmyslové stroje ve variantě 2.* *Zdroj: vlastní zpracování, [21]*

Zásadní výzvou této varianty je **časová diskontinuita** mezi produkcí odpadního tepla a jeho spotřebou v síti CZT. Maximální výroba chladu (a tedy i produkce tepla z TČ) nastává v odpoledních špičkách, zatímco špičková potřeba tepla pro ohřev TUV vykazuje v rezidenčních i administrativních sektorech odlišné časové průběhy. Tento nesoulad vyžaduje, aby soustava CZT disponovala dostatečnou schopností akumulace nebo absorpce tohoto decentralizovaného výkonu bez narušení hydraulické stability sítě. Vyšší investiční i provozní náklady na straně objektu jsou v tomto modelu kompenzovány příjmem z výkupu tepla, což tvoří základní ekonomický stimul pro zapojení vlastníků budov do tohoto systému.

P1/P2

V historickém jádru Prahy představuje kombinace tepelných čerpadel a soustavy CZT strategicky nejprůchodnější variantu. Hlavním benefitem je zde **eliminace jakéhokoli vizuálního dopadu** na exteriér budov:

- **Vizuální integrita**: Jelikož jsou jednotky TČ voda-voda umístěny výhradně v interiéru (zpravidla v suterénních strojovnách), není nutná instalace venkovních kondenzátorů na fasády, střechy ani do vnitrobloků. Tím zcela odpadá riziko konfliktu s orgány památkové péče, které je u splitů a chillerů kritickým bodem.

- **Akustický komfort**: Umístění technologie uvnitř objektu v kombinaci s absencí venkovních ventilátorů radikálně snižuje hlukovou zátěž ve veřejném prostoru a v hustě obydlených vnitroblocích.
- **Prostorová synergie**: Využití stávajících teplovodních přípojek pro odvod tepla zjednodušuje instalaci v objektech, kde by jinak bylo obtížné hledat trasy pro rozměrné vzduchotechnické potrubí.

Rozvojové lokality

V rozvojových a transformačních územích je varianta 3 koncipována jako základní kámen tzv. **chytrých energetických sítí (Smart Grids)**. Zde se situace liší především v možnostech plánování:

- **Koncepční integrace**: V nově vznikajících čtvrtích lze instalaci TČ s vazbou na CZT navrhnout jako jednotný technologický standard. To umožňuje optimalizovat dimenze teplovodní sítě tak, aby byla schopna efektivně absorbovat decentralizovanou výrobu tepla z chlazení v celém území. Samotné vedení tak bude moci fungovat jako dobrá akumulace této energie.
- **Energetická autonomie**: Budovy v rozvojových lokalitách se stávají aktivními prvky sítě. Odpadní teplo z administrativních budov produkované během dne může být skrze systém CZT okamžitě využito pro přípravu TUV v přilehlých rezidenčních objektech, čímž se minimalizuje potřeba centrální výroby tepla v letní sezóně.
- **Certifikace budov**: Tento přístup může výrazně napomoci k získání vysokých hodnocení v rámci certifikací udržitelnosti (SBToolCZ, BREEAM, LEED), což zvyšuje tržní hodnotu nemovitostí v těchto lokalitách.

Výsledky varianty TČ + CZT

Následující tabulka kvantifikuje investiční a provozní náročnost tohoto řešení. Je patrné, že i přes vyšší měrnou cenu technologie dochází k zajímavé bilanci díky absenci nákladů na budování samostatných chladovodů, které byly dominantou varianty 2.

Tabulka 130: Shrnutí TČ + CZT pro jednotlivé oblasti v Praze

Lokalita	Roční potřeba chladu [GWh/rok]	IN [tis. Kč]	PN [tis. Kč]
Praha 1 + Praha 2	72	900 000	143 515
Holešovice Bubny-Zátory	20	250 000	40 000
Nákladové nádraží Žižkov	10	125 000	20 000
Letňany	50	625 000	100 000
Vysočany	10	125 000	20 000
Rohanský ostrov / Palmovka	7	87 500	14 000
Rozvadovská/Zličín	11	137 500	22 000
Bohdalec	18	225 000	36 000
Průmyslová/Štěrboholy	10	125 000	20 000
Malešice / Nový Zborov	8	100 000	16 000
Ruzyně	5	62 500	10 000
Jinonice	7	87 500	14 000
Okolí M-D Nové Dvory	4	50 000	8 000
Okolí M-D Libuš	2	25 000	4 000
Okolí M-D Nádraží Krč	1	12 500	2 000
Okolí M-D Nemocnice Krč	2	25 000	4 000
Okolí M-D Písnice	2	25 000	4 000
Komořany	3	37 500	6 000
Suma	**242**	**3 025 000 000**	**483 515**

Zdroj: vlastní zpracování

3.6.5 Porovnání variant / modelových variant

Pro strategické rozhodování o teoretickém směřování infrastruktury chlazení je nezbytné provést komplexní srovnání všech uvažovaných modelových variant. Tato kapitola shrnuje technologické postupy, ekonomické ukazatele a limity realizovatelnosti, s cílem identifikovat optimální model pro specifické podmínky hlavního města Prahy.

Metodický popis

Výchozím bodem pro všechny lokality byl odhad potřeby chladu a následné stanovení potřeby tepla v rámci tří typových dnů. Souběžně byl definován minimální potřebný instalovaný výkon. Je nutné zdůraznit, že model **neuvažuje s technologickým zálohováním centrálního systému** (n+1), čímž je zachována metodická srovnatelnost s lokálními instalacemi, kde se sekundární zdroje pro případ poruchy standardně neosazují.

Vedle hodnocených variant aktivního chlazení, je možné využít pasivní způsoby ochrany budov před přehříváním. Jednou z těchto možností je například stínění. Jedná o technologie, které umožňují snížit potřebu chladu, díky dobře nasměrovaným stínícím plochám. Ze strategického hlediska je vhodné využívat princip stínění v lokalitách, kde je to architektonicky a prostorově možné. Ekonomické a technologické hodnocení této metody chlazení přesahuje rozsah této práce.

Ekonomický model každé lokality pracuje s referenčním obdobím 15 let, což odpovídá předpokládané životnosti moderních technologií bez nutnosti generálních oprav. Model pracuje s ekonomickým přepočtem na reálné ceny.

Hlavním srovnávacím kritériem je **čistá současná hodnota (NPV)**. Do provozních nákladů (PN) je zahrnuta výhradně silová elektřina pro pohon hlavních technologických celků. Energie pro oběhová čerpadla v rozsáhlých sítích CZCH, stejně jako personální a servisní náklady, nejsou součástí základního modelu, což znamená, že prezentované výsledky varianty 2 představují **teoretické nákladové minimum**.

Zatímco varianty 0 a 1 pracují s běžně dostupnými jednotkami (s důrazem na akustický útlum), varianty 2 a 3 využívají sofistikovaná tepelná čerpadla schopná generovat vysoký teplotní zdvih. Tato technologická náročnost se promítá do vyšších investičních nákladů (IN) a nižšího koeficientu energetické účinnosti (EER), což je však nezbytnou podmínkou pro energetickou synergii.

U variant 2 (CZCH) a 3 (TČ + CZT) je aplikován specifický ekonomický mechanismus zajišťující tržní akceptovatelnost:

- **Cílové NPV:** Model je nastaven tak, aby výsledné NPV po 15 letech odpovídalo variantě 1 (Chillery). Tím je zajištěno, že navržený systém bude pro koncového uživatele ekonomicky ekvivalentní vlastní výrobě chladu.
- **Cena chladu:** Pro varianty 0 a 1 je počítána jako měrný provozní náklad. Pro variantu 3 je uvažována jako provozní náklad po kompenzaci cenou tepla. U CZCH (varianta 2) je cena chladu zafixována na úrovni **329 Kč/GJ (1 183 Kč/MWh)**, což představuje tržní strop daný variantou 1, aby byla garantována ekonomická motivace zákazníků k připojení.
- **Cena tepla jako vyrovnávací faktor:** Veškeré vícenáklady na pořízení a provoz složitějších technologií jsou v modelech variant 2 a 3 kompenzovány **cenou tepla**. Tato hodnota představuje částku, za kterou musí být teplo odprodáno do sítě CZT, aby projekt dosáhl požadované návratnosti.

Srovnání investičních a provozních nákladů

Ekonomická bilance napříč celým územím (viz Tabulka 131) jasně identifikuje scénář 2 (CZCH) jako investičně nejnáročnější model, což je přímý důsledek nutnosti budování paralelní liniové infrastruktury chladovodů.

Tabulka 131: Souhrnná komparace IN a PN pro vybrané lokality

	Varianta 0 - Splity		Varianta 1 - Chillery		Varianta 2 - CZCH		Varianta 3 - TČ + CZT	
Lokalita	**IN [mil. Kč]**	**PN [mil. Kč]**	**IN [mil. Kč]**	**PN [mil. Kč]**	**IN [mil. Kč]**	**PN [mil. Kč]**	**IN [mil. Kč]**	**PN [mil. Kč]**
Praha 1 + Praha 2	718	96	563	85	1 497	130	897	144
Holešovice Bubny-Zátory	200	27	157	24	658	36	250	40
Nákladové nádraží Žižkov	100	13	78	12	354	18	125	20
Letňany	500	67	392	59	2 146	91	625	100
Vysočany	100	13	78	12	234	18	125	20
Rohanský ostrov / Palmovka	70	9	55	8	298	13	88	14
Rozvadovská/Zličín	110	15	86	13	415	20	138	22
Bohdalec	180	24	141	21	668	33	225	36
Průmyslová/Štěrbo holy	100	13	78	12	1 004	18	125	20
Malešice / Nový Zborov	80	11	63	9	263	15	100	16
Ruzyně	50	7	39	6	157	9	63	10
Jinonice	70	9	55	8	215	13	88	14
Okolí M-D Nové Dvory	40	5	31	5	177	7	50	8
Okolí M-D Libuš	20	3	16	2	105	4	25	4
Okolí M-D Nádraží Krč	10	1	8	1	25	2	13	2
Okolí M-D Nemocnice Krč	20	3	16	2	57	4	25	4
Okolí M-D Písnice	20	3	16	2	141	4	25	4
Komořany	30	4	24	4	331	5	38	6
Suma	**2 418**	**322**	**1 896**	**286**	**8 746**	**440**	**3 022**	**484**

Poznámka: *V tabulce jsou vyznačeny červeně nejvyšší hodnoty pro jednotlivý parametr investiční/provozní náklady, naopak zeleně jsou vyznačeny nejnižší hodnoty v obou kategoriích.* *Zdroj: vlastní zpracování*

Z analýzy vychází, že nejvyšší investiční náročnost vykazuje napříč všemi lokalitami systém centrálního zásobování chladem (varianta 2). V rámci decentralizovaných řešení (0, 1 a 3) pak nejvyšší investice vyžaduje **varianta 3 (TČ + CZT)**. Tento nepoměr je dán technologickou komplexností:

- **Infrastrukturní zátěž (varianta 2):** Vysoké investiční náklady reflektují potřebu budování soustavy ve veřejném prostoru, která musí splňovat přísné požadavky na prostupnost v podzemních kolektorech.
- **Technologická sofistikovanost (varianta 3):** Tepelná čerpadla voda-voda v kombinaci s připojením na CZT představují technicky podstatně složitější zařízení než standardní splitové jednotky nebo chillery. Potřeba efektivně využívat obě energetické komodity (chlad i teplo) si vynucuje nasazení nejmodernějších dostupných technologií na trhu, což zvyšuje měrné investiční náklady na jednotku instalovaného výkonu.

V kategorii provozních nákladů dosahuje maximálních hodnot **varianta 3 (TČ + CZT)**. Hlavní příčinou je nejnižší koeficient energetické účinnosti (**EER**), což v praxi znamená nejvyšší měrnou spotřebu elektrické energie na výrobu jednotky chladu. Tato zdánlivá nevýhoda je však metodicky nutná pro dosažení požadovaného teplotního zdvihu pro ohřev TUV.

Srovnání provozních nákladů u **varianty 2 (CZCH)** je nutné interpretovat s vědomím limitů strategického modelu:

- Prezentovaná čísla u CZCH reflektují primárně spotřebu hlavních zdrojů (velká TČ).
- V podrobné realizační fázi by bylo nutné do bilance započíst také energetický příkon distribučních čerpadel pro oběh média v síti.
- Přesné vymodelování těchto ztrát by vyžadovalo detailní hydraulický výpočet každé větve v návaznosti na předávací stanice, což přesahuje rámec této Strategie. I bez těchto vlivů však CZCH zůstává provozně náročnější než lokální decentralizované systémy.

Obecně nejnižších hodnot v obou sledovaných parametrech (IN i PN) dosahují **decentralizované chillery (varianta 1)**. Z tohoto důvodu byla tato varianta zvolena jako referenční scénář (benchmark) pro celý pilíř chladu. Tento fakt je klíčový pro nastavení konkurenceschopnosti u variant 2 a 3. U těchto variant je tedy jako fixní hodnota v modelu určena cena chladu, která odpovídá nákladům, jež by subjekt vynaložil v případě vlastní výroby pomocí chilleru. Tím je zajištěno, že sofistikovanější městské systémy nebudou pro zákazníka dražší než standardní tržní řešení.

Srovnání emisí CO_2

Jednotlivé varianty byly také posouzeny z pohledu produkce emisí CO_2. Vzhledem k technologickému charakteru navržených systémů – kdy lokální splitové jednotky, centrální chillery i tepelná čerpadla pracují na principu přečerpávání tepla z vnitřního prostředí budov do okolního vzduchu, resp. do CZT – je generování lokálních emisí v místě provozu nulové. Jediným zdrojem emisí CO_2 je proto spotřeba elektrické energie nutná pro pohon kompresorů a pomocných zařízení.

Kvantifikace emisní náročnosti byla provedena v souladu s jednotnou metodikou popsanou v úvodní kapitole této Strategie. S ohledem na probíhající dekarbonizaci energetického mixu ČR, modernizaci zdrojové základny a postupný přechod na OZE je zřejmé, že se emisní faktor elektřiny bude v čase snižovat. Výsledky prezentované v následující tabulce je proto nutné interpretovat jako konzervativní odhad, představující teoretickou horní hranici emisní zátěže při současném stavu sítě.

Tabulka 132: Shrnutí emisí CO_2 v jednotlivých lokalitách dle variant

Emise CO_2	Varianta 0 Splity	Varianta 1 Chillery	Varianta 2 CZCH	Varianta 3 TČ + CZT
	[t CO_2/rok]			
Praha 1 + Praha 2	7 893	7 006	10 764	11 840
Holešovice Bubny-Zátory	2 200	1 953	3 000	3 300
Nákladové nádraží Žižkov	1 100	976	1 500	1 650
Letňany	5 500	4 882	7 500	8 250
Vysočany	1 100	976	1 500	1 650
Rohanský ostrov / Palmovka	770	683	1 050	1 155
Rozvadovská/Zličín	1 210	1 074	1 650	1 815
Bohdalec	1 980	1 757	2 700	2 970
Průmyslová/Štěrboholy	1 100	976	1 500	1 650
Malešice / Nový Zborov	880	781	1 200	1 320
Ruzyně	550	488	750	825
Jinonice	770	683	1 050	1 155
Okolí M-D Nové Dvory	440	391	600	660
Okolí M-D Libuš	220	195	300	330
Okolí M-D Nádraží Krč	110	98	150	165
Okolí M-D Nemocnice Krč	220	195	300	330
Okolí M-D Písnice	220	195	300	330
Komořany	330	293	450	495
Suma	**26 593**	**23 604**	**36 264**	**39 890**

Zdroj: vlastní zpracování

Z modelovaných dat jednoznačně vyplývá, že environmentálně nejšetrnější variantou je **varianta 1 – Chillery**, která napříč všemi analyzovanými lokalitami vykazuje nejnižší produkci emisí CO_2. Tento výsledek je dán vysokou provozní efektivitou těchto systémů a jejich optimálním koeficientem energetické účinnosti. Vyšší účinnost znamená, že pro dosažení požadovaného chladicího výkonu je zapotřebí transformovat nižší množství elektrické energie, což se přímo úměrně propisuje do snížení celkové uhlíkové stopy provozu. Do této analýzy nebyl reflektován fakt, že emise vzniklé na výrobu chladu jsou zároveň u variant 2 a 3 sdíleny s prodaným teplem. Pokud by byl proveden přepočet pouze na jednu komoditu, tak by došlo k výraznému snížení emisních dopadů na samotnou výrobu chladu.

Porovnání cenových hladin

Při investičním rozhodování o městské infrastruktuře je primárním faktorem konkurenceschopnost zvoleného řešení vůči alternativám. Aby bylo možné určit optimální strategii, je nutné srovnat jednotlivé varianty optikou koncové ceny komodit (chladu a tepla). Následující analýza rozkrývá vztah mezi výrobními náklady a prodejní cenou, která je nezbytná pro ekonomickou udržitelnost systému.

Tabulka 133: Ceny jednotlivých komodit pro provozovatele zařízení

	Varianta 0 – Splity		Varianta 1 – Chillery		Varianta 2 – CZCH		Varianta 3 – TČ + CZT	
	[Kč/GJ]	[Kč/MWh]	[Kč/GJ]	[Kč/MWh]	[Kč/GJ]	[Kč/MWh]	[Kč/GJ]	[Kč/MWh]
cena chladu	370	1 333	329	1 183	329	1 183	187	672
cena tepla	–	–	–	–	421*	1 516*	246	885

** Hodnoty pro oblast Holešovice Bubny-Zátory.*
Poznámka: *Ceny jsou vždy vztaženy na danou komoditu.* *Zdroj: vlastní zpracování*

Z analýzy dat vyplývá, že výsledná měrná cena chladu je po započtení všech synergií nejnižší právě v případě varianty 3. Jedná se však o hodnotu kalkulovanou až po ekonomické kompenzaci za odpadní teplo vygenerované při chlazení a následně prodané do soustavy CZT. Pokud by k tomuto energetickému zhodnocení a prodeji druhé komodity nedocházelo, nominální cena chladu by dosahovala výše **556 Kč/GJ (2 000 Kč/MWh)**. Bez vnější kompenzace by se tak jednalo o jednoznačně nejdražší variantu z celého posuzovaného spektra. Na druhou stranu, díky integraci obou energetických sítí nabízí varianta 3 unikátní tržní paradox: technologicky a investičně nejnákladnější zařízení generuje pro koncového uživatele nejnižší reálnou provozní zátěž.

U centrálního zásobování chladem (varianta 2) dochází k extrémním výkyvům v potřebné prodejní ceně tepla, která má zajistit návratnost investice. Zatímco v hustě zastavěném centru (P1/P2) by teoreticky stačila pro ekonomickou rovnováhu cena tepla 168 Kč/GJ (605 Kč/MWh), v okrajových lokalitách hodnoty dramaticky rostou.

Tabulka 134: Porovnání cen tepla pro technologie, které s nimi dále obchodují

Cena tepla	Varianta 2 - CZCH	
	[Kč/GJ]	[Kč/MWh]
Praha 1 + Praha 2	168	605
Holešovice Bubny-Zátory	421	1 516
Nákladové nádraží Žižkov	473	1 704
Letňany	631	2 270
Vysočany	222	798
Rohanský ostrov / Palmovka	623	2 243
Rozvadovská/Zličín	521	1 876
Bohdalec	508	1 830
Průmyslová/Štěrboholy	1 836	6 611
Malešice / Nový Zborov	421	1 516
Ruzyně	390	1 402
Jinonice	376	1 354
Okolí M-D Nové Dvory	657	2 365
Okolí M-D Libuš	830	2 988
Okolí M-D Nádraží Krč	264	949
Okolí M-D Nemocnice Krč	327	1 176
Okolí M-D Písnice	1 207	4 346
Komořany	2 046	7 366
Průměr	**662**	**2 384**

Zdroj: vlastní zpracování

Z výše uvedených dat jednoznačně vyčnívají lokality jako **Komořany, Písnice či Průmyslová**, kde systém CZCH není ani teoreticky ekonomicky obhajitelný. Požadované ceny tepla jsou vyšší než 1 000 Kč/GJ a jsou v reálném tržním prostředí neprodejné. Tyto oblasti trpí kombinací nízké hustoty odběru a extrémních délek rozvodů, což infrastrukturu centrálního chlazení v těchto místech diskvalifikuje.

V lokalitách, které zdánlivě působí jako ekonomicky funkční, by bylo nutné provést podrobnou inspekci na lokální úrovni, jež by zkontrolovala realističnost vybudování takových zařízení. Je nutné připomenout, že v těchto modelových výpočtech nejsou zahrnuty následující položky:

- pořizovací cena pozemků pro centrální strojovny,
- náklady na výstavbu samotných budov strojoven,
- mzdové náklady na obsluhu a personál,
- náklady na budoucí rekonstrukce a opravy.

V reálné praxi by tak výsledná cena tepla nezbytná pro pokrytí nákladů CZCH byla výrazně vyšší.

Strategické zhodnocení proveditelnosti

Technické a legislativní bariéry identifikované v předchozích analýzách jsou pro výslednou volbu strategie stejně určující jako ekonomické ukazatele. Tato kapitola shrnuje diskusi nad realizovatelností jednotlivých variant v reálných podmínkách města a formuluje finální strategická doporučení.

P1/P2

Jak bylo diskutováno, v lokalitě P1/P2 je masové využití standardních komerčních splitových jednotek nebo prostých střešních chillerů (varianta 0 a 1) prakticky vyloučeno. Přísná ochrana historického rázu a limitní hlukové emise ve vnitroblocích by si vynutily natolik nákladné technologické úpravy a individuální povolovací procesy, že se tyto varianty stávají ekonomicky i procesně neobhajitelnými. Historické jádro Prahy tak tvoří přirozené prostředí pro implementaci systémových řešení (varianta 2 nebo 3).

Zásadní rozdíl mezi posuzovanými variantami leží v modelu financování a správy:

- **Decentralizovaná řešení (varianta 0, 1, 3):** Tato řešení mají přímou vazbu na konkrétní objekty. Investiční odpovědnost i následný provoz leží primárně na bedrech vlastníků budov či developerů. Tento model umožňuje organický a postupný rozvoj infrastruktury chlazení bez nutnosti masivních veřejných investic.
- **Centralizované řešení (varianta 2 – CZCH):** Představuje jediné infrastrukturní řešení, které vyžaduje přímé zapojení instituce (město, městská společnost). Financování a správa celoplošné sítě chladovodů přesahuje možnosti soukromých subjektů a vyžaduje dlouhodobý strategický záměr veřejného sektoru.

Přestože model pro P1/P2 indikuje zdánlivě příznivou cenu tepla, v případě využití systému CZCH, pro dosažení parity (cca 168 Kč/GJ), tento fakt nereflektuje extrémní inženýrskou náročnost. Realizace naráží na dva kritické body:

- **Kapacita kolektorové sítě:** Teoreticky vypočtená dimenze **DN 1200** je pro stávající kolektorovou síť, která je již dnes saturována jinými inženýrskými sítěmi, prakticky nepřípustná. Ani navržené rozdělení do šesti paralelních větví DN 500 negarantuje průchodnost bez prvotních inspekcí a následně případných rekonstrukcí podzemních tras.
- **Zdrojová strojovna:** Umístění centrální strojovny s enormním nárokem na elektrický příkon a napojením na svazek šesti paralelních vedení představuje v památkově chráněném území nevyřešený urbanistický problém.

Bez detailního průzkumu a vytipování konkrétních prostor pro strojovnu v historických lokalitách nelze variantu CZCH (varianta 2) v současné chvíli doporučit jako prioritní řešení.

Jako technologicky i strategicky nejvhodnější řešení se pro oblast P1/P2 jeví **využití průmyslových tepelných čerpadel s přímou vazbou na soustavu CZT (varianta 3)**. Toto řešení představuje optimální kompromis mezi všemi sledovanými parametry:

- **Pro investora:** Přináší sice vyšší počáteční investici do technologie, ta je však v čase kompenzována příjmy (či úsporami) z prodeje tepla zpět do sítě.

- **Pro veřejný prostor:** Zajišťuje absolutní zachování vizuální integrity budov a minimalizuje hlukové emise, neboť technologie je plně skryta uvnitř objektu.
- **Pro město:** Využívá teplárenskou infrastrukturu místo budování druhotné sítě chladovodů, čímž zásadně snižuje nároky na koordinaci podzemního prostoru a zvyšuje celkovou energetickou účinnost soustavy díky využití odpadního tepla.

Rozvojové lokality

Pro strategické zhodnocení byly rozvojové lokality rozděleny do logických skupin vykazujících podobné vlastnosti z hlediska polohy a možnosti napojení na teplárenské sítě (viz Tabulka 135).

Do žádné skupiny nebyla zařazena specifická oblast Holešovice Bubny-Zátory, neboť svou strategickou polohou a plánovaným napojením na nové Energocentrum vyžaduje samostatné posouzení. Stejně tak bylo nahlíženo na lokalitu Nové Dvory, která je primárně vázána na specifické využití geotermální energie a tepla z metra D, což ji z obecného modelu chlazení vyčleňuje.

Tabulka 135: Rozdělení skupin uvažovaných rozvojových lokalit

Skupina	Charakteristika	Uvažované lokality
Skupina 1	Možnost napojení do soustavy PT	Nákladové nádraží Žižkov, Vysočany, Rohanský ostrov / Palmovka, okolí M-D Libuš, Nádraží Krč, Nemocnice Krč, Písnice
Skupina 2	Možnost napojení na ZEVO Malešice / PT	Průmyslová/Štěrboholy, Malešice / Nový Zborov
Skupina 3	Samostatné řešení tepla s vazbou na VEPA	Rozvadovská/Zličín, Ruzyně, Jinonice, Komořany
Skupina 4	Samostatné řešení tepla s vazbou na PT	Letňany, Bohdalec

Zdroj: vlastní zpracování

Jednotlivé skupiny reprezentují logické celky pro budoucí energetické plánování. Pro každou konkrétní lokalitu by v případě volby systémového varianty muselo být provedeno dodatečné podrobné šetření.

Holešovice Bubny-Zátory

Tato oblast je vysoce specifická svým urbanistickým významem a plánovaným napojením na nově vznikající síť z připravovaného Energocentra pro zásobování teplem. Přehledné srovnání variant pro toto území přináší Tabulka 136.

Tabulka 136: Porovnání jednotlivých variant pro oblast Holešovice Bubny-Zátory

	Varianta 0 Splity	Varianta 1 Chillery	Varianta 2 CZCH	Varianta 3 TČ + CZT	
Investiční náklady	200 000	156 823	658 333	250 000	tis. Kč
Provozní náklady	26 667	23 669	36 364	40 000	tis. Kč
Dodávka tepla do CZT	–	–	29 091	30 000	MWh/rok
Dodávka tepla ve špičce	–	–	24	25	MW
Samotná cena chladu	370	329	329	187	Kč/GJ
Cena tepla do CZT	–	–	421	246	Kč/GJ
Celkové náklady na chlad	410	345	345	345	Kč/GJ

Poznámka: Všechny ceny jsou bez DPH. *Zdroj: vlastní zpracování*

Oblast Bubny-Zátory může v budoucnu plnit strategickou roli propojovacího uzlu mezi levobřežní a pravobřežní tepelnou sítí Prahy, což by městu umožnilo flexibilně vybalancovávat výkonové toky. Vzhledem k polyfunkčnímu charakteru plánované zástavby je vysoce pravděpodobné, že se místní špičky potřeby chladu nebudou časově plně krýt se špičkami v historickém centru (P1/P2). Tato skutečnost otevírá prostor pro optimální rozmělnění dodávek odpadního tepla do sítě CZT bez rizika hydraulického přetížení, což mluví ve prospěch **varianty 3 (TČ + CZT)**.

Na druhou stranu, jelikož území není dosud plně zastavěno, existuje reálná příležitost do projektové dokumentace nových budov stavebně integrovat **centrální objektové chillery (varianta 1)** tak, aby venkovní technologické části hlukově ani vizuálně nenarušovaly kvalitu veřejného prostoru. Z přímého srovnání variant 2 a 3 vyplývá, že systém CZCH (varianta 2) je v této lokalitě nekonkurenceschopný – vyžaduje výrazně vyšší investice a vykazuje vyšší požadovanou cenu tepla (421 Kč/GJ oproti 246 Kč/GJ u varianty 3). Jediným parametrem ve prospěch CZCH jsou nižší přímé provozní náklady centrálních zdrojů díky vyššímu EER.

Rozhodnutí v lokalitě Bubny-Zátory má primárně strategický charakter. Postup dle varianty 3 přináší nejnižší měrnou cenu chladu pro koncového uživatele (187 Kč/GJ) a technologický přínos pro síť Energocentra, avšak nese s sebou systémové riziko vzniku letních přebytků tepla v době sníženého odběru TUV. Vzhledem k tomu, že investičně i provozně nejlevnější čistou výrobou disponuje varianta 1, lze předpokládat, že tržní preference soukromých investorů budou směřovat k autonomním objektovým chillerům, pokud město nestanoví závazný standard integrace s vazbou na CZT.

Ostatní rozvojové lokality

- **Nové Dvory:** Pro tuto oblast je jednoznačně nejpravděpodobnější variantou využití objektových chillerů (varianta 1). Kombinace specifického nízkoteplotního potenciálu metra D s komplexními liniovými sítěmi nedává v daném územním uspořádání ekonomický smysl a detailní propočítání kombinovaných hlubinných systémů přesahuje rámec této koncepce.
- **Skupina 1 a Skupina 2:** Tyto dvě skupiny vykazují možnost napojení na existující soustavu CZT PT, respektive ZEVO Malešice. Pokud v těchto rozvojových projektech vznikne ucelený požadavek na ekologické dodávky chladu, je vysoce vhodné stimulovat vybudování lokálních objektových TČ s přímým napojením na nové

přípojky CZT (varianta 3). Obecně lze však předpokládat, že se rozhodování investora bude řídit podobnou tržní logikou jako v případě oblasti Holešovice Bubny-Zátory (paralelní zvažování varianty 1).

- **Skupina 3 a Skupina 4:** Tyto lokality mají z geografických důvodů velmi omezenou nebo zcela absentující možnost propojení s dálkovými teplovody soustavy CZT. Z tohoto důvodu v těchto územích koncepčně zcela odpadá možnost realizace variant 2 a 3. V případě výstavby nových objektů s poptávkou po chlazení je v těchto zónách strategicky předpokládáno standardní tržní využití objektových chillerů (varianta 1) s vysokými nároky na akustické odstínění.

Využitelnost tepla v době chlazení

Pro validaci a reálnou proveditelnost variant 2 a 3 je bezpodmínečně nutné garantovat, že soustava CZT je schopna odpadní teplo, generované chlazením v letním období, absorbovat, efektivně využít pro ohřev TUV, nebo bezpečně naakumulovat.

Z provedených analýz vyplývá, že největší potenciál pro dodávku odpadního tepla generuje historické centrum P1/P2. Bilanční analýza územní potřeby tepla v letním období prokázala, že celá soustava PT průměrně během letního dne vyžaduje výkon **přibližně 100 MW** pro krytí spotřeby TUV. Maximální vypočtená špička dodávky odpadního tepla z chlazení oblasti P1/P2 v modelový nejteplejší den činí **90 MW**.

Tato výrobní špička nastává kolem poledne (v době maximálních solárních zisků a teplot vzduchu), kdy naopak poptávka po TUV přirozeně klesá. Z tohoto důvodu byla v rámci Strategie spočtena vnitřní akumulační schopnost samotného potrubního systému teplovodní sítě v oblasti P1/P2.

Při uvažování objemu teplonosného média v lokální síti činí **přirozená akumulační kapacita potrubí v oblasti P1/P2 až 150 GJ (41,7 MWh)**. Tato hodnota reprezentuje izolovanou schopnost absorbovat tepelný výkon v samotném centru bez zapojení širší distribuční soustavy. Tato hodnota znamená, že dojde k plnému „nabití" soustavy za přibližně půl hodiny. I při započtení kontinuálního odběru tepla pro přípravu TUV, který v nejexponovanější letní hodinu redukuje čistý přebytek výkonu z 87 MW **na 81 MW**, je zřejmé, že izolovaná akumulační schopnost samotné podsítě P1/P2 je **nedostatečná**.

Pomocí plánovaných výměníkových stanic, které budou propojovat pravobřežní systém PT s levobřežním budovaným systémem EGC, bude možné přenést výkon do sítě v oblasti energocentra a PT. Nesoulad spotřeby a výroby tepla bude díky rozlehlosti sítí možné akumulovat a následně v odběrové špičky spotřebovat. Vzhledem k propojení se soustavou EGC by byla možnost nevyužité teplo spotřebovávat také v levé větvi EGC, zde by hlavními odběrateli byly lokality Juliska a Veleslavín.

3.7 Popis zvolené varianty

Tabulka 137: Zvolené varianty

Pilíř č.	Zvolená varianta	Popis
1 Energocentrum	2	Jedná se o variantu plného propojení pravé i levé větve nově vzniklého zdroje tepla Energocentrum. Maximalizuje využití potenciálu tohoto zdroje a zapojení OZE do dodávek tepla v Praze.
2 Blokové kotelny	2	Doporučení, aby došlo k postupné instalaci dalších KVET v kombinaci s tepelnými čerpadly, jež zastupují v mixu OZE. Je nutné však upozornit na nemožnost hodnotit blokové kotelny jako jednu lokalitu a pro zajištění všech legislativních náležitostí je nutné vyhodnocovat každou kotelnu (soustavu) zvlášť.
3 Pravý břeh	2 + integrovaný scénář	Varianta 2 popisuje instalaci jak aktuálně budovaných zdrojů, tak těch, co jsou plánovány. Cílem by však měl být tzv. integrovaný scénář popsaný v kapitole 3.4.4. Zde dojde k propojení soustavy PT s nově vzniklým EGC, což povede k podpoře dekarbonizace soustavy a možnosti využití tepla z obnovitelného zdroje v období, kdy není velká poptávka po teple.
4 Rozvojové lokality	—*	Rozvojové lokality jsou hodnoceny dle skupin, do kterých byly zařazeny vzhledem ke svému umístění a ve vztahu k soustavě centrálního zásobování teplem. Lokality, které jsou v oblasti, kde je možné připojení k některým ze soustav, je doporučeno jejich propojení a u lokalit, jež jsou mimo dosah existujících systémů CZT, se očekává jejich lokální budování či individuální řešení.
5 Chlad	1/3**	V Pilíři 5 – Chlad jsou doporučeny varianty dle lokality instalace. V lokalitě P1/P2 je jednoznačně doporučeno postupovat dle varianty 3 TČ + CZT, kde dojde k instalaci TČ do jednotlivých objektů a vyšší provozní a investiční náročnost je kompenzována prodejem tepla do CZT. Stejně tak je to doporučeno pro lokalitu Bubny-Zátory. Skupinu lokalit, jež jsou potenciálně možné napojit na existující CZT, je nutné hodnotit velmi individuálně, ale existuje možnost využití TČ s CZT. Lokality, jež CZT nemají v oblasti, budou postupovat tržní logikou a pravděpodobně využijí objektové chillery.

** Není řešen variantně.* *Zdroj: vlastní zpracování*

*** Dle lokality.*

3.7.1 Dopady zvolených variant na distribuční soustavu elektřiny

Realizace zvolených variant vytváří rozdílné nároky na distribuční soustavu elektřiny. Nejvýznamnější dopad je spojen s elektrifikovanými zdroji tepla a chladu, zejména s velkokapacitními tepelnými čerpadly energocentra ÚČOV, lokálními tepelnými čerpadly v blokových kotelnách, tepelnými čerpadly v rozvojových lokalitách a technologiemi chlazení. Následující přehled uvádí rámcovou strategickou kvantifikaci očekávaných dopadů. Nejde o náhradu stanoviska distributora ani o kapacitní studii připojení; konkrétní rezervovaný příkon, místo připojení a případné posílení DS musí být ověřeny s PREdi v další přípravě jednotlivých projektů.

Tabulka 138: Dopady zvolených variant na DS elektřiny

Pilíř č.	Uvažovaná technologie s dopadem na DS	Rámcový očekávaný dopad na DS	Etapizace/poznámka
1 Energocentrum	Velkokapacitní TČ v EGC, pomocné provozy zdroje	Nejvýznamnější dopad. Při plném využití potenciálu EGC až 180 MWt lze očekávat elektrický příkon orientačně až kolem 100 MW; u varianty 150 MWt přibližně kolem 80 MW.	Počáteční provoz může být připojen na 22 kV. Cílově je preferováno připravit připojení 110 kV. Podle předběžných informací distributora připadá pro 22 kV v úvahu vazba na TR Karlín, Holešovice a Sever; cílově 110 kV nová TR Podbaba a kabelové propojení do areálu ÚČOV.
2 Blokové kotelny	Lokální TČ vzduch-voda, KGJ	Dopad je rozptýlen do více kotelen. Uvažovaný tepelný výkon TČ je cca 9 MWt, čemuž odpovídá souhrnný elektrický příkon řádově v jednotkách MW. Dále je uvažováno navýšení elektrického výkonu KGJ až přibližně o 10 MWe.	Realizace podle dostupné kapacity DS v jednotlivých lokalitách. Elektrické připojení může ovlivnit pořadí realizace, instalovaný výkon TČ/KVET i rozsah akumulace.
3 Pravý břeh	Obousměrné VS, pomocné technologie, vazba na EGC	Samostatný Pilíř 3 nepředstavuje významný nový odběr z DS PREdi. Hlavní elektroenergetický dopad související s využitím EGC je zahrnut v Pilíři 1. U Pilíře 3 jde zejména o pomocné spotřeby výměníkových stanic, čerpadel, MaR a řízení provozu.	Ověření se týká zejména napájení nových nebo upravených VS a jejich provozní koordinace s EGC. Dopad na DS je oproti Pilíři 1 řádově nižší.
4 Rozvojové lokality	Lokální TČ a související technologie zdrojů tepla	Dopad je lokalitně specifický. U menších lokalit lze očekávat jednotky MW elektrického příkonu, u větších samostatně řešených území vyšší jednotky až nižší desítky MW podle rozsahu výstavby a podílu tepelných čerpadel.	Elektrická kapacita musí být posuzována v rané fázi územní a investorské přípravy. U každé lokality je nutné ověřit dostupnou kapacitu DS a možnost etapového připojování.
5 Chlad	Chillery, TČ s vazbou na CZT, pomocné technologie chlazení	Dopad se projeví zejména v letní odběrové špičce. Objektové chillery mohou lokálně navyšovat špičkový příkon; integrované řešení chladu může umožnit lepší řízení výkonu a využití akumulace.	Posuzovat podle konkrétní lokality a typu řešení chladu, zejména v hustě zastavěných částech města a ve velkých rozvojových územích.

Zdroj: vlastní zpracování

3.7.2 Pilíř 1 – Energocentrum

Z hodnocení Pilíře 1 vyplývá, že jako nejvhodnější rozvojový směr je doporučeno uvažovat variantu 2, tedy využití energocentra ÚČOV pro celé řešené území levého břehu Vltavy. Tato varianta zahrnuje jak pravou větev směřující přes oblast Bubny-Zátory do vnitřní části města, zejména Prahy 1 a Prahy 2, tak levou větev zahrnující soustavy Juliska, Veleslavín a navazující oblasti Bubeneč – Hradčany – Letná.

Hlavním důvodem doporučení varianty 2 je skutečnost, že jako jediná z posuzovaných variant vytváří ucelenou novou soustavu zásobování teplem s dominantním podílem obnovitelného zdroje. Energocentrum je v této variantě schopné pokrýt přibližně 2 262 TJ/rok, tedy přibližně 95 % celkové roční potřeby tepla řešeného území. Zbývající část výroby tepla je zajištěna zejména špičkovými a záložními zdroji, které jsou nezbytné pro provozní bezpečnost soustavy.

Z pohledu požadavků na účinnou soustavu zásobování teplem představuje varianta 2 nejpříznivější variantu Pilíře 1. Při splnění požadovaných parametrů tepelných čerpadel lze teplo vyrobené v energocentru považovat pro účely hodnocení účinné soustavy za teplo z obnovitelných zdrojů. Varianta tak vytváří velmi silný předpoklad pro plnění legislativních požadavků v dlouhodobém horizontu.

Z emisního hlediska přináší varianta 2 nejvyšší snížení emisí CO_2 ze všech variant Pilíře 1. Oproti referenční variantě bez realizace energocentra dochází k poklesu celkových emisí přibližně o 37 %. Emise související pouze s výrobou tepla klesají z přibližně 132 tis. tun CO_2/rok na přibližně 82 tis. tun CO_2/rok. Tento výsledek je dosažen především nahrazením lokálních plynových zdrojů výrobou tepla z tepelných čerpadel využívajících teplo z vyčištěných odpadních vod.

Rámcový návrh etapizace Pilíře 1

Realizace varianty 2 musí být řešena etapově, protože zdrojová část energocentra a navazující tepelná infrastruktura jsou vzájemně podmíněné. Energocentrum nelze ekonomicky rozvíjet bez odpovídajícího odběru tepla a současně nelze novou síť provozně stabilizovat bez zajištění základního, špičkového a záložního krytí. Etapizace proto vychází z rozdělení na levou a pravou větev. Levá větev navazuje na existující soustavy Juliska a Veleslavín a představuje nejrychlejší možnost vytvoření stabilní odběratelské základny. Pravá větev směřuje do oblasti Bubny-Zátory a dále do vnitřní části Prahy 1 a Prahy 2, její realizace je však technicky náročnější a je podmíněna zejména kolektorovou infrastrukturou, výměníkovými stanicemi a kapacitou trasy přes Hlávkův most.

Uvedené dimenze potrubí představují orientační koncepční odhad pro potřeby strategického posouzení. Skutečné dimenze musí být ověřeny hydraulickým výpočtem v navazující projektové přípravě.

Provozní parametry sítí vychází ze samotného Pilíře 1, pro levou větev je uvažován zimní režim až 90–105/55 °C (podle sítě Veleslavín) a pro pravou větev až 110/60 °C.

Součástí etapizace musí být také zajištění elektrického připojení energocentra. Preferovaným cílovým řešením je napojení EGC na hladině 110 kV, které odpovídá rozsahu cílového instalovaného výkonu velkokapacitních tepelných čerpadel. V počáteční fázi však lze z časových a infrastrukturních důvodů uvažovat připojení na hladině 22 kV. Toto řešení

je nutné chápat jako přechodný způsob umožňující zahájení provozu energocentra, nikoliv jako cílové napájení celého zdroje.

Na hladině 22 kV lze předpokládat zejména připojení části počátečně instalovaného výkonu, rámcově odpovídající přibližně prvním dvěma až třem blokům tepelných čerpadel z celkově uvažované sestavy pěti bloků. Tomu může orientačně odpovídat elektrický příkon energocentra přibližně v rozsahu 15 až 40 MW podle počtu instalovaných bloků, provozního režimu a pomocných spotřeb technologie. Podle informací distributora elektřiny připadá pro přechodné napojení na hladině 22 kV v úvahu vazba na transformovny Karlín, Holešovice a Sever.

V cílovém rozsahu varianty 2 lze při uvažované sestavě pěti bloků tepelných čerpadel orientačně předpokládat elektrický příkon energocentra kolem 80 MW. Skutečný požadavek na rezervovaný příkon bude záviset na výsledném technickém řešení, provozním režimu tepelných čerpadel, dosaženém topném faktoru a pomocných spotřebách technologie.

Vzhledem k tomu, že příprava připojení na hladině 110 kV, včetně případné nové transformovny a navazující distribuční infrastruktury, může trvat řádově 8 až 10 let, je nutné tuto přípravu zahájit souběžně s prvními etapami energocentra. Podle dostupných informací distributora by jednou z možností cílového napojení na hladině 110 kV mohlo být napojení prostřednictvím nové transformovny Podbaba, jejíž vznik by souvisel s přivedením hladiny 110 kV do dané lokality. Rámcový harmonogram proto předpokládá postupné navyšování instalovaného výkonu EGC po jednotlivých blocích tepelných čerpadel podle rozvoje odběru tepla, přičemž elektrické připojení musí být řešeno jako jedna z hlavních realizačních podmínek etapizace zdroje.

Levá větev

Etapa 0 – úsek Charlese de Gaulla – Letná

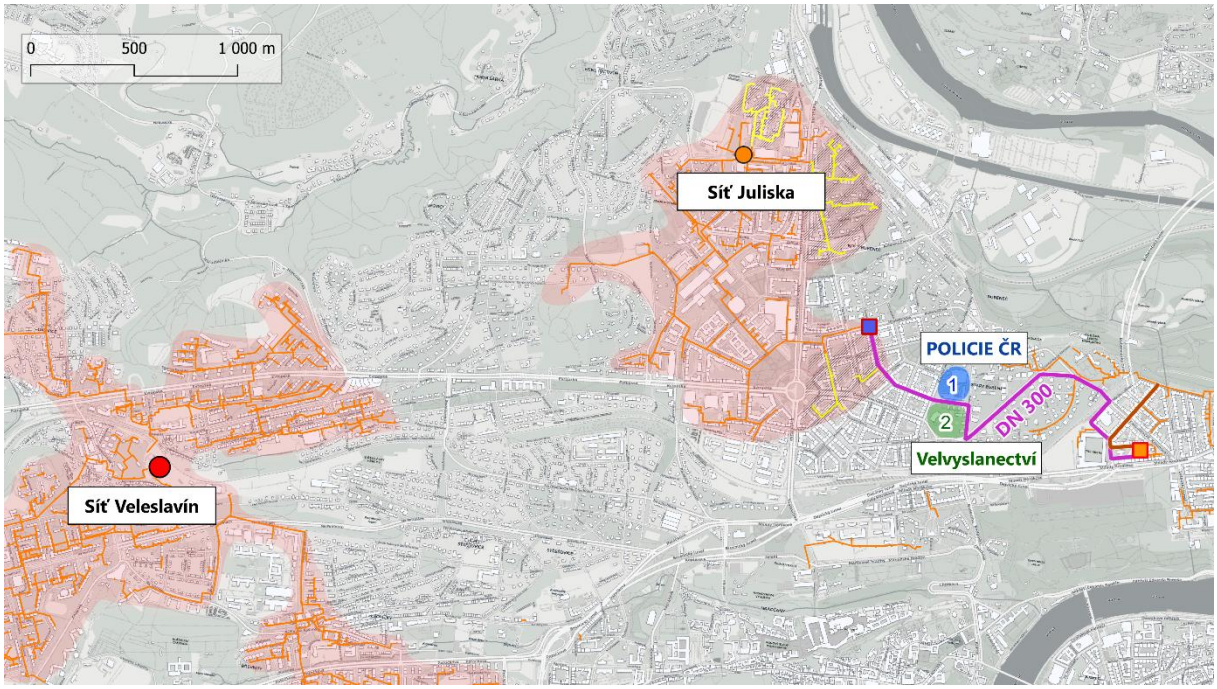
Počáteční etapou levé větve je vybudování úseku mezi výměníkovou stanicí v ulici Charlese de Gaulla a novou výměníkovou stanicí v prostoru letenské vodárny. Tento úsek vytváří základ budoucího rozšíření směrem k Bubenči, Letné a Hradčanům. Výměníková stanice v ulici Charlese de Gaulla byla identifikována jako vhodný propojovací uzel.

Technicky je tato etapa důležitá proto, že připravuje budoucí napojovací bod pro úsek směrem na Hradčany. Klíčovým omezením je průchod územím s vysokou hustotou inženýrských sítí a omezené možnosti překonání komunikace Milady Horákové. Z tohoto důvodu je uvažováno vedení přes prostor ulice U Sparty, kde se nachází technický kanál.

V této etapě je možné připojovat vybrané odběratele v koridoru trasy, zejména veřejné, administrativní nebo institucionální objekty v oblasti Bubenče. VS Letná je uvažována jako hydraulicky oddělené napojení na soustavu Pražské teplárenské. Její funkce je v této etapě především lokální a podpůrná. Nelze ji považovat za plnohodnotný zdroj pro celou levou větev.

Orientační odhad dimenze potrubí je DN 300, které umožní přenést výkon 22 až 37 MW (105/55 °C; 1,5–2,5 m/s).

Obrázek 13: Pilíř 1 – síť Energocentrum – levá větev – Etapa 0



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

Etapa 1 – propojení Veleslavín–Gaulle a první napojení EGC

Další etapou je propojení soustavy Veleslavín s uzlem Charlese de Gaulla. Tím vzniká provozně propojená teplovodní část, která zahrnuje síť Veleslavín, postupně rekonstruované části Julisky a úsek směrem k Letné.

Z hlediska trasování je pro propojení Veleslavín–Gaulle uvažována jako základní varianta uliční koridor souběžný s Evropskou třídou. Výhodou této varianty je, že není zásadně závislá na budoucím harmonogramu železniční infrastruktury. Trasa může využít část stávajících parovodních tunelů v oblasti Zikova – Thákurova – Salabova – Kolejní a dále pokračovat směrem na Veleslavín.

Technicky citlivými místy propojení jsou zejména překonání Evropské ulice a ulice Jugoslávských partyzánů. Dle informací provozovatele soustav Juliska a Veleslavín je překonání těchto míst možné, avšak s omezením maximální dimenze potrubí přibližně na DN 350. Z tohoto důvodu je propojení Veleslavín–Gaulle rámcově uvažováno v dimenzi 2× DN 350. Tato dimenze umožňuje provozní propojení a vzájemné vykrývání soustav, současně však představuje kapacitní limit pro další rozvoj levé větve.

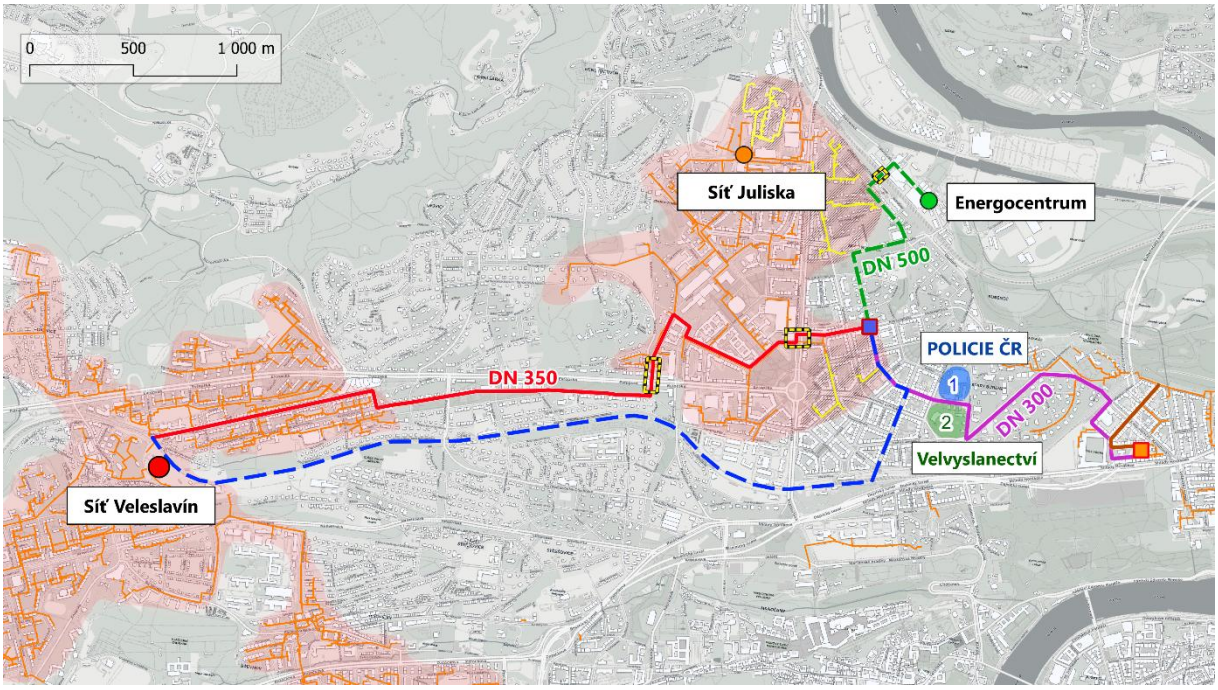
Jako alternativní varianta bylo zvažováno vedení teplovodu v koridoru železničního tělesa. Tato možnost by mohla být trasově přímočařejší, avšak je podmíněna uvolněním koridoru až po zprovoznění nového železničního tunelu Dejvice–Veleslavín. Z tohoto důvodu představuje významné časové riziko a neměla by být považována za základní variantu pro první etapy rozvoje.

V této etapě je zároveň možné realizovat úsek z EGC do uzlu Charlese de Gaulla. Pro přenos minimálního výkonu 60 MW je vhodné dimenzovat úsek alespoň na DN 500. V počátečním provozním stavu je vhodné uvažovat výkon EGC přibližně do 30 MW. EGC by pokrývalo základní zatížení nově vznikající teplovodní části, zatímco Veleslavín by zajišťoval špičky,

zálohu a dodávku do své části sítě. Parní část Julisky by do dokončení konverze zůstala zásobována zdrojem Juliska.

Dimenze propojovacího potrubí mezi sítěmi Veleslavín a Juliska je DN 350, které dokáže přenést výkon 30 až 50 MW (105/55 °C; 1,5–2,5 m/s). Potrubí DN 500 mezi zdrojem EGC a výměníkovou stanicí Charlese de Gaulla umožní přenést výkon 60 až 100 MW (105/55 °C; 1,5–2,5 m/s).

Obrázek 14: Pilíř 1 – síť Energocentrum – levá větev – Etapa 1



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

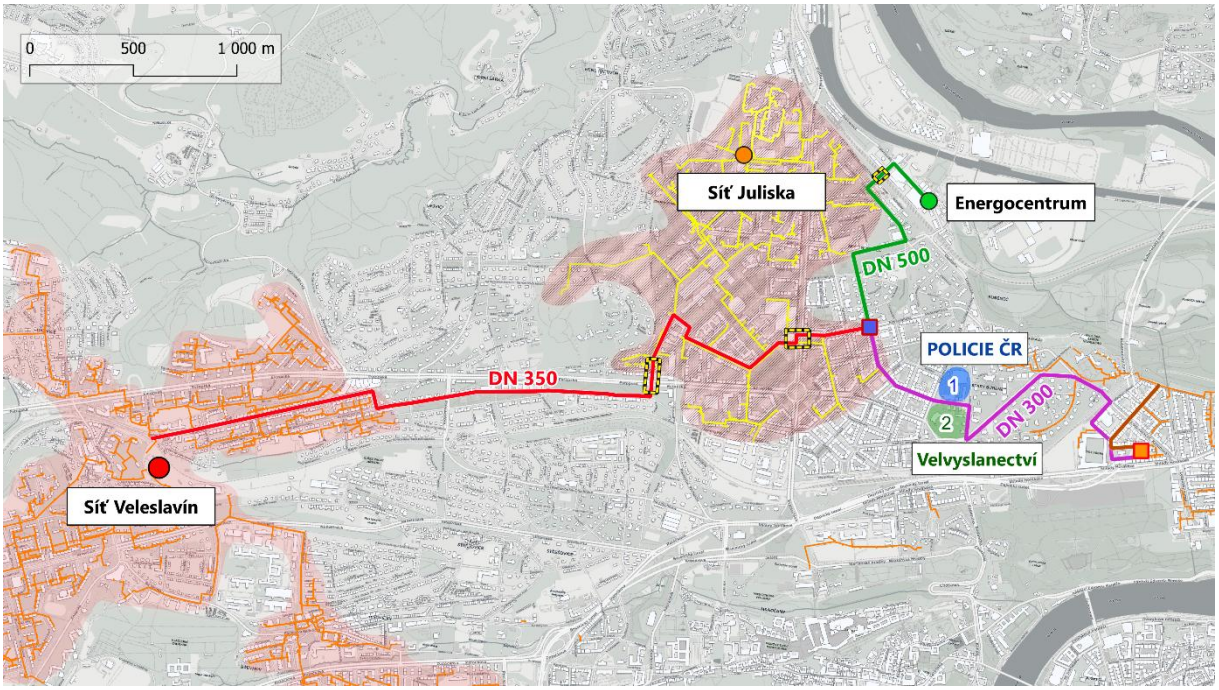
Etapa 2 – dokončení konverze Julisky

Etapa 2 předpokládá úplný přechod sítě Juliska z parního na teplovodní režim a odstavení původního zdroje Juliska. Tím se levá větev stává jednotným provozním celkem.

V této fázi je již EGC klíčovým zdrojem základního zatížení. Minimální instalovaný výkon EGC je vhodné uvažovat na úrovni přibližně 30 MW. Zdroj Veleslavín nadále plní funkci špičkového a záložního zdroje. VS Letná zůstává pouze omezeným podpůrným prvkem a nelze ji považovat za plnohodnotnou zálohu celé větve.

Tato etapa je významná z hlediska provozní bezpečnosti. Po odstavení zdroje Juliska už nelze počítat s původním lokálním zdrojem. Soustava se proto opírá zejména o EGC a Veleslavín, přičemž Veleslavín musí zůstat zachován jako provozní rezerva pro špičkové a mimořádné stavy.

Obrázek 15: Pilíř 1 – síť Energocentrum – levá větev – Etapa 2



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

Etapa 3 – rozšíření na Hradčany a cílový stav levé větve

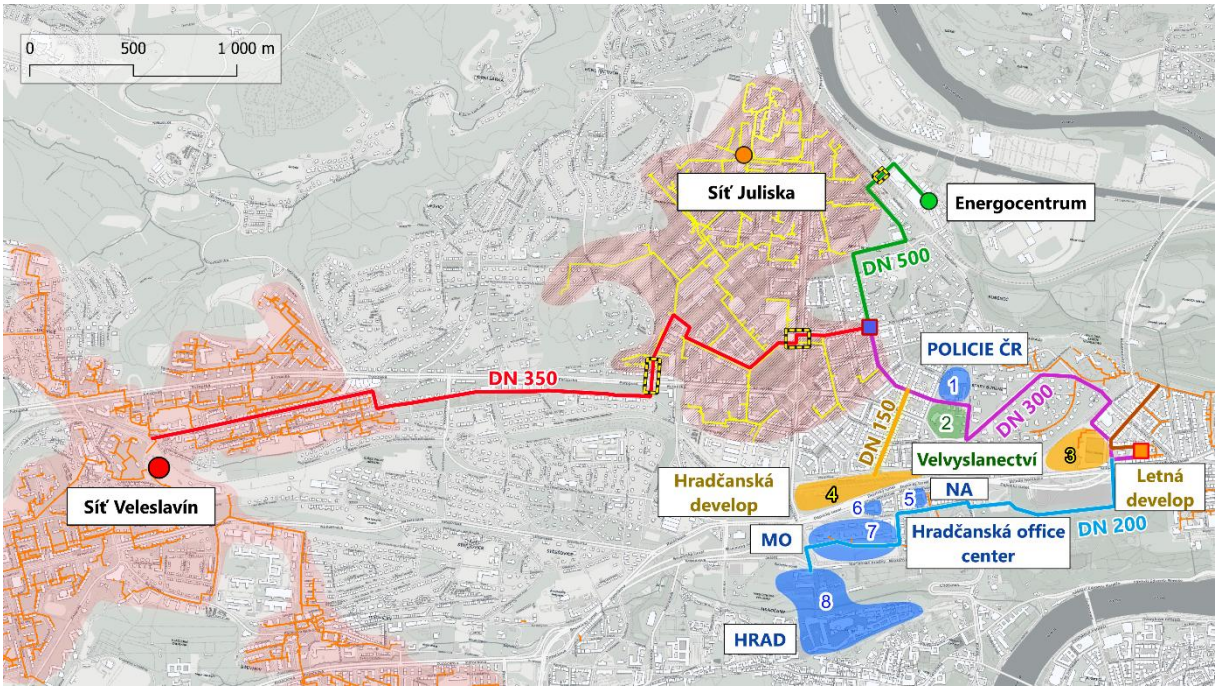
Etapa 3 představuje rozšíření levé větve z VS Letná směrem na Hradčany. Součástí je možnost napojení areálu Pražského hradu, Ministerstva obrany, Národního archivu, objektů veřejného sektoru a dalších odběrů v trase. Současně lze připojovat rozvojové záměry v oblasti Hradčanské a Letné.

Pro tuto větev je uvažováno vedení přes Letenskou pláň směrem k ulici Badeniho, Na Valech a Tychonova. V prostoru Ministerstva obrany je vhodné prověřit využití historického koridoru dřívějšího tepelného napaječe směrem k Pražskému hradu. Využitelnost tohoto koridoru bude nutné ověřit stavebně-technicky i majetkoprávně.

Cílový instalovaný výkon EGC pro levou větev je přibližně 60 MW. EGC pokrývá převážnou část roční potřeby tepla, Veleslavín slouží jako špičkový a záložní zdroj a VS Letná jako lokální podpůrný prvek. U kritických a významných státních objektů je vhodné prověřit zachování vlastních zdrojů jako havarijní zálohy.

Dimenze potrubí pro napojení oblasti Hradčan byla orientačně odhadnuta na DN 200 a umožní přenést výkon 10 až 16 MW (105/55 °C; 1,5–2,5 m/s). Dimenze potrubí pro napojení rozvojové oblasti v okolí Hradčanská byla orientačně odhadnuta na DN 150, která umožní přenést výkon 5 až 9 MW (105/55 °C; 1,5–2,5 m/s).

Obrázek 16: Pilíř 1 – síť Energocentrum – levá větev – Etapa 3



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

Pravá větev

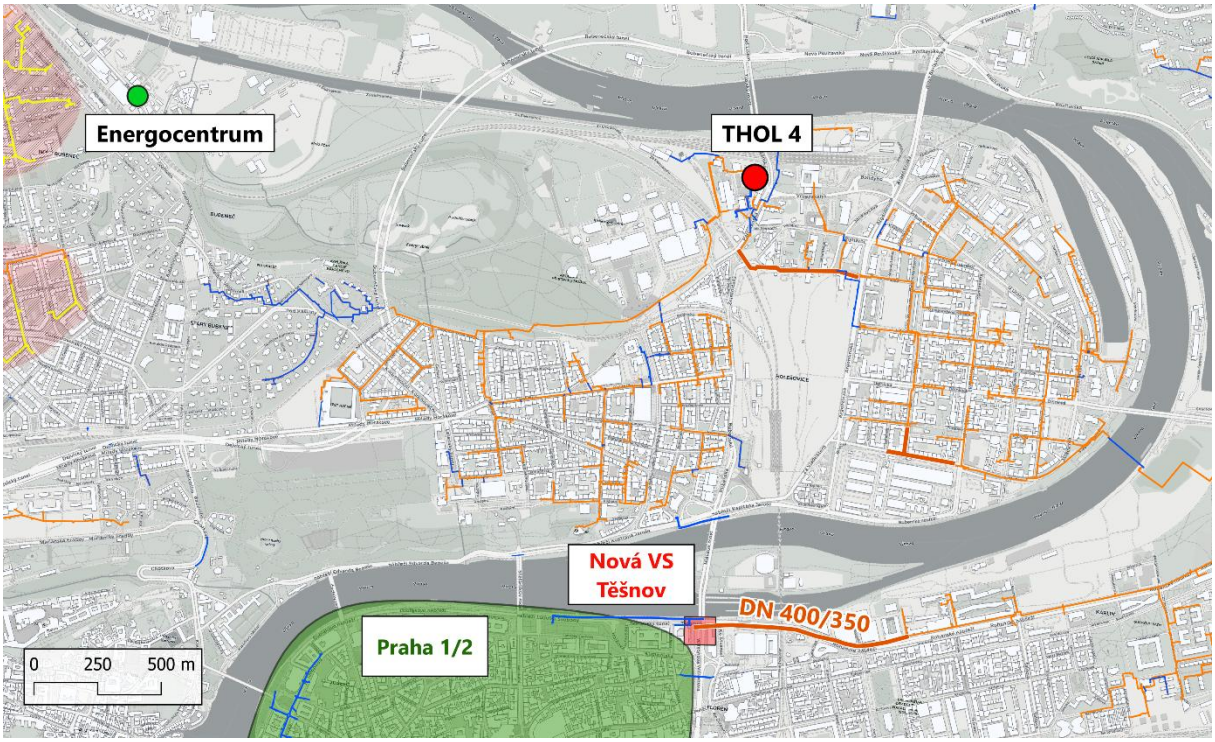
Etapa 0 – VS Těšnov

Etapa 0 pravé větve spočívá ve vybudování výměníkové stanice Těšnov v místě vyústění kolektoru u Hlávkova mostu a v napojení na soustavu Pražské teplárenské z oblasti Rohanského nábřeží.

VS Těšnov je uvažována jako hydraulicky oddělené propojení nové pravé větve se soustavou PT. V této etapě funguje především jako odběratelský uzel a umožňuje první připojování objektů v okolí Těšnova.

Předávaný výkon ze soustavy PT je omezen kapacitními možnostmi navazující infrastruktury a je uvažován přibližně na úrovni 10 až 20 MW. Tento limit je důležitý, protože VS Těšnov sama o sobě nemůže zajistit zásobování celé pravé větvě – Prahy 1 a 2. Je však vhodné ji technicky připravit jako obousměrnou, aby v budoucnu umožnila i opačný tok tepla z EGC do soustavy PT v letním období.

Obrázek 17: Pilíř 1 – síť Energocentrum – pravá větev – Etapa 0



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

Etapa 1 – Bubny-Zátory zásobované přes VS PT

Etapa 1 je spojena s postupným rozvojem oblasti Bubny-Zátory. V této fázi ještě není realizováno páteřní vyvedení výkonu z EGC, a proto je zásobování nové výstavby uvažováno přes výměníkové stanice napojené na soustavu Pražské teplárenské.

Základními body jsou ulice Železničářů a Jateční. V těchto místech mohou vzniknout dvě nové obousměrné výměníkové stanice se souhrnnou přenosovou kapacitou orientačně 30 až 40 MW. Jejich skutečné zatížení bude záviset na tempu výstavby v lokalitě. Tento rozsah odpovídá základnímu režimu, kdy výměníkové stanice slouží především pro zásobování oblasti Bubny-Zátory ze soustavy PT a jako podpůrná vazba na cílovou síť EGC.

V případě, že by byl nově instalovaný výkon THOL4 vyveden do stávající soustavy PT a předáván do nové pravé větve přes oblast Bubny-Zátory, musely by být VS Železničářů a VS Jateční dimenzovány na vyšší souhrnný výkon. Tato varianta je dále popsána v etapě cílového páteřního napojení EGC na pravou větev.

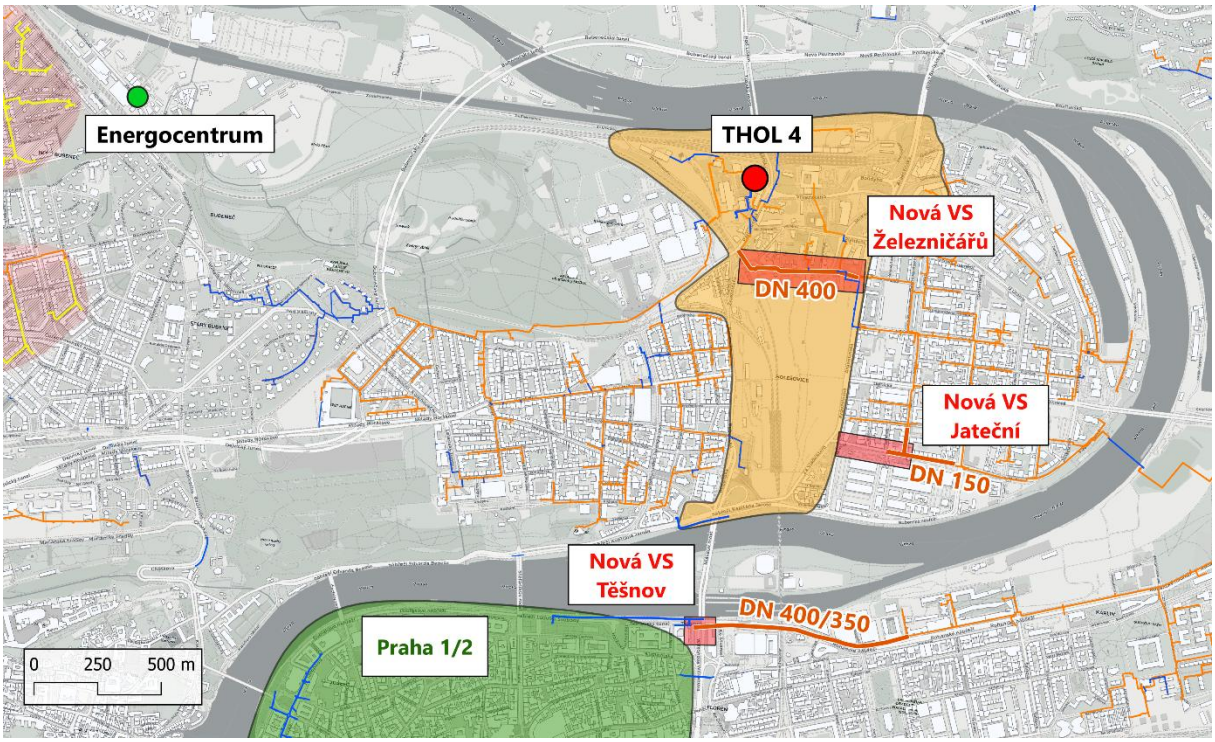
V ulici Železničářů lze napojit uvažovanou VS na páteřní teplovod DN 400 a v ulici Jateční na odbočku DN 150. Konkrétní možné přenášené výkony závisí na hydraulických poměrech v daných místech. Zejména u rozšířeného výkonového řešení musí být ověřeno, zda stávající napojovací místa, dimenze a tlakové poměry soustavy PT umožní přenos požadovaného výkonu.

Hlavním smyslem této etapy je umožnit rozvoj Bubnů-Zátor ještě před zprovozněním EGC pro pravou větev, ale současně budovat lokální síť na teplotní úrovni vhodné pro budoucí převzetí dodávky z EGC. Tím se předchází vzniku provizorního řešení, které by později bránilo napojení na cílový obnovitelný zdroj.

V této etapě zůstává THOL4 primárně zdrojem pro stávající holešovickou síť. Stávající výkon THOL4 a další dostupné kapacity soustavy PT jsou v této fázi uvažovány zejména pro zásobování stávající oblasti Holešovic a pro podporu rozvojové oblasti Bubny-Zátory přes VS Železničářů a VS Jateční. Současně je ale vhodné připravovat jeho budoucí posílení využitím volných kotelních pozic, protože nový výkon THOL4 bude důležitý pro špičkování a zálohování pravé větve.

Paralelně musí probíhat příprava kolektorové infrastruktury v oblasti Bubny-Zátory, od nábřeží Trojského kanálu až po kolektor Hlávkův most a pokračování kolektoru od Hlávkova mostu do vnitřní části města.

Obrázek 18: Pilíř 1 – síť Energocentrum – pravá větev – Etapa 1



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

Etapa 2 – páteřní napojení EGC na pravou větev

Etapa 2 představuje cílové páteřní propojení EGC s pravou větví. Zahrnuje realizaci úseku z EGC do oblasti Bubny-Zátory v dimenzi 2× DN 700 a navazující úsek směrem přes Hlávkův most do vnitřní části města v dimenzi 2× DN 500.

Úsek DN 700 je klíčový pro vyvedení výkonu z EGC do oblasti Bubny-Zátory a dále směrem do centra. Tato dimenze zároveň ponechává rezervu pro případné budoucí navýšení výkonu nebo odběrů. Naproti tomu úsek DN 500 v kolektoru Hlávkova mostu je limitujícím místem celé pravé větve. Právě proto je pravá větev uvažována na vyšší teplotní hladině 110/60 °C, která umožňuje přenést vyšší výkon při omezené dimenzi potrubí.

Součástí této etapy je také vytvoření technických podmínek pro postupné připojování vybraných odběrů ve vnitřní části města, zejména v Praze 1 a Praze 2. Toto připojování však nelze chápat jako plošné zasíťování celého území Prahy 1 a Prahy 2. Teplovodní infrastruktura je zde uvažována především v návaznosti na kolektorovou síť a na kapacitně dostupné trasy. Připojovány proto mohou být zejména objekty nebo skupiny objektů, které

se nacházejí v blízkosti kolektorové trasy nebo u nichž je možné technicky a ekonomicky odůvodnit krátké odbočné napojení.

Vnitřní část města je z hlediska tepelné poptávky významná, avšak zároveň prostorově, technicky a kapacitně omezená. Uvažovaný potenciál připojitelné potřeby tepla v Praze 1 a Praze 2 proto představuje dlouhodobý technický a koncepční potenciál, nikoliv objem, který by měl být připojen jednorázově nebo plošně. Skutečný rozsah připojení bude záviset na dostupnosti kolektorové infrastruktury, technických možnostech napojení jednotlivých objektů, jejich odběrovém profilu a majetkoprávních podmínkách.

Prioritně by měly být prověřovány stabilní odběry v bezprostřední nebo technicky dostupné návaznosti na kolektorovou síť. Může jít zejména o veřejné, administrativní, institucionální, bytové nebo smíšené objekty s dostatečnou roční potřebou tepla. Cílem není vytvářet rozsáhlou uliční distribuční síť ve všech částech Prahy 1 a Prahy 2, ale využít dostupné kolektorové koridory pro připojení takových odběrů, které významně přispějí k využití kapacity pravé větve a současně nevyvolají neúměrné investice do lokálních rozvodů.

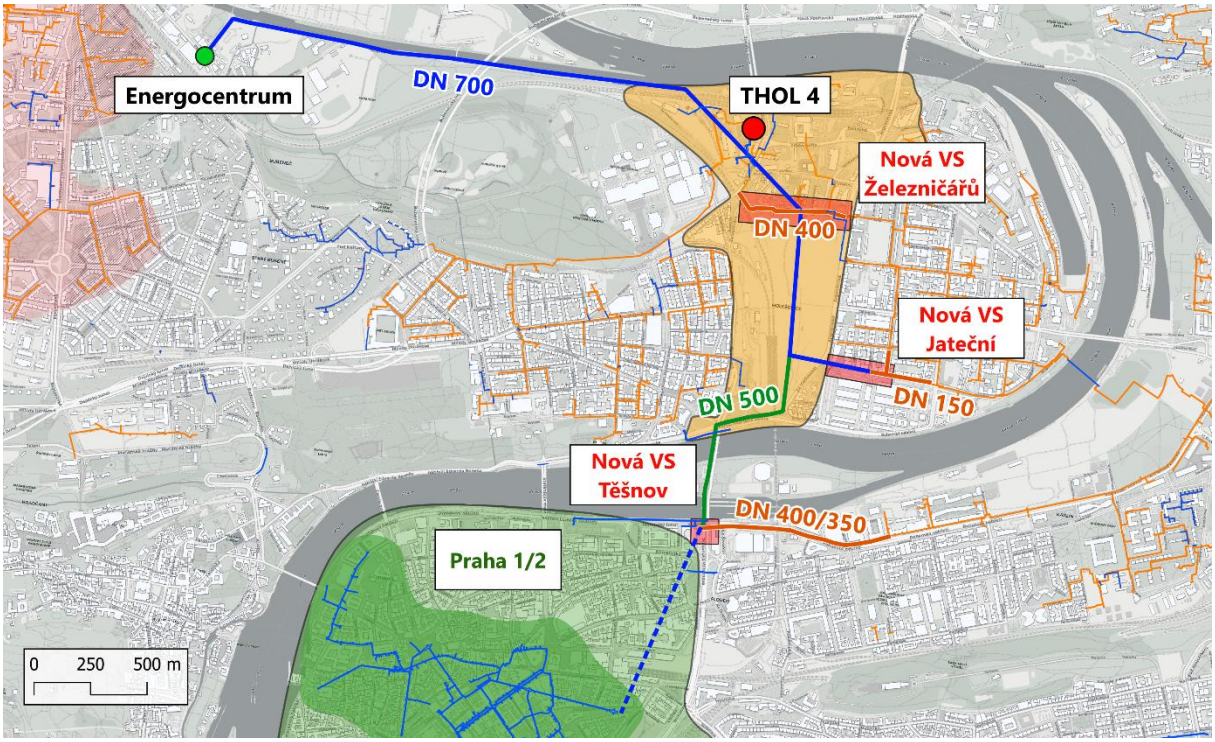
V cílovém stavu je doporučený instalovaný výkon EGC pro pravou větev minimálně 90 MW. EGC zajišťuje základní zatížení a dominantní část roční výroby tepla. THOL4 zajišťuje špičky a provozní zálohu. VS Těšnov, VS Železničářů a VS Jateční zůstávají jako podpůrné a havarijní vazby na soustavu PT, jejich role však není shodná. VS Těšnov je uvažována jako podpůrná vazba pro vnitřní část města s orientačním výkonem 10 až 20 MW. VS Železničářů a VS Jateční jsou uvažovány jako vazba pro oblast Bubny-Zátory se základním souhrnným výkonem přibližně 30 až 40 MW.

U vyvedení nového výkonu THOL4 do pravé větve je nutné prověřit dvě technické varianty. První variantou je přímé napojení nově instalovaného výkonu na páteřní vedení pravé větve, což poskytuje jednoznačný špičkovací a záložní zdroj bez závislosti na hydraulice stávající holešovické sítě. V tomto případě může být nový výkon THOL4 dodáván přímo do nové pravé větve a výměníkové stanice Železničářů a Jateční mohou zůstat dimenzovány zejména podle potřeby oblasti Bubny-Zátory, tedy orientačně na souhrnný výkon 30 až 40 MW. VS Těšnov zůstává samostatnou podpůrnou vazbou pro vnitřní část města.

Druhou variantou je vyvedení nového výkonu THOL4 do stávající soustavy PT a jeho předání do nové pravé větve přes oblast Bubny-Zátory a uvažované výměníkové stanice v ulicích Železničářů a Jateční. Tyto stanice by proto musely být dimenzovány nejen na zásobování oblasti Bubny-Zátory, ale také na přenos části nového špičkového a záložního výkonu THOL4 do nové soustavy. Jejich souhrnný předávací výkon by měl být v takovém případě uvažován přibližně v rozsahu 75 až 85 MW. Tato možnost je provozně složitější a vyžaduje podrobné ověření hydrauliky stávající soustavy PT, kapacity napojovacích míst v ulicích Železničářů a Jateční a případné potřeby posílení navazující infrastruktury.

Páteřní teplovod od energocentra do oblasti Bubny-Zátory je uvažován v dimenzi DN 700 a umožní přenést výkon 120 až 200 MW (110/60 °C; 1,5–2,5 m/s). Teplovod do navazující vnitřní části města je uvažován v dimenzi DN 500 a umožní přenést výkon 60 až 100 MW. (110/60 °C; 1,5–2,5 m/s).

Obrázek 19: Pilíř 1 – síť Energocentrum – pravá větev – Etapa 2



Zdroj: IPR, vlastní zpracování

Zálohování pravé větve při odstavení EGC

Při odstavení EGC nelze uvažované řešení chápat jako plnohodnotné zachování dodávky v celém rozsahu výpočtového výkonu pravé větve. Jedná se o částečnou provozní zálohu, jejímž cílem je zajistit základní potřebu tepla v dotčených oblastech a umožnit provozní rozdělení soustavy.

Výpočtové maximum pravé větve dosahuje přibližně 130 MW. Pro koncepční návrh je proto vhodné uvažovat pouze částečné záložní krytí přibližně na úrovni 60 % výpočtového výkonu, tedy orientačně 75 až 80 MW. Tento údaj je nutné chápat jako provozní cíl pro mimořádný stav, nikoliv jako plné nahrazení výkonu EGC.

Oblast Bubny-Zátory je v tomto režimu uvažována jako zásobovaná ze soustavy Pražské teplárenské přes VS Železničářů a VS Jateční. V základním režimu je pro tyto stanice vhodné uvažovat souhrnný předávací výkon přibližně 30 až 40 MW. Pokud však bude nový výkon THOL4 vyveden do stávající soustavy PT a předáván do nové pravé větve přes oblast Bubny-Zátory, musí být souhrnný výkon VS Železničářů a VS Jateční navýšen přibližně na 75 až 85 MW.

Vnitřní část města by byla v takovém režimu podporována prostřednictvím VS Těšnov a podle zvoleného zapojení také nově instalovaným výkonem THOL4, dodaným buď přímo do nové soustavy, nebo nepřímo přes soustavu Pražské teplárenské. Výsledné rozdělení výkonu mezi oblast Bubny-Zátory a vnitřní část Prahy bude nutné ověřit v navazujícím technickém návrhu, zejména s ohledem na hydraulické zapojení THOL4, kapacitu napáječe Libeň, dimenzování obousměrných VS a provozní členění nové soustavy. Při uvažovaném tepelném výkonu VS Těšnov na úrovni 10–20 MW a nově instalovaném výkonu THOL4 na úrovni 47 MW lze uvažovat základní havarijní výkon pro vnitřní část města přibližně na úrovni 60 MW.

Tento výkon postačuje pro základní zimní zatížení, nikoliv nutně pro plné krytí špičkových stavů. Výsledné řešení musí být ověřeno navazující technickou studií, zejména z hlediska hydrauliky soustavy PT, kapacity napojovacích míst, možností zdroje THOL4 a provozního režimu nové pravé větve.

Rámcový harmonogram

Rámcový harmonogram znázorňuje orientační časovou návaznost hlavních etap varianty 2. Nejde o závazný projektový harmonogram, ale o pracovní časový model, který ukazuje souběžnou přípravu energocentra, levé větve, pravé větve a špičkových a záložních zdrojů. Skutečný průběh realizace bude záviset zejména na povolovacích procesech, majetkoprávní přípravě, koordinaci s rozvojem území, technickém řešení tras a skutečném tempu připojování odběratelů.

Z harmonogramu vyplývá, že nejdříve je vhodné rozvíjet levou větev, která navazuje na existující soustavy Juliska a Veleslavín a může vytvořit první stabilní odběratelskou základnu pro EGC. Pravá větev je časově delší a technicky náročnější, protože je podmíněna přípravou kolektorů, předávacích vazeb, postupným zasíťováním oblasti Bubny-Zátory a připojováním vybraných odběrů ve vnitřní části Prahy 1 a Prahy 2. Výkon EGC je proto uvažován jako postupně navyšovaný v blocích podle skutečně připojované potřeby tepla.

Součástí harmonogramu je rovněž doplnění špičkového a záložního výkonu ve zdroji THOL4. Tyto zdroje jsou důležité zejména pro zajištění provozní bezpečnosti pravé větve, krytí špičkových stavů a zajištění dodávky tepla při omezení výkonu energocentra nebo při mimořádných provozních stavech.

Současně musí být zohledněna příprava elektrického připojení EGC. Přechodné napojení na hladině 22 kV může umožnit zahájení provozu prvních bloků tepelných čerpadel, avšak příprava cílového napojení na hladině 110 kV musí probíhat souběžně s úvodními etapami, protože její realizace může trvat řádově 8 až 10 let.

Tabulka 139: Rámcový harmonogram Pilíře 1

Oblast	Aktivita	roky				
		0-2	3-5	6-8	9-12	13-15
EGC	Příprava a výstavba EGC					
EGC	První blok TČ					
EGC	Druhý blok TČ					
EGC	Třetí blok TČ					
EGC	Čtvrtý blok TČ					
EGC	Pátý blok TČ					
THOL4	3. kotel					
THOL4	4. kotel					
Levá větev	Propojení Letná – Juliska – Veleslavín					
Levá větev	Vyvedení výkonu z EGC					
Levá větev	Rekonstrukce sítě Juliska					
Levá větev	Rozvoj směr Hradčany					
Levá větev	Hradčanská a Letná development					
Pravá větev	Realizace kolektorů					
Pravá větev	Propojovací vazby s PT					
Pravá větev	Propojení EGC s B-Z a P1/P2					
Pravá větev	Zasíťování B-Z					
Pravá větev	Připojování odběrů P1/P2					

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 1 – Etapizace výstavby energocentra a tepelné infrastruktury

Základním opatřením je koordinovaná etapizace výstavby energocentra a navazující tepelné infrastruktury. Energocentrum by mělo být připravováno jako modulární zdroj, jehož výkon bude navyšován postupně podle skutečně připojované potřeby tepla. Tím se omezí riziko vzniku předimenzovaného zdroje bez dostatečného odběru a zároveň se umožní lépe přizpůsobit investice skutečnému tempu rozvoje území.

První fáze by měla být navázána na odběry, které lze připravit nejrychleji. Z tohoto pohledu se jako nejvhodnější jeví levá větev, zejména soustavy Juliska a Veleslavín. Jedná se o existující teplárenské soustavy v relativní blízkosti ÚČOV, jejichž souhrnná roční potřeba tepla je uvažována přibližně na úrovni 750 TJ. Napojení těchto soustav proto představuje logický základ pro první využití tepla z energocentra.

Etapizace energocentra musí zohlednit také elektrické připojení. V počáteční fázi lze z časových a infrastrukturních důvodů uvažovat připojení části instalovaného výkonu na

hladině 22 kV. Toto řešení je však nutné chápat pouze jako přechodné a výkonově omezené řešení pro zahájení provozu prvních bloků tepelných čerpadel. Pro cílový rozsah varianty 2 je nutné souběžně připravovat připojení na hladině 110 kV, které bude odpovídat postupnému navyšování instalovaného výkonu EGC. Při uvažované sestavě pěti bloků tepelných čerpadel lze orientačně předpokládat elektrický příkon energocentra kolem 80 MW. Vzhledem k tomu, že příprava připojení na hladině 110 kV může trvat řádově 8 až 10 let, musí být zahájena již v úvodních etapách přípravy energocentra.

Současně musí probíhat příprava pravé větve, zejména v oblasti Bubny-Zátory a směrem do vnitřní části města. Tato větev je strategicky významná z hlediska budoucí náhrady lokálních plynových zdrojů v centrální části Prahy, ale její realizace je technicky náročnější a závisí na postupné výstavbě nové páteřní infrastruktury.

Tabulka 140: Dílčí opatření pro etapizaci energocentra a tepelné infrastruktury

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Modulární výstavba EGC	Postupné navyšování výkonu podle odběru	Po jednotlivých modulech, např. řádově po 30 MW
Příprava elektrického připojení EGC	Zajištění napájení tepelných čerpadel	22 kV pouze jako přechodné řešení pro první bloky; cílově uvažováno připojení 110 kV
Prioritní napojení Juliska – Veleslavín	Zajištění prvního významného odběru tepla	Nejrychlejší prodej tepla z EGC
Paralelní příprava pravé větve	Příprava strategického napojení Bubny-Zátory a P1/P2	Dlouhodobá a postupná realizace
Výkonová rezerva EGC	Možnost budoucího navýšení výkonu	Do úrovně technického potenciálu až 180 MW

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 2 – Příprava levé a pravé větve jako dvou rozdílných realizačních celků

Levá a pravá větev mají rozdílné technické podmínky, rozdílný časový náběh a rozdílnou provozní logiku. Z tohoto důvodu je vhodné je připravovat jako dva samostatné, ale vzájemně koordinované realizační celky.

Levá větev představuje technicky nejpřirozenější a pravděpodobně nejrychleji realizovatelný směr vyvedení tepla z energocentra. Základním krokem je propojení soustav Juliska a Veleslavín, postupná rekonstrukce parní části Julisky na teplovodní režim a příprava napojení energocentra do nové soustavy. Zdroj Veleslavín by měl v této koncepci plnit zejména roli špičkového a záložního zdroje. Po vytvoření základního propojení Juliska – Veleslavín lze levou větev dále rozvíjet směrem k Bubenči, Hradčanům a Letné.

Pravá větev je významná především z hlediska budoucího zásobování oblasti Bubny-Zátory a vnitřní části Prahy 1 a Prahy 2. U této větve je nutné již od počátku připravovat infrastrukturu v parametrech vhodných pro budoucí dodávku tepla z energocentra. V počátečních etapách může být část pravé větve zásobována ze soustavy Pražské teplárenské prostřednictvím výměníkových stanic. To umožní připojovat odběratele dříve, než bude energocentrum zprovozněno v plném rozsahu.

Tabulka 141: Rozdělení příprav levé a pravé větve

Větev/Zdroj	Hlavní role	Klíčové opatření
Levá větev	První významný odběr tepla z EGC	Propojení Juliska – Veleslavín, postupná rekonstrukce Julisky
Pravá větev	Pokrytí významné poptávky po teple ve vnitřní části Prahy a lokality Bubny-Zátory	Příprava tepelné infrastruktury a obousměrných VS
Zdroj Veleslavín	Špičkovací a záložní zdroj	Zachování provozní role zdroje, provoz KVET
Zdroj THOL4 / PT	Špičkovací a záložní zdroj	Zálohování výkonu a dočasné napojení lokalit na soustavu PT, před napojením EGC

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 3 – Zajištění špičkování, zálohy a provozní bezpečnosti nové soustavy

Energocentrum má být hlavním zdrojem výroby tepla, nikoliv jediným zdrojem krytí všech provozních stavů. Pro bezpečný provoz nové soustavy je proto nutné zachovat a vhodně zapojit špičkové a záložní zdroje. U levé větve tuto roli plní zejména zdroj Veleslavín, u pravé větve zejména THOL4 a podpůrné vazby na soustavu Pražské teplárenské.

Předávací vazby na soustavu Pražské teplárenské by měly být v této fázi chápány především jako prostředek pro provozní podporu, špičkování a zálohování nové soustavy. V počátečních etapách mohou zároveň umožnit přechodné zásobování vybraných částí pravé větve, zejména tam, kde bude tepelná infrastruktura připravena dříve než plné páteřní napojení na energocentrum.

U pravé větve je nutné rozlišovat funkci jednotlivých předávacích míst. VS Železničářů a VS Jateční tvoří vazbu pro oblast Bubny-Zátory a podle zvolené technické varianty mohou zároveň sloužit jako hlavní předávací body pro nový výkon THOL4 vyvedený skrze soustavu PT. VS Těšnov je samostatnou podpůrnou vazbou pro vnitřní část města a není hlavní trasou pro předání nového výkonu THOL4.

V rámci technického návrhu je zároveň vhodné koncipovat předávací uzly (výměníkové stanice) tak, aby neblokovaly budoucí možnost širšího integrovaného provozu se soustavou Pražské teplárenské. Tato možnost je dále posuzována v Pilíři 3, kde je řešeno možné využití energocentra jako doplňkového obnovitelného zdroje pro soustavu Pražské teplárenské.

U objektů kritické infrastruktury a dalších významných veřejných nebo státních objektů je vhodné zachovat stávající lokální zdroje. Ty budou sloužit jako havarijní či záložní výkon daných objektů při mimořádných stavech.

Tabulka 142: Rozdělení dílčích opatření pro zajištění špičkování a zálohy zdrojů

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Zachování zdroje Veleslavín	Špičkovací a záložní zdroj levé větve	Současně neomezit provoz KVET
Využití zdroje THOL4	Špičkovací a záložní zdroj pravé větve	Instalace dalšího výkonu na volné kotelní pozice a prověřit možnosti vyvedení výkonu do pravé větvě sítě EGC
Předávací uzly s PT	Provozní podpora a záloha nové soustavy	Technicky koncipovat pro obousměrný provoz – viz Pilíř 3
Zachování lokálních záloh u kritických objektů	Bezpečnost dodávky	Zejména významné a veřejné státní objekty

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 4 – Koordinované připojování odběratelů a cena tepla

Důležitou podmínkou úspěšné realizace zvolené varianty je koordinované připojování odběratelů v návaznosti na postupnou výstavbu energocentra a tepelné infrastruktury. Vzhledem k vysoké investiční náročnosti zdroje i páteřních rozvodů je nutné zajistit dostatečný a časově předvídatelný odběr tepla, který umožní ekonomicky stabilní provoz nové soustavy.

Připojování odběratelů musí být koordinováno s etapizací instalovaného výkonu EGC. Energocentrum by nemělo být budováno jako jednorázově plně instalovaný zdroj bez odpovídajícího odběru, ale jako modulární zdroj, jehož výkon bude navyšován podle skutečně připojované potřeby tepla. Tento princip snižuje riziko nevyužité investice a současně umožňuje postupně stabilizovat cenu tepla v závislosti na reálném rozvoji odběratelské základny.

V první fázi je vhodné soustředit se na odběry, které mohou vytvořit stabilní základ pro využití energocentra. Z tohoto pohledu jsou významné zejména stávající soustavy Juliska a Veleslavín a navazující odběry levé větve. U pravé větve je nezbytné koordinovat připojování odběrů zejména s rozvojem oblasti Bubny-Zátory a s možnostmi kolektorové infrastruktury směrem do vnitřní části města.

U Prahy 1 a Prahy 2 je nutné vycházet z toho, že se nejedná o plošné zasíťování celého území. Připojování bude omezeno zejména dostupností kolektorové sítě, kapacitou trasy přes Hlávkův most a technicko-ekonomickou proveditelností napojení jednotlivých objektů. Prioritou proto mají být pouze takové objekty nebo skupiny objektů, které leží v blízkosti uvažované trasy, mají stabilní a dostatečnou potřebu tepla a jejich připojení přispěje ke smysluplnému využití kapacity pravé větve.

Součástí přípravy musí být také nastavení ekonomických a smluvních podmínek připojení. Cílem je omezit riziko, že bude vybudována významná část infrastruktury bez dostatečného odběru, nebo naopak že budou odběry připravovány bez odpovídající zdrojové a přenosové kapacity. Připojování nových odběrů by proto mělo být průběžně koordinováno s harmonogramem výstavby EGC, s přípravou páteřních tras, s rozvojem lokálních rozvodů a s možnostmi investiční podpory.

Tabulka 143: Rozdělení dílčích opatření pro koordinované připojování odběratelů a stabilizaci ceny tepla

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Koordinace výkonu EGC s odběrem	Omezení rizika nevyužitého instalovaného výkonu	Postupné navyšování výkonu podle skutečné připojené potřeby tepla
Prioritizace stabilních odběrů	Zajištění základního využití EGC	Zejména Juliska, Veleslavín, veřejné a institucionální objekty
Koordinace s rozvojem Bubnů-Zátor	Sladění výstavby s náběhem potřeby tepla	Příprava sítě v parametrech cílového napojení na EGC
Připojování odběrů P1/P2	Zaměření na celky s vysokou poptávkou v blízkosti kolektorové infrastruktury	Postupovat podle dostupnosti kolektorové infrastruktury a připravenosti objektů
Smluvní a ekonomická stabilizace odběru	Omezení rizika nedostatečného využití infrastruktury	Prověřit připojovací podmínky, dlouhodobé odběrové závazky apod.

Zdroj: vlastní zpracování

3.7.3 Pilíř 2 – Blokové kotelny

Z hodnocení Pilíře 2 vyplývá, že nejvhodnějším směrem dalšího rozvoje blokových kotelen je kombinovaný přístup založený na rozšíření vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla a na doplnění obnovitelných zdrojů energie, zejména tepelných čerpadel. Tento přístup odpovídá variantě 2 Pilíře 2.

Samotné zachování stávajícího stavu není z hlediska budoucích požadavků na účinnou soustavu dostatečné. Stávající kogenerační jednotky pokrývají pouze přibližně 13–15 % roční výroby tepla. Samotné rozšíření KVET sice představuje technicky přirozený směr, protože navazuje na stávající plynovou infrastrukturu blokových kotelen, avšak lokální posouzení ukazuje, že reálně dosažitelný výkon KVET je výrazně nižší než výkon potřebný pro splnění požadavků účinné soustavy pouze prostřednictvím KVET. Současně platí, že splnění požadavků účinné soustavy pouze prostřednictvím vysokého podílu KVET je relevantní pouze pro omezené období do roku 2035. Po tomto období bude nutné dále navyšovat podíl obnovitelných zdrojů energie.

Kombinace KVET a tepelných čerpadel proto představuje vyváženější řešení. Kogenerační jednotky mohou být využívány zejména v zimním a přechodném období, kdy je dostatečný odběr tepla a současná výroba elektřiny může mít ekonomický význam. Tepelná čerpadla mohou naopak pokrývat část základní potřeby tepla v letním a přechodném období, zejména pro přípravu teplé vody. V modelovém posouzení dosahuje kombinace KVET a OZE souhrnného podílu přibližně 44–49 % roční výroby tepla, přičemž samotná tepelná čerpadla pokrývají přibližně 19 %.

Je však nutné zdůraznit, že blokové kotelny nelze hodnotit pouze jako jeden agregovaný celek. Jednotlivé lokální soustavy mají rozdílnou velikost, průběh odběru tepla, prostorové možnosti, technický stav, elektrickou kapacitu, hlukové podmínky i imisní omezení. Pro skutečné posouzení splnění podmínek účinné soustavy proto musí být každá lokální soustava posuzována samostatně. Agregované výsledky slouží pouze jako orientační vyhodnocení celkového potenciálu.

Rámcová etapizace a harmonogram Pilíře 2

Realizace opatření v Pilíři 2 je uvažována jako postupný program modernizace blokových kotelen. Na rozdíl od páteřních teplárenských soustav nejde o jednu centrální stavbu, ale o soubor dílčích opatření v jednotlivých lokálních soustavách. Každá kotelna nebo propojená lokální síť proto musí být posuzována samostatně.

Rámcový harmonogram vychází z orientačně identifikovaného potenciálu jednotlivých kotelen pro navýšení výroby tepla z KVET a OZE. Jeho cílem není stanovit závazné pořadí realizace podle nejvyššího dopadu na souhrnnou bilanci, ale ukázat možný postupný náběh modernizace v jednotlivých lokalitách. Každá kotelna je proto v harmonogramu uvažována samostatně, podle předpokládaného rozsahu instalace KVET, tepelných čerpadel a souvisejících technologií.

V jednotlivých letech je uvažována kombinace větších a menších lokalit tak, aby byla modernizace rozložena rovnoměrně v čase a aby bylo možné postupně ověřovat technická řešení v různých typech kotelen. Tento přístup umožňuje naplňovat zjištěný potenciál postupně, nikoliv jednorázově v celém souboru blokových kotelen.

Rok 0 je v harmonogramu uvažován jako přípravná fáze. V tomto období se nepředpokládá vlastní instalace nových zdrojů, ale zejména technicko-provozní prověření jednotlivých kotelen, ověření prostorových možností, dostupnosti elektrického připojení, hlukových limitů, imisních dopadů, možnosti instalace akumulace tepla a příprava projektové dokumentace.

U každé kotelny bude před vlastní realizací nutné samostatně prověřit zejména prostorové možnosti, elektrické připojení, hlukové limity, hydraulické zapojení, teplotní režim soustavy, možnost instalace akumulace tepla a zachování špičkového a záložního výkonu plynových kotlů. Skutečné pořadí realizace proto může být upraveno podle technické připravenosti jednotlivých lokalit a výsledků detailního technicko-provozního posouzení.

Uvedené pořadí lokalit nelze chápat jako závaznou prioritu realizace. V praxi může být vhodné přednostně realizovat i menší kotelny, pokud budou technicky, majetkoprávně, elektricky nebo povolovacím procesem připraveny dříve. Naopak u větších lokalit může dojít k posunu realizace v případě omezené elektrické kapacity, nedostatečných prostorových možností, hlukových limitů nebo složitějšího povolování.

Tabulka 144: Rámcový harmonogram pro Pilíř 2

Kotelna	KVET celkový	TČ celkový	Výroba T dle DN	Orientační rok realizace							
	MW	MW	GJ	0	1	2	3	4	5	6	7
ŘOK4	3,0	1	122 679								
LOK3	2,0	1	98 574								
LOK5	2,0	1	81 233								
VZB	1,0	0,5	77 101								
BK7	0,0	0,5	70 596								
NBOK17	1,1	0,5	68 871								
DOK1	2,0	0,5	67 099								
NBOK13	1,5	0,5	60 994								
VOOK8	1,5	0,5	50 217								
SOK2	1,1	0,5	40 015								
ŘOK1	1,1	0,5	39 668								
BK6	1,0	0,22	38 156								
SOK1	1,1	0,4	30 220								
BK3	0,5	0,15	25 626								
BK R1 (R2)	0,0	0,28	23 494								
ŘOK2	0,4	0,35	23 357								
BK5	0,5	0,15	22 550								
BK2	0,5	0,12	20 673								
BK1	0,5	0,15	18 997								
VKO	0,0	0,15	17 390								
VKM	0,0	0,1	11 457								
BK4	0,5	0,05	11 034								
Celkem	**21,2**	**9,12**	**1 020 000**								

Zdroj: vlastní zpracování

Navržený harmonogram představuje rámcové časové rozložení opatření v jednotlivých blokových kotelnách. Celkově je ve výsledném stavu uvažován instalovaný tepelný výkon KVET přibližně 21,2 MW a instalovaný tepelný výkon tepelných čerpadel přibližně 9,1 MW. V harmonogramu je orientačně předpokládáno, že instalaci nebo rozšíření KVET a instalaci tepelných čerpadel ve všech uvažovaných kotelnách by bylo možné při odpovídající projektové, povolovací a technické připravenosti rozložit přibližně do sedmiletého období.

Harmonogram je nutné chápat jako pracovní realizační rámec, nikoliv jako závazný investiční plán. Skutečný rozsah a pořadí modernizace jednotlivých kotelen bude záviset na výsledcích

detailního posouzení, ekonomice konkrétního opatření a dostupnosti podpůrných nástrojů. V případě, že se v některých lokalitách prokáže omezená realizovatelnost tepelných čerpadel nebo kogeneračních jednotek, bude nutné hledat náhradní způsob zvýšení podílu OZE nebo nízkoemisní výroby tepla v dané lokální soustavě.

Opatření 1 – Další optimalizace zdrojů pro splnění účinné soustavy po roce 2035

Z výsledků Pilíře 2 vyplývá, že samotné další rozšíření KVET instalací dalších kogeneračních jednotek nebo navyšování jejich provozu výrazně nad 4 000 hodin plného výkonu ročně není jednoduše proveditelné. Další zvýšení podílu KVET a OZE je proto nutné hledat zejména ve vyšším využití tepelných čerpadel, doplnění akumulace tepla a v optimalizaci provozu jednotlivých zdrojů.

Tepelná čerpadla by měla být navrhována s cílem co nejvyššího ročního využití. V letním období mohou vyrábět teplo přímo do soustavy při nižší teplotní úrovni a pokrývat základní potřebu tepla, zejména pro přípravu teplé vody. V přechodném a zimním období lze uvažovat jejich zapojení spíše jako zdroje pro základní teplotní úroveň nebo pro předehřev vratné vody. Vyšší teplotní hladinu, špičkové výkony a provozní zálohu by nadále zajišťovaly zejména kogenerační jednotky a plynové kotle. Konkrétní zapojení je nutné ověřit pro každou kotelnu samostatně, aby provoz tepelných čerpadel neomezoval provoz kogeneračních jednotek a nenarušoval provozní režim soustavy.

Významným doplňkem je akumulace tepla. Ta je vhodná jak pro provoz tepelných čerpadel, tak pro provoz KVET, protože umožňuje vyrovnávat krátkodobé odběrové špičky, prodlužovat dobu provozu zdrojů v optimálním režimu a omezovat počet startů. V letním období akumulace tepla umožní vyšší využití tepelných čerpadel a možnost pokrýt i špičky při odběrech teplé vody. Její konkrétní velikost a přínos je však nutné posuzovat samostatně pro každou kotelnu nebo propojenou lokální síť.

Tabulka 145: Dílčí opatření pro splnění podmínek účinné soustavy po roce 2035

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Detailní posouzení jednotlivých blokových kotelen	Ověření skutečné realizovatelnosti	Prostor, elektro, hluk, hydraulika, akumulace, imise
Vyšší využití TČ	Navýšení podílu OZE	Cílit na co nejvyšší provozní využití podle podmínek konkrétní soustavy
Akumulace tepla	Stabilizace provozu TČ a KVET	Vhodné pro letní provoz a vyrovnání krátkodobých výkonových špiček
Provozní sladění TČ, KVET a PK	Vyšší využití zdrojů bez provozních konfliktů	PK ponechat zejména pro krytí špiček a zálohy
Doplňkové OZE palivo – biometan	Doplnění chybějícího podílu OZE	Zejména tam, kde nelze instalovat dostatečný výkon TČ

Zdroj: vlastní zpracování

Při modelovém navýšení provozu tepelných čerpadel na 8 000 hodin ročně by souhrnný podíl OZE vzrostl přibližně na 26 %. Společně s výrobou z KVET při provozu 4 000 hodin

ročně by podíl KVET a OZE dosáhl přibližně 56 %. Do hranice 80 % by tedy stále chybělo přibližně 24 % roční výroby tepla, tedy orientačně 240 až 245 TJ/rok.

Z toho vyplývá, že samotné prodloužení provozu tepelných čerpadel nebude pro splnění požadavků po roce 2035 pravděpodobně dostačující. Bude nutné dále navyšovat instalovaný výkon TČ ve vhodných lokalitách, doplňovat akumulaci a optimalizovat provoz zdrojů. U technicky omezených kotelen pak lze pro zbývající část výroby tepla také uvažovat s využitím obnovitelných plynných paliv, například biometanu.

Opatření 2 – Snížení emisí CO_2

Opatření 2 navazuje na předchozí opatření. Vyšší využití tepelných čerpadel, doplnění akumulace a optimalizace provozu zdrojů nejsou důležité pouze pro splnění požadavků účinné soustavy, ale také pro snížení emisí CO_2 z výroby tepla.

Z emisního hodnocení Pilíře 2 vyplývá, že samotné rozšíření KVET vede pouze k omezenému snížení emisí přiřazených výrobě tepla. Kogenerační jednotky sice nahrazují část výroby v plynových kotlích, ale současně vyrábějí elektřinu ze zemního plynu, a proto zvyšují celkové emise CO_2 soustavy. Z hlediska dekarbonizace výroby tepla je proto rozhodující zejména náhrada výroby tepla z plynových kotlů tepelnými čerpadly a postupné snižování spotřeby zemního plynu.

Ve variantě 2, tedy při kombinaci KVET a tepelných čerpadel, klesají emise CO_2 přiřazené výrobě tepla přibližně o 12 až 13 % oproti variantě 0. Měrné emise z výroby tepla klesají přibližně z 211–212 g CO_2/kWh na 184–187 g CO_2/kWh. Další snížení emisí lze očekávat při vyšším využití tepelných čerpadel nad rámec základního scénáře. Při vyšším využití tepelných čerpadel s provozem až 8 000 hodin lze snížit emise CO_2 přiřazené výrobě tepla o další cca 3 %.

Z pohledu emisí CO_2 je tedy vhodné směřovat ke stejnému provoznímu řešení jako v Opatření 1. Rozdíl je v tom, že zde není hlavním cílem pouze formální splnění podílů KVET a OZE, ale skutečné snížení spotřeby zemního plynu v plynových kotlích, a tím i snížení emisí z výroby tepla. Zároveň vyšší využití tepelných čerpadel snižuje i lokální vznik emisí v okolí blokových kotelen.

Tabulka 146: Dílčí opatření pro snižování emisí

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Vyšší využití TČ + omezení provozu PK	Snížení výroby tepla z plynových kotlů – snížení přímých emisí	Navazuje na Opatření 1
Akumulace tepla	Vyšší využití TČ + KVET a omezení špičkového provozu PK	Vhodné pro letní provoz a vyrovnání špiček potřebného výkonu

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 3 – Zachování ceny tepla

Důležitou podmínkou realizace doporučené varianty je udržení ceny tepla na přijatelné úrovni pro odběratele. Varianta 2 podle modelového hodnocení nevede k zásadnímu zvýšení ceny tepla oproti referenčnímu stavu, tento výsledek je však podmíněn vhodným

návrhem instalovaného výkonu, dostatečným využitím nových zdrojů a koordinací investic s reálným provozním přínosem.

U blokových kotelen je nutné postupovat obezřetně, protože se jedná o soubor menších a vzájemně oddělených lokálních soustav. Investice do kogeneračních jednotek, tepelných čerpadel, akumulace, stavebních úprav, elektrického připojení nebo hlukových opatření se mohou v jednotlivých lokalitách lišit podle technických podmínek. Z tohoto důvodu není vhodné instalovat technologie pouze za účelem formálního navýšení podílu KVET nebo OZE, pokud jejich provozní využití a ekonomický přínos nebudou v konkrétní kotelně dostatečně prokázány.

Pro účely strategického a modelového hodnocení je cena tepla posuzována na souhrnné úrovni souboru blokových kotelen. Tento přístup odpovídá potřebě porovnat varianty za jednotných okrajových podmínek a vyhodnotit jejich celkový dopad. Skutečné promítnutí investic do ceny tepla však bude záviset na budoucím způsobu cenotvorby, rozsahu realizovaných opatření, účetním a regulatorním vymezení jednotlivých soustav a rozhodnutí provozovatele. Z tohoto důvodu je nutné vedle souhrnného modelového hodnocení vždy posuzovat také ekonomiku konkrétní kotelny nebo propojené lokální sítě.

Pro zachování ceny tepla je klíčové zejména správné dimenzování tepelných čerpadel a akumulace. Tepelná čerpadla by měla být navrhována tak, aby měla co nejvyšší roční využití a nahrazovala výrobu tepla z plynových kotlů zejména v obdobích, kdy mohou pracovat s příznivějším topným faktorem. Předimenzování tepelných čerpadel bez odpovídající akumulace nebo bez dostatečného odběru by mohlo vést ke zhoršení ekonomiky provozu.

U kogeneračních jednotek je rozhodující zejména zachování ekonomicky smysluplné doby provozu, možnost využití nebo prodeje vyrobené elektřiny a dostupnost provozní podpory. Vzhledem k nejistotě budoucí podpory KVET je vhodné před realizací každé nové jednotky samostatně prověřit ekonomiku provozu při různých scénářích ceny elektřiny, zemního plynu, emisních povolenek a podpory výroby elektřiny z KVET.

Významnou roli může hrát také investiční podpora pro tepelná čerpadla, akumulaci nebo související opatření snižující emise. V případě dostupnosti dotačních prostředků je vhodné je prioritně směrovat do lokalit, kde podpora umožní snížit dopad investice do ceny tepla a současně významně zvýšit podíl OZE nebo snížit výrobu tepla z plynových kotlů.

Opatření by proto měla být realizována postupně. V první fázi je vhodné zaměřit se na lokality s nejvyšší technickou připraveností, stabilní potřebou tepla, dostatečnou elektrickou kapacitou a předpokladem vysokého využití instalovaných technologií. Tento postup omezí riziko neefektivního vynaložení investičních prostředků a umožní ověřit provozní a ekonomické přínosy navrženého řešení před jeho širším rozšířením do dalších kotelen.

Tabulka 147: Dílčí opatření pro zachování ceny tepla

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Individuální ekonomické posouzení kotelen	Ověření dopadu investic do ceny tepla	Posuzovat každou kotelnu nebo propojenou síť samostatně
Správné dimenzování TČ, KVET a akumulace	Zajištění vysokého využití instalovaného výkonu	Vyhnout se předimenzování bez dostatečného odběru
Využití investiční podpory	Omezení dopadu investic do ceny tepla	Zejména pro nové zdroje, akumulaci a stavební úpravy
Etapizace modernizace kotelen	Rozložení investic v čase	Realizovat nejprve technicky a ekonomicky připravené lokality

Zdroj: vlastní zpracování

3.7.4 Pilíř 3 – Pravý břeh

Z hodnocení Pilíře 3 vyplývá, že jako doporučený samostatně hodnocený směr rozvoje soustavy Pražské teplárenské je vhodné uvažovat variantu 2, tedy transformaci zdrojové základny založenou na zdrojích ZEVO Malešice, ZEVO Mělník, PPC1, PPC3, doplňkových plynových zdrojích a provozní vazbě na energocentrum ÚČOV.

Cílovým rozvojovým směrem však není pouze samostatné zapojení energocentra do bilance soustavy PT, ale širší integrovaný provoz soustavy Pražské teplárenské a nové soustavy levého břehu napojené na energocentrum ÚČOV.

Varianta 2 navazuje na rozšířenou transformaci zdrojů v lokalitě Mělník a současně umožňuje zapojení obnovitelného tepla z energocentra do bilance soustavy Pražské teplárenské. Nejedná se o nahrazení transformační role zdrojů v lokalitě Mělník, ale o jejich doplnění. Hlavní zdrojovou základnu soustavy PT budou tvořit ZEVO, paroplynové zdroje PPC1 a PPC3 a špičkové plynové zdroje. Energocentrum je uvažováno zejména jako doplňkový obnovitelný zdroj využitelný v období nižší teplotní úrovně soustavy.

Hlavním přínosem tohoto směru je zvýšení podílu výroby tepla z KVET a OZE při současném omezení prosté plynové výroby tepla. Samostatně hodnocená varianta 2 vytváří stabilní transformační základ pro soustavu PT, zatímco její propojení s Pilířem 1 umožňuje lépe využít obnovitelné teplo z energocentra v širším systému a přiblížit se požadavkům na účinnou soustavu po roce 2035.

Rámcová etapizace a harmonogram Pilíře 3

Realizace Pilíře 3 je založena na postupné transformaci zdrojové základny soustavy Pražské teplárenské a na přípravě provozního propojení s novou soustavou levého břehu napojenou na energocentrum ÚČOV. Na rozdíl od Pilíře 1, kde je hlavním prvkem výstavba nové soustavy a energocentra, je v Pilíři 3 rozhodující zejména dokončení náhrady uhelné výroby v lokalitě Mělník, stabilizace nové zdrojové skladby a následné doplnění provozní vazby na EGC.

V prvních letech je proto prioritou realizace a uvedení do provozu hlavních transformačních zdrojů v lokalitě Mělník. Jedná se zejména o ZEVO Mělník, zdroj PPC1 a novou plynovou kotelnu. Tyto zdroje vytvářejí základní předpoklad pro odklon od uhlí a pro zachování

dostatečné výkonové i provozní stability soustavy Pražské teplárenské. Současně je nutné pokračovat v přípravě zdroje PPC3, který je klíčový pro navýšení podílu vysoce účinné KVET a pro omezení dlouhodobé závislosti na prosté plynové výrobě tepla.

V navazující fázi je uvažováno dokončení a plné zapojení zdroje PPC3 do provozu soustavy. Tím se soustava PT dostává do stavu odpovídajícího rozšířené transformační variantě, ve které je významná část roční výroby tepla zajištěna v režimu vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla. Plynové kotelny v lokalitě Mělník, Třeboradicích a další zdroje PT mají v tomto uspořádání plnit především funkci špičkových, záložních a flexibilních zdrojů.

Paralelně s transformací zdrojů v lokalitě Mělník je vhodné připravovat provozní propojení se soustavou energocentra. Toto propojení je podmíněno zejména realizací pravé větve EGC a výměníkových stanic, které umožní hydraulicky oddělený a obousměrný provoz mezi soustavami. V počáteční fázi mohou tyto vazby sloužit zejména pro provozní podporu, špičkování a zálohu nové soustavy levého břehu. Po ověření provozních parametrů lze následně uvažovat i opačný tok tepla, tedy letní dodávku části tepla z EGC do soustavy PT.

Letní dodávka tepla z EGC do soustavy PT je uvažována až jako navazující provozní režim po realizaci základních zdrojů v lokalitě Mělník a po vybudování příslušné předávací infrastruktury. Její využití bude záviset zejména na teplotní hladině soustavy PT, provozu zdrojů ZEVO, kapacitě výměníkových stanic a aktuální letní potřebě tepla v soustavě Pražské teplárenské.

Harmonogram je nutné chápat jako rámcový časový model, nikoliv jako závazný investiční plán. Skutečný průběh realizace bude záviset zejména na skutečné přeměně zdrojů v Mělníku, dostupnosti provozní a investiční podpory, koordinaci s Pilířem 1, technickém řešení obousměrných výměníkových stanic a na smluvním nastavení provozní spolupráce mezi soustavou PT a soustavou EGC.

Tabulka 148: Rámcový harmonogram pro etapizaci Pilíře 3

Oblast	Aktivita	roky				
		0-2	3-5	6-8	9-12	13-15
Mělník	**ZEVO**	Realizace / Zkušební provoz	Zkušební/plný provoz	Provoz		
Mělník	**PPC1**	Realizace	Zkušební/plný provoz	Provoz		
Mělník	**PK**	Příprava/realizace	Zkušební/plný provoz	Provoz		
Mělník	**PPC3**	Příprava/realizace	Realizace / zkušební provoz	Plný provoz	Provoz	
PT/EGC	**Obousměrné VS**	Příprava	Realizace	Realizace / Provozní využití		
PT/EGC	**Letní dodávka tepla z EGC**		Příprava režimu	Ověření provozu	Rozšířený provoz	

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 1 – Dokončení transformace zdrojové základny soustavy PT

Základním opatřením Pilíře 3 je dokončení transformace zdrojové základny v lokalitě Mělník. Po odklonu od uhlí musí být vytvořena nová stabilní zdrojová skladba, která zajistí dostatečný výkon pro soustavu Pražské teplárenské a současně zachová vysoký podíl výroby tepla v režimu vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla.

Pouhá základní náhrada uhelných zdrojů by sice mohla být výkonově možná, ale vedla by k vysokému podílu prosté plynové výroby tepla. Z tohoto důvodu je pro dlouhodobou stabilitu soustavy klíčové zapojení zdroje PPC3 a nové plynové kotelny v lokalitě Mělník. PPC3 významně navyšuje výrobu tepla v režimu KVET.

Plynové kotle by měly být v cílovém provozním uspořádání využívány především jako špičkové, záložní a flexibilní zdroje. Neměly by dlouhodobě přebírat hlavní roční výrobu tepla, protože by to zhoršovalo emisní bilanci i strukturu výroby z pohledu účinné soustavy.

Tabulka 149: Dílčí opatření pro dokončení transformace zdrojové základny soustavy PT

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Realizace PPC1 a PPC3	Základní náhrada za uhelnou KVET	Hlavní zdroj vysoce účinné KVET
Realizace ZEVO Mělník	Celoroční základní zdroj KVET	Přínos KVET a OZE
Realizace PK Mělník, rekonstrukce PK Třeboradice	Špičkování, záloha a provozní flexibilita	Nemají přebírat hlavní roční výrobu
Navýšení výroby tepla ze ZEVO Malešice	Důležitý celoroční zdroj KVET na území Prahy	Lepší využití zdroje pro výrobu tepla a elektřiny; přínos KVET a OZE

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 2 – Příprava provozního propojení s energocentrem a využití EGC v bilanci soustavy PT

Druhým klíčovým opatřením je příprava provozního propojení soustavy Pražské teplárenské s novou soustavou levého břehu napojenou na energocentrum ÚČOV. Toto propojení je uvažováno prostřednictvím hydraulicky oddělených obousměrných výměníkových stanic, které umožní předávání tepla mezi oběma soustavami podle aktuálních provozních podmínek.

V zimním období zůstává hlavním zdrojem pro soustavu Pražské teplárenské transformační zdrojová základna v lokalitě Mělník. Výměníkové stanice mohou v tomto období sloužit zejména pro provozní podporu nové soustavy levého břehu, špičkování nebo mimořádné stavy. V letním období může být provozní logika opačná. Soustava PT pracuje na nižší teplotní úrovni a část potřeby tepla může být pokryta z energocentra.

Energocentrum proto není uvažováno jako náhrada zdrojů v lokalitě Mělník, ale jako doplňkový obnovitelný zdroj pro období, kdy je jeho zapojení technicky a provozně vhodné. V letním období pak může pokrýt část potřeby tepla spolu se základními zdroji ZEVO, u kterých může probíhat částečná technologická odstávka.

Toto opatření zároveň vytváří technický předpoklad pro navazující integrované posouzení soustavy PT a nové soustavy levého břehu. Samotná dodávka tepla z EGC do PT v rozsahu uvažovaném ve variantě 2 Pilíře 3 představuje pouze dílčí využití tohoto propojení. Při

současné realizaci doporučené varianty Pilíře 1 a doporučené varianty Pilíře 3 lze následně uvažovat širší provozně propojený systém, ve kterém se soustava Pražské teplárenské a nově vzniklá soustava energocentra vzájemně doplňují.

Tabulka 150: Dílčí opatření pro přípravu provozního propojení s energocentrem

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Realizace obousměrných výměníkových stanic	Umožnit tok tepla mezi soustavami podle potřeby	Hydraulické oddělení soustav
Sladění teplotních režimů EGC a PT	Technologická proveditelnost předávky	Řízení teplot v obou soustavách
Letní dodávka tepla z EGC do PT	Zvýšení podílu OZE v soustavě PT	Přínosné pro plnění podmínek účinné soustavy CZT
Nastavení provozních pravidel mezi soustavami	Vyšší provozní flexibilita	Zimní podpora z PT, letní dodávka z EGC

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 3 – Další navyšování podílu OZE a snižování emisí CO_2 z výroby tepla

Po dokončení transformace zdrojové základny a po vytvoření provozní vazby na energocentrum bude nutné dále navyšovat podíl obnovitelných zdrojů v soustavě. Varianta 2 představuje vhodný transformační základ, avšak z pohledu pozdějších požadavků na účinnou soustavu nebude pravděpodobně konečným stavem. Důvodem je zejména skutečnost, že samotný podíl OZE v soustavě PT zůstává i po zapojení energocentra omezený a pro období po roce 2035 bude nutné hledat další možnosti jeho navýšení.

Významným krokem v tomto směru je navazující integrovaná varianta, která vzniká propojením doporučeného řešení Pilíře 1 a Pilíře 3. V tomto pohledu již není energocentrum uvažováno pouze jako doplňkový letní zdroj pro soustavu PT, ale jako součást širšího provozně propojeného systému pravého a levého břehu. Integrovaná varianta hodnotí obě soustavy jako jeden provozně propojený celek přes obousměrné výměníkové stanice. Takové uspořádání umožňuje lépe využít obnovitelné teplo z energocentra napříč soustavami a zvyšuje celkový podíl OZE v hodnoceném systému přibližně na 30 %. Integrovaná varianta tedy představuje důležitý mezikrok k plnění přísnějších požadavků po roce 2035, i když sama o sobě ještě nemusí být konečným řešením pro dosažení požadovaného podílu OZE.

Další potenciál je vhodné hledat zejména ve vyšším využití energocentra v obdobích, kdy to umožní teplotní režim soustavy PT, ve vyšším využití dostupného tepla ze ZEVO a v doplnění dalších obnovitelných zdrojů nebo zdrojů odpadního tepla. Z hlediska provozu soustavy je důležité, aby tyto zdroje postupně nahrazovaly zejména prostou plynovou výrobu tepla, zatímco plynové zdroje by měly zůstat primárně ve funkci špičkových, záložních a flexibilních zdrojů.

Tento směr má současně přímý dopad na emisní bilanci. Největší emisní přínos Pilíře 3 vzniká již samotným odklonem od uhlí, nicméně další snižování emisí CO_2 z výroby tepla bude záviset na tom, zda se podaří dále omezovat výrobu z plynových kotlů a navyšovat podíl OZE. Pro hodnocení dekarbonizace dodávky tepla je proto vhodné i nadále sledovat především emise CO_2 přiřazené výrobě tepla a měrné emise vztažené na vyrobené teplo.

Tabulka 151: Dílčí opatření pro další navyšování podílu OZE

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Vyšší využití EGC v soustavě PT	Navýšení podílu OZE	Zejména v letním období
Vyšší využití zdrojů ZEVO	Navýšení podílu OZE a KVET	Zejména v zimě a přechodném období
Doplnění dalších OZE nebo odpadního tepla	Plnění požadavků po roce 2035	Např. odpadní teplo z chlazení, další tepelná čerpadla
Omezení prosté plynové výroby	Snížení emisí CO_2	Plynové zdroje ponechat zejména pro špičky a zálohu výkonu
Rozpracování integrovaného provozu PT + EGC	Využití podílu OZE v širším systému	Navazující cílový stav po realizaci Pilíře 1 a Pilíře 3

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 4 – Zachování přijatelné ceny tepla

Důležitou podmínkou realizace doporučeného směru Pilíře 3 je zachování přijatelné ceny tepla pro odběratele soustavy Pražské teplárenské. Transformace zdrojové základny po odklonu od uhlí je spojena s vysokou investiční náročností, zejména v lokalitě Mělník. Výsledná cena tepla bude zároveň ovlivněna cenou zemního plynu, emisních povolenek, výnosy z výroby elektřiny, dostupností provozní a investiční podpory a způsobem zapojení jednotlivých zdrojů.

Z modelového hodnocení vyplývá, že varianta 2 je cenově náročnější než konzervativní varianta 0, ale zároveň vytváří robustnější zdrojovou skladbu, vyšší podíl KVET a OZE a lepší předpoklady pro dlouhodobé plnění požadavků účinné soustavy. Při hodnocení ceny tepla proto nelze sledovat pouze nejnižší krátkodobou cenu, ale také provozní bezpečnost, legislativní splnitelnost a omezení budoucí závislosti na prosté plynové výrobě tepla.

Pro zachování přijatelné ceny tepla je klíčová především optimalizace provozu zdrojů v lokalitě Mělník. Zdroje PPC1 a PPC3 by měly být využívány tak, aby byl zachován vysoký podíl výroby tepla v režimu vysoce účinné KVET a zároveň byl využit ekonomický přínos souběžné výroby elektřiny. Plynové kotelny by měly plnit zejména roli špičkových, záložních a flexibilních zdrojů, nikoliv dlouhodobě přebírat hlavní roční výrobu tepla.

Zapojení energocentra do soustavy PT je nutné chápat především jako nástroj pro navýšení podílu OZE a vytvoření integrovaného provozu soustav pravého a levého břehu. Jeho přínos proto nespočívá pouze v přímém dopadu na cenu tepla, ale zejména ve zlepšení zdrojové skladby, zvýšení podílu obnovitelného tepla a snížení potřeby doplňkového obnovitelného paliva po roce 2035.

V integrovaném provozu je modelová cena tepla hodnocena jako průměrná systémová cena širšího propojeného systému. Tento výsledek je vhodný pro strategické porovnání variant, nikoliv jako návrh konkrétního budoucího tarifního uspořádání mezi jednotlivými provozovateli nebo skupinami odběratelů. Skutečné promítnutí nákladů do ceny tepla bude záviset na smluvním nastavení mezi soustavou PT a soustavou EGC, způsobu cenotvorby, vlastnickém a provozním modelu jednotlivých částí systému a regulatorních pravidlech.

Tabulka 152: Dílčí opatření pro zachování přijatelné ceny tepla

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Zachování vysokého využití zdrojů v režimu KVET	Využití přínosů KVET	Prioritní výroba tepla v zařízeních PPC
Omezení prosté plynové výroby	Snížení citlivosti na cenu plynu a emisních povolenek	Plynové kotelny ponechat zejména pro špičky a zálohu
Využití investiční a provozní podpory	Omezení dopadu transformace do ceny tepla	Zejména u nových transformačních zdrojů
Postupné zavádění integrovaného provozu	Omezení provozních a cenových rizik	Nejprve ověřit technický a smluvní režim propojení soustav

Zdroj: vlastní zpracování

3.7.5 Pilíř 4 – Rozvojové lokality

Pro Pilíř 4 je jako vhodný směr navržen koordinovaný přístup k rozvojovým lokalitám podle jejich polohy, dostupnosti teplárenské infrastruktury, rozsahu budoucí potřeby tepla a možnosti využití obnovitelných zdrojů energie. Cílem není vytvořit jednotné řešení pro všechny lokality, ale nastavit postup, podle kterého budou jednotlivá území včas posouzena a následně zařazena buď do účinné soustavy CZT, nebo budou řešena samostatnou lokální soustavou s vysokým podílem OZE.

Z pohledu opatření je klíčové zejména to, aby významné rozvojové lokality nebyly ponechány pouze na individuálním řešení jednotlivých investorů. Rozhodnutí o způsobu zásobování teplem musí vznikat již ve fázi územní přípravy, protože pozdější změna koncepce je technicky i ekonomicky obtížná. U nové výstavby je proto vhodné již od počátku prověřovat napojení na účinnou soustavu CZT nebo návrh lokálního řešení založeného především na obnovitelných zdrojích energie, zejména tepelných čerpadlech.

Z Pilíře 4 vyplývá, že část rozvojových lokalit je vhodné posuzovat ve vazbě na soustavu Pražské teplárenské nebo ZEVO Malešice. Další část lokalit, zejména území bez přímé vazby na soustavu PT, je vhodné posuzovat jako samostatné nebo částečně autonomní lokální soustavy s vazbou na existující infrastrukturu VEPA, případně jinou lokální infrastrukturu. Specifickou pozici mají rozsáhlá území Letňany a Bohdalec, která by měla být nejprve posouzena z hlediska možnosti vytvoření lokální soustavy založené na OZE a teprve následně z hlediska případného dílčího napojení na soustavu PT.

Cílovým směrem Pilíře 4 je proto včasné rozhodnutí o energetické koncepci každé významné rozvojové lokality. Lokality s technicky a ekonomicky přiměřenou vazbou na účinnou soustavu CZT by měly být směřovány k napojení na tuto soustavu. Lokality mimo vhodný dosah CZT by měly být od počátku připravovány jako lokální nízkoemisní soustavy založené převážně na OZE. U rozsáhlých transformačních území je vhodné prověřovat kombinovaný přístup, který umožní využít stávající infrastrukturu tam, kde je to smysluplné, a současně rozvíjet nové lokální obnovitelné zdroje v dílčích částech území.

Opatření 1 – Zavedení jednotného postupu pro energetické posouzení rozvojových lokalit

U každé významné rozvojové lokality je nutné již v rané fázi přípravy prověřit vhodný způsob zásobování teplem. Posouzení by mělo vycházet zejména z dostupnosti soustavy PT nebo

jiné účinné CZT, možnosti využití lokálních OZE, velikosti a etapizace území, požadavků budoucí zástavby a ekonomiky připojení.

Výsledkem tohoto posouzení by mělo být základní rozhodnutí, zda je pro lokalitu vhodnější napojení na účinnou soustavu CZT, samostatné lokální řešení založené převážně na OZE, nebo kombinovaný přístup. Tento postup by měl být uplatňován zejména u lokalit s významnou budoucí potřebou tepla.

Tabulka 153: Dílčí opatření pro zavedení jednotného postupu pro energetické posouzení rozvojových lokalit

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Zavést jednotné energetické posouzení významných rozvojových lokalit	Včasné určení koncepce zásobování teplem	Ideálně ve fázi územní přípravy
Prověřit vazbu na existující síť CZT	Ověření možnosti napojení	Soustava PT, EGC, VEPA nebo jiná účinná soustava
Prověřit potenciál lokálních OZE	Zajištění nízkoemisního řešení	Zejména tepelná čerpadla
Stanovit doporučený způsob zásobování pro každou významnou lokalitu	Podklad pro další územní a projektovou přípravu	Napojení / lokální řešení / kombinace

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 2 – Rozvojové lokality vhodné pro napojení do soustavy PT a ZEVO Malešice

U lokalit, které se nacházejí v blízkosti soustavy Pražské teplárenské, ZEVO Malešice nebo jiné existující soustavy CZT, je vhodné prověřit možnost jejich napojení na tuto infrastrukturu. Nejde pouze o vzdálenost od stávající sítě, ale zejména o dostupnou kapacitu, vhodné místo napojení, nutné úpravy rozvodů, dopad na provoz zdrojů a ekonomickou přiměřenost připojení.

Tento přístup se týká zejména lokalit vhodných k prověření napojení na soustavu PT a lokalit v okolí ZEVO Malešice. U lokalit v okolí ZEVO je vhodné prověřit využití lokálně dostupného tepla, ale současně zachovat vazbu na širší soustavu PT pro zálohu, odstávky a krytí špičkových stavů. ZEVO by proto nemělo být posuzováno jako izolovaný jediný zdroj pro novou lokalitu, ale jako součást širší provozní vazby na soustavu PT.

U vybraných lokalit může být napojení na soustavu PT vhodným řešením zejména tehdy, pokud je technicky a ekonomicky přiměřené a pokud umožní začlenit novou potřebu tepla do širší účinné soustavy CZT. Zároveň je nutné prověřit, zda nové odběry nezhorší provozní bilanci soustavy, zejména z hlediska přenosové kapacity, zimních špiček a letního minima.

Tabulka 154: Dílčí opatření rozvojových lokalit pro napojení do soustavy PT a ZEVO Malešice

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Prověřit možné připojovací body v soustavě PT	Ověření technické proveditelnosti	Kapacita sítě, místo napojení a nutné úpravy infrastruktury
Prověřit využití tepla ze ZEVO Malešice	Využití lokálně dostupného zdroje	Lokality v okolí Malešic a Štěrbohol
Začlenit nové odběry do plánování rozvoje sítí	Včasná koordinace s provozovatelem soustavy	Nutné zejména u větších lokalit
Prověřit vliv nových odběrů na provoz stávajících soustav	Ověření dopadu na provoz CZT a jeho zdrojů	Zejména přenosová kapacita, špičkové výkony a letní minima

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 3 – Příprava lokálních OZE soustav v lokalitách mimo přímý dosah PT

U lokalit, kde napojení na soustavu PT, ZEVO nebo jinou účinnou CZT nebude technicky, ekonomicky nebo územně vhodné, je nutné připravovat lokální řešení založené především na obnovitelných zdrojích energie. Hlavním směrem by měla být tepelná čerpadla, případně další lokálně dostupné OZE nebo odpadní teplo.

Tento přístup se týká zejména lokalit bez přímé vazby na PT, jako jsou Rozvadovská/Zličín, Ruzyně, Jinonice a Komořany. U lokalit s vazbou na soustavy VEPA lze prověřit jejich propojení se stávajícími lokálními soustavami a společnou výstavbu nového zdroje OZE, zejména tepelných čerpadel. Takové řešení může přinést dvojí přínos: zajistit nízkoemisní zásobování nové výstavby a současně zvýšit podíl OZE ve stávajících soustavách VEPA, čímž může napomoci jejich budoucímu plnění požadavků na účinnou soustavu.

Stávající kotelny VEPA by v takovém uspořádání mohly plnit zejména funkci špičkových a záložních zdrojů. Neměly by však tvořit hlavní dlouhodobý zdroj tepla pro novou výstavbu. Základní výroba tepla by měla být podle možností zajištěna z OZE. Plynové zdroje je vhodné ponechat především pro krytí špičkových výkonů, zálohu a mimořádné provozní stavy.

Důležitou podmínkou realizace lokálních OZE soustav je včasné prověření elektrické kapacity, prostorových možností, hlukových limitů a etapizace výstavby. Zdrojová koncepce musí být připravena dříve, než vzniknou nové odběry, jinak hrozí, že budou jednotlivé objekty řešeny samostatně a dlouhodobě se ztratí možnost vytvoření koordinované lokální soustavy.

Tabulka 155: Dílčí opatření pro přípravu lokálních OZE soustav mimo dosah PT

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Navrhnout lokální OZE zdroje	Hlavní nízkoemisní zdroj tepla	Zejména tepelná čerpadla
Prověřit propojení s lokálními soustavami VEPA	Využití stávající infrastruktury a zvýšení podílu OZE ve stávajících soustavách	Ruzyně, Jinonice, Komořany
Využít stávající kotelny VEPA pro špičku a zálohu	Snížení potřeby nového výkonu	Plynové zdroje nepovažovat za hlavní zdroj pro novou výstavbu
Prověřit elektrickou kapacitu a technické limity	Podmínka realizace TČ	Řešit včas s distributorem a v územní přípravě
Koordinace zdroje s etapizací výstavby	Zajištění návaznosti zdroje na reálný odběr	Zdrojová koncepce musí být připravena před vznikem nových odběrů

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 4 – Samostatné posouzení velkých rozvojových území Letňany a Bohdalec

Rozsáhlá území Letňany a Bohdalec je vhodné posuzovat samostatně. Nejde o lokality, u kterých by bylo vhodné předem vycházet pouze z možnosti napojení na soustavu PT. Vzhledem k velikosti, členitosti a významnému potenciálu budoucí potřeby tepla by měly být nejprve posouzeny z hlediska možnosti vytvoření samostatné nebo částečně autonomní lokální soustavy založené především na OZE, typicky tepelných čerpadlech.

Teprve následně je vhodné prověřit, zda některé dílčí části těchto území dávají technický a ekonomický smysl pro napojení na soustavu PT, případně zda může soustava PT plnit podpůrnou, špičkovou nebo záložní roli. Tento postup je důležitý zejména proto, aby se u největších rozvojových lokalit nejprve prověřil potenciál nových lokálních obnovitelných zdrojů a aby se napojení na PT neuvažovalo automaticky jako jediné nebo výchozí řešení.

U Letňan je významná zejména vazba na hlavní napáječ z Třeboradic, současně však rozsah území umožňuje uvažovat vznik dílčích lokálních celků, například v oblasti AVIA nebo v okolí stanice metra Letňany. U Bohdalce je nutné prověřit jak vazbu na soustavu PT a zdroj Michle, tak možnost vytvoření lokálního zdroje OZE pro kompaktní části budoucí zástavby.

Tabulka 156: Dílčí opatření pro samostatné posouzení velkých rozvojových území Letňan a Bohdalec

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Posoudit Letňany a Bohdalec jako samostatné energetické celky	Prověření lokálního OZE potenciálu	Nezačínat automaticky napojením na PT
Rozdělit území na dílčí části podle vhodného zásobování	Přesnější návrh řešení	Lokální OZE / dílčí vazba na PT
Prověřit podpůrnou roli soustavy PT	Špička, záloha nebo dílčí napojení	Až po posouzení lokálního řešení
Sladit energetické řešení s etapizací území	Realizovatelnost zdrojů a sítí	Zdroj i infrastruktura musí vznikat v návaznosti na odběr

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 5 – Nastavení investičního, provozního *a* cenového modelu pro nové lokální soustavy

U lokalit, kde bude vhodné samostatné nebo kombinované řešení, je nutné vyřešit nejen technický návrh, ale také investiční, provozní a cenový model. Lokální OZE soustava bude vyžadovat koordinovanou přípravu zdroje, rozvodů, akumulace, záložních zdrojů a smluvního vztahu s budoucími odběrateli.

Bez jasného investičního a provozního modelu hrozí, že jednotliví investoři budou volit nejjednodušší individuální řešení, což může vést k roztříštěnosti zdrojů a k dlouhodobému zachování fosilní výroby. Proto je vhodné prověřit roli městské nebo městem koordinované entity, která by mohla přípravu těchto zdrojů zastřešit, zejména u větších lokalit a u území, kde má vzniknout nová lokální soustava.

Součástí tohoto opatření je také zachování přijatelné ceny tepla. U nových lokálních soustav bude cena tepla záviset zejména na rozsahu investice do zdroje a rozvodů, využití instalovaného výkonu, etapizaci výstavby, ceně elektřiny pro tepelná čerpadla, případné investiční podpoře a nastavení provozního modelu. Cílem proto není pouze navrhnout technicky nízkoemisní řešení, ale zároveň zajistit, aby bylo dlouhodobě ekonomicky přijatelné pro budoucí odběratele.

Významné je zejména sladění výstavby zdroje s postupnou výstavbou odběrů. Předimenzování zdroje nebo rozvodů v počáteční fázi může zhoršit cenu tepla, zatímco příliš pozdní příprava zdrojové části může vést k individuálním a méně koncepčním řešením jednotlivých objektů. Investiční a provozní model proto musí umožnit postupný náběh soustavy v návaznosti na reálnou výstavbu území.

Tabulka 157: Dílčí opatření pro nastavení investičního, provozního a cenového modelu pro nové lokální soustavy

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Stanovit nositele přípravy lokálních soustav	Zajištění realizace	Město, městská společnost, provozovatel soustavy
Prověřit investiční model zdrojů tepla a sítí	Financování výstavby tepelné infrastruktury	Zdroj, síť, přípojky, akumulace, záložní výkon
Nastavit provozní a cenový model lokální soustavy	Dlouhodobá správa, provoz a přijatelná cena tepla	Kdo provozuje zdroj, síť a prodává teplo
Koordinovat developery a provozovatele	Zamezení roztříštěných řešení	Zvlášť u velkých transformačních území
Sladit investice s etapizací výstavby	Omezení cenových a provozních rizik	Nepředimenzovat první etapy, ale připravit cílovou koncepci

Zdroj: vlastní zpracování

3.7.6 Pilíř 5 – Chlad

V Pilíři 5 nebylo identifikováno žádné univerzální řešení, naopak bylo zjištěno, že je nutné provést koordinovaný přístup k jednotlivým lokalitám podle jejich polohy, dostupnosti teplárenské infrastruktury a rozsahu budoucí potřeby chladu. Vzhledem k řečenému je cílem navrhnout strategické možnosti, podle kterých budou jednotlivá území včas posouzena.

Pro oblast Praha 1 a Praha 2 je doporučena varianta 3, tedy instalace tepelných čerpadel s přímou vazbou na soustavu CZT. Jedná se o jediné řešení, které je technicky i regulatorně proveditelné v prostředí památkové rezervace. Tepelná čerpadla umístěná uvnitř objektů zároveň využívají teplárenskou infrastrukturu a dodávají odpadní teplo z procesu chlazení zpět do sítě CZT, čímž přispívají ke zvýšení celkové energetické efektivity soustavy.

V lokalitě Holešovice Bubny-Zátory je varianta 3 doporučena vzhledem k její strategické poloze. Jedná se o přirozenou spojnici mezi centrem města a novým systémem zásobování teplem z energocentra. Varianta 3 přináší nejnižší měrnou cenu chladu pro koncového odběratele. Zde se kladou hlavní nároky na město, neboť jestliže nestanoví závazný standard nebo nevytvoří odpovídající motivační podmínky, lze realisticky předpokládat, že tržní preference soukromých developerů budou směřovat k objektovým chillerům.

V rozvojových lokalitách Skupiny 1 a Skupiny 4 (Letňany, Bohdalec) existuje potenciální vazba na soustavu Pražské teplárenské, která však není plošně zajištěna. Varianta 3 je zde podmíněna dostupností CZT přípojky v době projektové přípravy konkrétní stavby. Pokud tato podmínka splněna není, stává se varianta 1 přirozeným tržním výsledkem. Strategie proto pro tyto lokality nedefinuje plošný standard, ale doporučuje nastavit koordinační mechanismy, které v případě dostupné přípojky CZT usnadní volbu varianty 3 a zabrání jejímu přehlédnutí v projektové přípravě.

V lokalitách Skupiny 2, Skupiny 3 a v oblasti okolí metra D – Nové Dvory jsou varianta 2 (CZCH) i varianta 3 z geografických, ekonomických nebo technických důvodů nedoporučeny. Objektové chillery (varianta 1) proto představují hlavní technologickou volbu. Přestože se jedná o tržně přirozené řešení bez nutnosti systémové koordinace s teplárenskou infrastrukturou, je důležité stanovit minimální technické a urbanistické požadavky, které zajistí kvalitu veřejného prostoru a předejdou živelné instalaci technologií.

Specifickou výjimkou však mohou být lokality s již rozvinutým systémem blokových kotelen. V těchto oblastech by na shodném provozním principu mohly vzniknout „blokové strojovny chladu", které by definované menší lokalitě dodávaly chlad prostřednictvím lokální mikro-soustavy zásobování chladem. Zásadní výhodou těchto území je fakt, že zde již v současnosti existují plně funkční a legislativně ukotvené principy měření, regulace a následné fakturace dodávek energie. Tyto dlouhodobé provozní i administrativní zkušenosti by tak bylo možné bez větších bariér aplikovat na nově vybudovanou lokální infrastrukturu chlazení.

Centrální zásobování chladem (varianta 2 – CZCH) není doporučeno jako prioritní strategie pro žádnou z posuzovaných lokalit. Ekonomická analýza prokázala, že náklady na výstavbu liniové infrastruktury chladovodů jsou ve většině území neúnosné a v okrajových lokalitách zcela neobhajitelné. V oblasti P1/P2, kde model ukazuje relativně příznivou požadovanou cenu tepla, realizaci zásadně komplikuje kapacitní omezení stávajících kolektorů a absence vhodných prostor pro umístění centrální strojovny v památkově chráněném území. CZCH proto zůstává scénářem podmíněným splněním řady předpokladů, jejichž realizovatelnost bude třeba teprve ověřit. Do roku 2036 se tak nepředpokládá ani teoretická možnost vybudování takového systému.

Opatření 1 – Stanovení standardu pro zásobování chladem v historickém centru

Oblast Praha 1 a Praha 2 vyžaduje specifický přístup k zásobování chladem. Masové nasazení standardních splitových jednotek nebo prostých střešních chillerů je v prostředí

památkové rezervace fakticky vyloučeno z důvodu přísných požadavků na ochranu historického rázu a hlukových limitů. Centrální zásobování chladem (CZCH) naráží v současné době na neřešitelné kapacitní a urbanistické bariéry spočívající v nedostatečné kapacitě stávajících kolektorů pro potrubí dimenze až DN 1200 a absenci vhodných prostor pro centrální strojovnu.

Jediná technicky a regulatorně průchodná cesta pro tuto oblast je proto instalace tepelných čerpadel uvnitř objektů s přímou vazbou na soustavu CZT (varianta 3). Tato řešení jsou technologicky skryta uvnitř budov, zachovávají vizuální integritu fasád a minimalizují hlukové emise do veřejného prostoru. Zároveň mohou využívat teplárenskou infrastrukturu a prostřednictvím dodávky odpadního tepla do sítě by došlo ke zvýšení celkové energetické efektivity soustavy. Z emisního hlediska se jedná o technologicky nejčistší řešení, které navazuje na předpokládanou variantu vybudování potrubí pro CZT, viz Pilíř 1 – Energocentrum.

Klíčovým předpokladem pro reálný rozvoj tohoto řešení je nastavení odpovídajícího regulatorního a motivačního rámce spolu s koordinací prací na připojení P1/P2 na energocentrum. Bez jasného normativního signálu budou vlastníci nemovitostí hledat nejjednodušší dostupné technologie, což v podmínkách P1/P2 povede k odloženému a nekoordinovanému řešení chlazení s rizikem živelné instalace technologií v rozporu s podmínkami ochrany historického rázu. Z pohledu soustavy CZT je rovněž nutné ověřit a připravit technické podmínky pro absorpci odpadního tepla z chlazení v letním období. Bilanční analýza prokázala, že soustava PT disponuje dostatečnou letní kapacitou pro ohřev TUV, avšak pro rozsáhlejší integraci je nutné prověřit hydraulické podmínky a nastavit pravidla pro předávky tepla.

Tabulka 158: Dílčí opatření pro stanovení standardu zásobování chladem v historickém centru

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Nastavit technický standard pro chlazení v P1/P2	Stanovení závazného minimálního požadavku na technologii	Přednost TČ s vazbou na CZT, vyloučení splitů a střešních chillerů tam, kde je to regulatorně možné
Prověřit technické podmínky absorpce odpadního tepla v síti	Zajistit technickou proveditelnost letní dodávky tepla do CZT	Hydraulická analýza oblasti P1/P2, koordinace s CZT
Nastavit motivační podmínky pro připojení TČ na CZT	Ekonomická rovnováha vůči objektovým chillerům	Cena výkupu odpadního tepla, podmínky přípojky CZT
Koordinace s Energocentrem ÚČOV	Propojení letní dodávky odpadního tepla s bilancí EGC	Zejména při rozvoji pravé větve EGC v oblasti P1/P2

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 2 – Strategická integrace systému chlazení v lokalitě Holešovice Bubny-Zátory

Lokalita Holešovice Bubny-Zátory zaujímá mezi rozvojovými lokalitami Prahy strategické postavení z hlediska potenciálu pro systémové zásobování chladem s vazbou na CZT. Plánované napojování na novou soustavu Energocentra ÚČOV v kombinaci s polyfunkčním charakterem zástavby přirozeně vytváří podmínky pro realizaci varianty 3. Polyfunkční mix rezidenčních a komerčních funkcí přináší výhodu přirozeného časového rozmělnění

potřeby chladu v průběhu dne, čímž se snižuje riziko souběžných výkonových špiček při dodávce odpadního tepla do sítě.

Z ekonomického srovnání variant vyplývá, že varianta 3 přináší pro koncového odběratele v této lokalitě nejnižší měrnou cenu chladu (187 Kč/GJ) ze všech posuzovaných řešení a zároveň technologicky přispívá k letní bilanci Energocentra. Rozhodnutí o zvolené technologii má v tomto území primárně strategický charakter. Pokud město nestanoví závazný standard integrace s CZT nebo nevytvoří odpovídající motivační podmínky, lze realisticky předpokládat, že tržní preference soukromých developerů budou směřovat k objektovým chillerům (varianta 1), které jsou z investičního pohledu méně koordinačně náročné.

Klíčovým předpokladem pro úspěšnou realizaci varianty 3 v lokalitě Bubny-Zátory je souběžná koordinace výstavby CZT přípojek s harmonogramem zástavby nových objektů. Dostupnost připojovacího bodu na soustavu CZT musí časově předcházet instalaci chladicích systémů v jednotlivých budovách. Bez tohoto souběhu hrozí, že investiční rozhodnutí budou nevratně fixována na variantu 1.

Tabulka 159: Dílčí opatření pro strategickou integraci chlazení v lokalitě Holešovice Bubny-Zátory

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Stanovit preferovaný standard pro zásobování chladem v lokalitě Bubny-Zátory	Usměrnění investičních rozhodnutí developerů	Podmíněno finálním urbanistickým řešením
Koordinovat přípojky do CZT pro chlazení s rozvojem tepelné sítě	Zajistit technické podmínky pro připojení TČ	Souběžná příprava s projektovou dokumentací jednotlivých staveb v lokalitě
Nastavit podmínky výkupu odpadního tepla z chlazení	Ekonomická motivace pro volbu V3 – TČ + CZT vůči V1 – Chillery	Klíčová podmínka ekonomické výhodnosti vůči V1 – Chillery
Prověřit letní bilanci dodávky odpadního tepla z lokality Bubny-Zátory ve vazbě na EGC	Možnost využití odpadního tepla v celém systému pro ohřev TUV	Nutné pro umožnění souběhu TČ na P1/P2 a lokality Bubny-Zátory

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 3 – Podmíněné využití systémů chlazení s vazbou na CZT v rozvojových lokalitách

V rozvojových lokalitách Skupiny 1 a Skupiny 4 existuje možnost napojení na soustavu PT, avšak realizovatelnost varianty 3 je podmíněna splněním klíčové časové podmínky: dostupnost CZT přípojky musí předcházet instalaci chladicích systémů v konkrétní budově nebo územním celku. Pokud tato podmínka splněna není, stává se varianta 1 (objektové chillery) přirozeným a z tržního pohledu i nejpravděpodobnějším řešením.

Lokalitami Skupiny 4 (Letňany, Bohdalec) přímo prochází síť Pražské teplárenské, avšak rozsáhlost těchto území neumožňuje plošné napojování. Rozhodování bude proto vždy individuální na úrovni konkrétní stavby nebo územního celku v závislosti na dostupnosti připojovacího bodu. V lokalitách Skupiny 1 (Nákladové nádraží Žižkov, Vysočany, Rohanský ostrov / Palmovka a okolí M–D: Libuš, Nádraží Krč, Nemocnice Krč, Písnice) je situace

analogická – napojování na CZT není v současnosti zajištěno plošně a bude záviset na budoucím rozvoji tepelné sítě.

Strategie proto pro tyto lokality nedefinuje plošný standard, ale doporučuje nastavit koordinační mechanismy, které v případě dostupnosti CZT přípojky usnadní volbu varianty 3 a zabrání jejímu přehlédnutí v projektové přípravě. U staveb, kde CZT přípojka v době projektové přípravy k dispozici není, zůstává varianta 1 vhodnou technologickou volbou.

Tabulka 160: Dílčí opatření pro podmíněné využití chlazení s vazbou na CZT ve Skupině 1 a Skupině 4

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Sledovat plány rozvoje sítě PT v lokalitách Skupiny 1 a Skupiny 4	Včasná identifikace lokalit s budoucí dostupností CZT přípojky	Koordinace s Pražskou teplárenskou a územními plány rozvoje sítě
Zavést povinnost prověření dostupnosti CZT přípojky v rámci projektové přípravy nové výstavby	Zamezit přehlédnutí možnosti varianty 3 při rozhodování o způsobu zásobování chladem	Součást standardní územní koordinace u nových stavebních záměrů
Nastavit podmínky výkupu odpadního tepla z chlazení obdobně jako v Opatření 2	Ekonomická motivace pro volbu V3 – TČ + CZT tam, kde je CZT přípojka dostupná	Klíčový předpoklad ekonomické srovnatelnosti V3 – TČ + CZT s V1 – Chillery
Požadovat architektonické a akustické řešení instalace chillerů u staveb bez CZT přípojky	Zajistit kvalitu veřejného prostoru i v případě realizace V1 – Chillery	Zejména u rozsáhlejší nové zástavby v Letňanech a Bohdalci

Zdroj: vlastní zpracování

Opatření 4 – Objektová řešení chlazení v lokalitách bez reálné vazby na CZT

V lokalitách Skupiny 2, Skupiny 3 a v oblasti okolí metra D – Nové Dvory jsou varianty centrálního zásobování chladem (varianta 2 – CZCH) a integrace s CZT (varianta 3) z různých důvodů vyloučeny. Ve Skupině 2 (Průmyslová/Štěrboholy, Malešice / Nový Zborov) sice existuje v okolí zařízení ZEVO Malešice, jehož nepřetržitý provoz a charakter výroby tepla však vylučují efektivní vyvedení tepelného výkonu z tepelných čerpadel. Ve Skupině 3 (Rozvadovská/Zličín, Ruzyně, Jinonice, Komořany) a v oblasti Nové Dvory chybí reálná geografická a ekonomická vazba na dálkové teplovody CZT, přičemž centrální zásobování chladem by v těchto okrajových lokalitách vyžadovalo cenu tepla tržně zcela nepřijatelnou.

Objektové chillery (varianta 1) proto představují v těchto lokalitách nejrealističtější technologickou a ekonomickou volbu. Přestože se jedná o tržně přirozené řešení bez nutnosti systémové koordinace s teplárenskou infrastrukturou, je důležité stanovit minimální technické a urbanistické požadavky, které zajistí kvalitu veřejného prostoru a předejdou živelné instalaci technologií. V nových rozvojových projektech je vhodné požadovat integraci chladicí technologie do architektonického řešení budov od počátku, nikoliv jako dodatečnou instalaci. Tím se předchází problémům, které jsou v hustě zastavených lokalitách obtížně řešitelné zpětně.

Investiční odpovědnost za zásobování chladem v těchto lokalitách leží výhradně na straně developerů a vlastníků nemovitostí. Provozovatelé teplárenské infrastruktury ani město nenesou žádnou přímou investiční odpovědnost. Role Strategie se omezuje na definování

rámcových podmínek, jejichž dodržení zabrání vzniku roztříštěných řešení s negativním dopadem na veřejný prostor a budoucí provozní efektivitu.

Tabulka 161: Dílčí opatření pro objektová řešení chlazení v lokalitách bez vazby na CZT

Dílčí opatření	Účel	Poznámka
Stanovit minimální technické požadavky na instalaci chillerů	Předejít instalaci nedostatečně účinné technologie	Hlukové limity, umístění kondenzátorů
Požadovat integraci chladicí technologie do projektové dokumentace od počátku výstavby	Zamezit živelné instalaci dodatečných zařízení po dokončení stavby	Vhodné pro vytvoření vhodného rázu lokality
Sledovat vývoj energetického mixu elektrické energie	Průběžné snižování emisní náročnosti s dekarbonizací elektroenergetické soustavy	Emise CO_2 se budou snižovat spolu s dekarbonizací sítě

Zdroj: vlastní zpracování

Závěrečné shrnutí

Následující tabulka shrnuje všechny lokality a jejich doporučené řešení potřeby chladu:

Tabulka 162: Přehled doporučených variant zásobování chladem pro lokality HMP

Lokalita	Doporučené řešení	Vysvětlení
Praha 1 + Praha 2	Varianta 3 – TČ + CZT	Pro vyřešení zásobování chladem v historickém centru města, se dle analýzy jeví pouze kombinace TČ s CZT. Tato varianta je nejpřívětivější vzhledem k udržení historického rázu města a zároveň splnění hlukových požadavků pro městskou zástavbu.
Holešovice Bubny-Zátory	Varianta 3 – TČ + CZT	Pro lokalitu Bubny-Zátory je doporučeno využít plánovaného propojení CZT s centrem města, a tím navýšit akumulační kapacitu spolu s navýšením spotřeby teplé vody. Vzhledem k různosti charakteru zástavby těchto dvou lokalit by spojení tvořilo rozmělnění špičky potřeby teplé vody. V případě neuchopení tohoto konceptu se očekává individuální chillerové řešení podle varianty 1 – Chillery.
Letňany	V1 Chillery / V3 TČ + CZT	Pro lokalitu Letňan není možné navrhnout jedno univerzální řešení. Lokalitou prochází síť PT, ale její celkové napojení není vzhledem k rozsáhlosti území realistické. Vzhledem k řečenému je tedy očekáváno, že dojde k řešení vždy vzhledem na aktuální podmínky. Lokality, jež budou v této oblasti napojeny na systém CZT mohou využít TČ. Ostatní lokality budou pravděpodobně nuceny jít cestou varianty 1. Je možné, že v lokalitách, které nebudou mít vazbu na účinnou soustavu PT, vzniknou vlastní malé zdroje, u kterých by se mohl zavést lokální zdroj chladu s vazbou na tyto malé zdroje. Každopádně není očekáváno, že by byl systém TČ s CZT zaváděn v této lokalitě plošně.
Bohdalec	V1 Chillery / V3 TČ + CZT	U lokality Bohdalec se očekává podobný přístup jako u Letňan. Pro části, které budou napojeny na systém CZT je možné využít TČ, pro ostatní oblasti pravděpodobně dojde k instalaci chillerů.
Nákladové nádraží Žižkov, Vysočany	V1 Chillery / V3 TČ + CZT	U těchto lokalit nelze dnes jednoznačně navrhnout řešení zásobování chladem. Aktuálně tyto

		lokality nejsou připojeny do systému CZT a není tedy možné postupovat variantou 3 – TČ + CZT, proto je celkově v této skupině doporučena varianta 1 – Chillery. V případě, že dojde k instalaci CZT v této lokalitě dříve než vytvoření systému zásobování chladem, je možné využít tepelná čerpadla se zpětným získáváním tepla.
Rohanský ostrov / Palmovka, Okolí M-D: - **Libuš** - **Nádraží Krč** - **Nemocnice Krč** - **Písnice**	V1 Chillery / V3 TČ + CZT	Tyto rozvojové lokality jsou charakteristické budoucí možností připojení na systém PT. Aktuálně je zde doporučeno postupovat metodou lokálních chillerů. Jedná se o nejjednodušší a nejlevnější řešení s možností okamžité instalace. Využití TČ zde však není vyloučeno a v případě, že budova bude připojena na CZT před instalací chladicích zařízení, je vhodné o tomto systému uvažovat.
Rozvadovská / Zličín, Ruzyně, Jinonice, Komořany	Varianta 1 – Chillery	Pro tyto lokality je jednoznačně doporučeno individuální řešení pomocí chillerů, neboť zde není možné jednoznačně predikovat napojení do systému CZT společnosti VEPA. V návrhu zásobování teplem těchto lokalit je akcentovaný směr obnovitelných zdrojů. Tento záměr by bylo teoreticky možné kombinovat se zásobováním chladem, kdy by proběhlo vždy individuální posouzení, zda pro stavbu/lokalitu, není vhodné rovnou instalovat reverzibilní tepelná čerpadla, jež umí dodávat teplo nebo jej odebírat. Posouzení této varianty je však nad rozsah Strategie teplárenství.
Průmyslová/Štěrboholy, Malešice / Nový Zborov	Varianta 1 – Chillery	Tyto lokality jsou charakteristické možnosti přímého napojení na ZEVO Malešice. V tomto případě se jedná o zařízení, které má neustálý provoz a není tedy realisticky možné provést vyvedení tepelného výkonu z TČ. Z tohoto důvodu je zde jednoznačně doporučeno jít variantou 1 – Chillery.
Okolí M-D Nové Dvory	Varianta 1 – Chillery	Pro lokalitu v okolí metra D – Nové Dvory není v době vzniku této Strategie lepší řešení, než navrhuje varianta 1 – Chillery.

Zdroj: vlastní zpracování

4 ORGANIZACE VZTAHŮ V RÁMCI STRATEGIE

4.1 Zainteresované subjekty

Pro účely návrhu institucionálního a majetkového modelu realizace Strategie je nejprve vhodné vymezit klíčové městské společnosti působící v oblasti energetiky, vodního a odpadového hospodářství, které budou představovat hlavní nositele transformačních projektů a budou se významně podílet na naplňování cílů Strategie. Tyto společnosti, jejichž jediným akcionářem je hlavní město Praha, disponují strategickou infrastrukturou, odbornými kapacitami i investičním potenciálem nezbytným pro realizaci navrhovaných opatření.

4.1.1 Pražská plynárenská, a.s.

Společnost PPAS v rámci své činnosti zajišťuje především distribuci a dodávku zemního plynu. Její dceřiná společnost Prometheus, energetické služby, a.s., provozuje lokální tepelné zdroje s celkovým instalovaným výkonem 75 MW. V rámci své činnosti poskytuje komplexní energetické služby mj. v oblasti výroby a rozvodu tepelné energie a zaměřuje se rovněž na výstavbu nových zdrojů tepelné energie.

Dceřiná společnost Teplo pro Prahu, a.s., jejímiž akcionáři jsou společnost Prometheus (51 %) a HMP (49 %) zajišťuje správu a rozvoj teplárenské infrastruktury ve vlastnictví HMP, jakož i dodávku tepelné energie pro více než 30 000 domácností a dalších objektů (školská zařízení, veřejné instituce). Hlavním cílem společnosti TpP je modernizace teplárenské infrastruktury, a to zejména s ohledem na ekonomiku jejího provozu, ekologii a kvalitu dodávek tepelné energie pro koncové odběratele.

4.1.2 Pražská vodohospodářská společnost, a.s.

Společnost PVS v rámci své činnosti zajišťuje především správu, rozvoj a modernizaci vodovodní a kanalizační infrastruktury ve vlastnictví HMP (vč. ÚČOV).

V roce 2024 společnost PVS zahájila přípravu projektu využití nízkopotenciálního tepla z ÚČOV (dále jen „Energocentrum“), tj. zařízení, které bude využívat teplo z odpadních vod, a to prostřednictvím velkokapacitních tepelných čerpadel. Potenciální tepelný výkon zdroje je uvažován až na úrovni cca 180 MW. Energocentrum má sloužit jako nový nízkoemisní a obnovitelný zdroj tepla pro rozvoj soustav na levém břehu Vltavy.

4.1.3 Pražské služby, a.s.

Společnost PSAS v rámci své činnosti zajišťuje komplexní systém nakládání s komunálním odpadem na území HMP (zejména svoz směsného a tříděného odpadu, jeho zpracování, provoz sběrných dvorů apod.). Společnost PSAS dále provozuje zařízení pro energetické využití odpadu Malešice, které slouží mj. jako zdroj tepelné energie, která je následně dodávána do distribuční sítě provozované společností Pražská teplárenská a.s.

Ke klíčovým subjektům sektoru teplárenství na území HMP (bez majetkové účasti HMP) dále patří zejména:

Tabulka 163: Výběr dalších významných subjektů na území HMP

SUBJEKT	ROLE
Energotrans, a.s.	provozovatel Elektrárny Mělník, výrobce a dodavatel tepelné energie do distribuční soustavy provozované společnosti PTAS
Pražská teplárenská a.s. (PTAS)	vlastník a provozovatel distribuční soustavy na pravém břehu Vltavy
Veolia Energie Praha, a.s. (VEPA)	provozovatel lokálních, vzájemně nepropojených CZT na levém břehu Vltavy

Zdroj: vlastní zpracování

4.2 Závaznost Strategie a zajištění její realizace

Strategie představuje nejvýznamnější koncepční (strategický) dokument HMP v sektoru teplárenství. Schválení Strategie náleží do působnosti rady hlavního města Prahy (RHMP). K posílení významu Strategie při rozhodování orgánů HMP se jeví jako vhodné, aby RHMP současně uložila Magistrátu HMP úkol zohledňovat Strategii v rámci výkonu samostatné působnosti HMP. V návaznosti na přijetí tohoto usnesení RHMP může Strategie sloužit jako podklad pro navazující rozhodnutí orgánů HMP. Současně je žádoucí, aby Strategie byla zohledněna v rámci budoucí aktualizace Územní energetické koncepce HMP, která je podkladem pro zpracování územního plánu, respektive přímo v rámci aktualizace územního plánu HMP (Metropolitní plán). Sama o sobě nicméně Strategie není obecně závazným právním předpisem, pročež bez dalšího nebude závazná pro soukromoprávní subjekty působící v oblasti teplárenství, a to ani v případě společností, jejichž jediným akcionářem je HMP.

4.3 Zajištění naplňování Strategie

Úspěšná realizace Strategie předpokládá, že její cíle budou systematicky promítány do činnosti městských společností. K tomu je nezbytné vytvořit jednotný mechanismus, který zajistí, že Strategii budou společnosti nejen respektovat, ale také ji zohledňovat při svém rozhodování, plánování a řízení.

Hlavní město Praha disponuje nástroji, které umožňují přenést strategické cíle na společnosti vykonávající činnosti v jeho vlastnictví nebo pod jeho rozhodujícím vlivem. Tyto nástroje vycházejí z postavení hlavního města jako jediného nebo většinového vlastníka městských společností a umožňují sjednotit jejich postup při naplňování dlouhodobých priorit města.

Základním mechanismem je vydání strategického pokynu, kterým hlavní město stanoví společnostem zásady a očekávání pro naplňování Strategie. Tento nástroj je vhodný zejména pro stanovení dlouhodobých strategických cílů, společných principů a priorit, které mají být promítány do činnosti jednotlivých společností. Strategický pokyn lze prostřednictvím výkonu akcionářských práv uplatnit i vůči dceřiným společnostem.

Vedle toho lze využít také koncernový pokyn, který představuje silnější nástroj umožňující koordinaci činnosti společností v rámci skupiny hlavního města Prahy. Vychází ze skutečnosti, že městské společnosti tvoří fakticky řízené uskupení sledující společné cíle při

plnění veřejných úkolů města. Koncernový pokyn může směřovat i do oblasti obchodního vedení společností a představuje proto účinnější prostředek pro sjednocení jejich postupu.

Vzhledem k obecné povaze této Strategie je však vhodné využívat koncernový pokyn pouze tam, kde bude potřeba řešit konkrétní situace nebo uložit přesně vymezené úkoly. Samotná Strategie stanovuje především dlouhodobý rámec, cíle a principy, nikoliv konkrétní provozní opatření. Pro její implementaci je proto vhodnější využívat především strategické pokyny, které zajistí jednotnou orientaci všech dotčených společností při zachování jejich odpovědnosti za vlastní řízení.

Strategické pokyny by měly být vydávány Radou hlavního města Prahy při výkonu působnosti valné hromady příslušných společností. Současně je vhodné nastavit systém průběžného vyhodnocování jejich plnění a promítnout požadavky Strategie do plánovacích, řídicích a kontrolních procesů jednotlivých městských společností.

Nad rámec výše uvedeného lze podotknout, že již **ze samotného schválení Strategie RHMP lze jednoznačně dovozovat existenci vůle HMP** (tj. jediného akcionáře společností) na její realizaci v praxi. To je v principu dostačující k tomu, aby dotčené společnosti (při naplnění zákonných požadavků kladených na péči řádného hospodáře) přistoupily k zahájení realizace jednotlivých opatření za účelem naplňování Strategie i bez předchozího udělení strategického či koncernového pokynu.

4.4 Odpovědnost za realizaci Strategie

S přihlédnutím ke zvolené variantě rozvoje zdrojů pro teplárenskou síť HMP a postavení, resp. roli jednotlivých zainteresovaných subjektů, za realizaci Strategie by měla odpovídat primárně společnost PPAS.

Předně je třeba uvést, že jedním z deklarovaných cílů Strategie je zvýšení podílu HMP a jím pověřených subjektů v oblasti zásobování tepelnou energií. Jak již bylo uvedeno výše, jediným akcionářem společnosti PPAS je HMP. Společnost tedy lze považovat za přirozený „nástroj" k dosažení jednoho ze stanovených cílů Strategie, který bude s ohledem na jeho vlastnickou strukturu dbát na naplňování veřejných zájmů (tj. nikoliv pouze na dosažení zisku).

Realizace Strategie bude nevyhnutelně vyžadovat významné investice. Společnost PPAS dlouhodobě vykazuje stabilní ekonomické výsledky a generuje významný provozní zisk (EBITDA), což jí umožňuje akumulovat vlastní zdroje potřebné pro (spolu)financování dílčích investičních projektů. Postavení HMP jako jediného akcionáře společnosti PPAS jí usnadňuje přístup k získání externích zdrojů (zejm. bankovních úvěrů) za výhodnějších podmínek.

Společnost PPAS současně disponuje dceřinou společností Prometheus, která je z hlediska své činnosti silně orientována na oblast teplárenství. Má přitom mj. zkušenosti s využíváním společných podniků (tzv. joint-ventures), ve kterých prostřednictvím společnosti Prometheus vystupuje jako finanční a technický partner jednotlivých městských částí HMP (např. společnost Teplo pro Prahu, a.s.). Právě tento aspekt by přitom mohl být do jisté míry replikovatelný při realizaci Strategie.

Vzhledem k výše uvedenému se zdá, že právě společnost PPAS, jejímž jediným akcionářem je HMP, přináší ze všech potenciálně relevantních subjektů nejvhodnější kombinaci

ekonomické síly a stability, technické způsobilosti a vnitřní organizační struktury (vč. dceřiných společností), která umožní realizaci Strategie v maximálním možném rozsahu.

Jeví se přitom jako vhodné, aby realizace Strategie byla zajišťována prostřednictvím dceřiných společností PPAS či ve spolupráci s nimi; zejména se jedná o společnost Prometheus s ohledem na její zkušenosti a expertizu v oblasti teplárenství. Konkrétní model realizace Strategie by měl pak být zvolen s ohledem na závěry vypracované analýzy relevantních aspektů jednotlivých dostupných variant. Významnou úlohu při realizaci Strategie by pak měla zastávat i společnost PVS jakožto budoucí provozovatel Energocentra. V tomto směru bude třeba vhodně nastavit vzájemné vztahy mezi společností PPAS (resp. jejích dceřiných společností) a společností PVS.

4.5 Realizace Strategie – možnosti řešení

4.5.1 Obecně

Předmětem Strategie je definování podmínek pro zajištění rozvoje teplárenské infrastruktury na území HMP, a to s výhledem do roku 2036. Strategie se z věcného hlediska zaměřuje především na výstavbu nových zdrojů, nových rozvodných sítí a zajištění jejich budoucího provozu.

Realizace Strategie proto a priori nepředpokládá úpravu vlastnických a užívacích práv ke stávající teplárenské infrastruktuře, byť ji v některých specifických případech (zejm. s ohledem na technické okolnosti) nelze bez dalšího zcela vyloučit.

Vzhledem k tomu, že realizace Strategie se bude zaměřovat zejména na nové teplárenské infrastruktury, přičemž zamýšlený postup bude vhodné koordinovat i s dalšími zainteresovanými subjekty působícími v oblasti teplárenství (bez majetkové účasti HMP), je na místě zvážit vytvoření společné právní struktury, která bude platformou pro realizaci Strategie a dílčích investic. Provoz rozvodných sítí by pak byl nastaven (zajištěn) prostřednictvím odpovídajících provozních smluv, zejména tzv. smluv o úrovni poskytovaných služeb (Service Level Agreement, dále jen „SLA“). Tyto smlouvy umožní efektivní nastavení podmínek provozu teplárenské infrastruktury, a to včetně parametrů kvality, spolehlivosti a dostupnosti dodávek tepla pro konečné odběratele. SLA budou plnit funkci nástroje pro průběžnou kontrolu plnění závazků ze strany provozovatelů teplárenské infrastruktury a pro vymezení odpovědnostních vztahů mezi jednotlivými subjekty zapojenými do realizace Strategie.

4.5.2 Role dalších zainteresovaných subjektů (bez majetkové účasti HMP)

Nutným předpokladem úspěšné realizace Strategie je koordinace postupu s dalšími zainteresovanými subjekty působícími v oblasti teplárenství na území HMP (např. společnosti ČEZ, a. s., Pražská teplárenská a.s. a VEPA). Je totiž možné předpokládat, že tyto subjekty budou usilovat o rozvoj vlastní teplárenské infrastruktury samostatně (tj. nikoliv nezbytně v souladu se záměry Strategie). Nekoordinovaný rozvoj teplárenské infrastruktury by přitom mohl vést k promarněným příležitostem, neefektivnímu vynakládání finančních prostředků zúčastněných subjektů a v krajním případě až k ohrožení veřejného zájmu na zajištění spolehlivých a cenově stabilních a přiměřených dodávek tepla. Současně by mohlo být ohroženo plnění požadavků na účinné systémy dálkového vytápění vyplývající ze Směrnice (EU) 2023/1791.

Koordinace dalšího postupu má zásadní význam v případě rozvojových území HMP (zejm. brownfieldy a nově zastavované oblasti) i stávající zástavby (s ohledem na záměr nahradit lokální plynové kotelny připojením na CZT). Právě těchto oblastí se totiž týkají zásadní rozhodnutí o budoucí teplárenské infrastruktuře, přičemž koordinace zainteresovaných subjektů umožní dosáhnout úspor, vyšší (finanční i energetické) efektivity a současně předejít realizaci nevhodných technických řešení. Územní plánování a investiční rozhodnutí ve stávající zástavbě i rozvojových územích HMP by proto měla být důsledně provázána se Strategií (a to např. i prostřednictvím odpovídajících smluvních závazků, na kterých se zainteresované subjekty dohodnou).

4.5.3 Potenciál vytvoření joint-venture a jeho majetková struktura

V případě realizace joint venture (JV) s partnery ze soukromého sektoru lze za nejvhodnější řešení považovat vytvoření JV v rámci korporátní struktury společnosti PPAS, neboť dané řešení významně snižuje riziko negativních aspektů spojených s politickými změnami (např. vliv termínů voleb na rozhodování apod.), které by mohly ovlivňovat realizaci Strategie, pokud by většinovým akcionářem bylo přímo HMP. Vytvoření JV v rámci korporátní struktury společnosti PPAS současně umožní zachovat (prostřednictvím společnosti PPAS nebo její dcery) koncentraci rozhodovacích pravomocí v JV na straně HMP, což je žádoucí s ohledem na to, že HMP bude většinovým investorem do rozvoje teplárenské infrastruktury. Nutno podotknout, že pokud by totiž většinovým akcionářem bylo přímo HMP, nenesla by společnost PPAS odpovědnost za odborná rozhodnutí vztahující se k zajištění realizace Strategie.

V návaznosti na výše uvedené skutečnosti bude společnost PPAS muset posoudit, na které úrovni v rámci své korporátní struktury bude vytvoření JV nejvhodnější. V úvahu připadají dceřiná společnost (jako společnost Prometheus, energetické služby, a.s.), příp. vnukovská společnost (jako společnost Teplo pro Prahu, a.s.). Pokud jde o majetkovou strukturu JV, podíly účastníků JV by měly reflektovat výši, resp. rozsah, realizovaných investic do rozvoje infrastruktury. Je však nezbytné, aby společnost PPAS sama (příp. se společností PVS) disponovala podílem na hlasovacích právech nejméně ve výši 51 %. Tím bude zajištěno, že rozhodování o rozvoji teplárenské infrastruktury (a realizaci Strategie) zůstane v rukou subjektů, nad nimiž má HMP přímou či alespoň nepřímou kontrolu.

Volba úrovně korporátní struktury, na níž bude JV (dcera PPAS / vnučka PPAS) vytvořeno, bude mít rovněž přímý dopad na postavení dotčených subjektů podle zákona č. 134/2016 Sb., o zadávání veřejných zakázek, ve znění pozdějších předpisů (dále jen „ZZVZ"). Konkrétní struktura účasti tak může rozhodovat o tom, zda bude JV považováno za veřejného zadavatele ve smyslu ZZVZ, a tím ovlivňovat způsob soutěžení zakázek nutných pro realizaci investic do teplárenské infrastruktury. Zvláštní pozornost je třeba věnovat možnosti využití institutu vertikální spolupráce, který umožňuje zadávat veřejné zakázky mimo standardní zadávací řízení (např. uzavřením SLA mezi JV a společností PPAS). **Aspekty související se zadáváním veřejných zakázek je tak nutné zohlednit již při volbě struktury JV**.

Z institucionálního hlediska přichází v úvahu využití struktury JV, a to ve dvou (2) základních variantách. První variantou je vytvoření jediného JV zahrnujícího segment zdrojů i segment rozvodných sítí, čímž by bylo umožněno integrované řízení celé struktury. Druhou variantou je zřízení dvou (2) samostatných JV, tj. jednoho pro segment zdrojů a druhého pro oblast rozvodů, přičemž tato struktura by umožnila větší provozní flexibilitu.

Vytvoření jednoho (1) JV bude nepochybně jednodušší variantou z provozního hlediska. S vytvořením dvou (2) JV je spjata vyšší administrativní i provozní náročnost, a to s ohledem na potřebu zasmluvnění většího množství provozních aspektů (vč. SLA), jakož i vytyčení vzájemných vztahů mezi oběma JV. Obě varianty lze nicméně považovat za proveditelné. Výběru konkrétní varianty dalšího postupu tak musí předcházet podrobná právní, ekonomická a technická analýza, ve které je třeba zohlednit mj. efektivitu správy teplárenské infrastruktury, míru kontroly HMP nad strategickými aktivy a rozhodovacími procesy či právní aspekty (např. zadávání veřejných zakázek nebo ochrana hospodářské soutěže).

4.5.4 Financování realizace Strategie

Již při návrhu uspořádání JV je třeba se zabývat problematikou zajištění dostatku finančních prostředků nezbytných k realizaci jednotlivých opatření za účelem naplňování Strategie zainteresovanými subjekty. Z odhadované investiční náročnosti doporučené varianty na úrovni 18 mld. Kč se předpokládá financování z následujících zdrojů: (i) vlastní zdroje v rozsahu 25 %, (ii) bankovní úvěr od Evropské investiční banky (dále jen „EIB“) v rozsahu 50 % a rovněž (iii) investiční dotace v rozsahu 25 %.

V případě vlastních zdrojů bude nezbytné se zabývat možnostmi jejich vložení do vytvořeného JV. V této souvislosti přichází (u peněžních prostředků) v úvahu zejm. jejich vložení do základního kapitálu JV (resp. jeho příp. pozdější zvýšení), či poskytnutí jako příplatku mimo základní kapitál. Vedle peněžních prostředků nelze vyloučit ani nepeněžitý vklad v podobě teplárenské infrastruktury (byť tuto možnost lze předpokládat spíše ve specifických případech). Poskytnutí prostředků ze strany HMP je potřeba rovněž vyhodnotit z pohledu pravidel nedovolené veřejné podpory.

Pokud jde o získání úvěrového financování, bude důležité především to, jaký subjekt bude v postavení žadatele o úvěr, resp. dlužníka, konkrétně zda tímto dlužníkem bude HMP (potažmo PPAS), nebo již vytvořené/á JV. V případě, že by úvěr čerpalo HMP, které by následně zajistilo účelové určení a poskytnutí získaných finančních prostředků subjektu, který bude danou investici fakticky realizovat (JV), lze předpokládat, že EIB bude požadovat sjednání odpovídajících zajišťovacích nástrojů (např. ručitelský závazek). Konkrétní podoba těchto nástrojů bude předmětem jednání o poskytnutí úvěru s EIB. Pokud by úvěr čerpal přímo subjekt odpovědný za realizaci investice (JV), vyvstává rovněž otázka, jakým způsobem bude smluvní vztah zúčastněných stran nastaven s ohledem na vlastnickou strukturu JV (vč. zajišťovacích nástrojů). V obou nastíněných modelech nicméně bude třeba podmínky získání úvěrového financování důkladně projednat s EIB. Při poskytování ručení za závazky z dluhových nástrojů (jako např. úvěrů) je třeba vzít v úvahu dopad ručení na dluhovou službu a rating ručitele. Bude proto důležité vhodně zvolit subjekt čerpající úvěrové financování, subjekt ručitele a rozsah ručení (příp. poskytnutí zástavy), jakož i možnost poskytnutí získaných finančních prostředků subjektu, který bude danou investici fakticky realizovat (JV).

Vedle získání úvěrového financování od EIB by současně bylo možné uvažovat o doplnění financování prostřednictvím komerčních úvěrů. V tomto případě platí v zásadě vše, co bylo uvedeno výše ve vztahu k čerpání úvěru od EIB. Lze přitom předpokládat, že úvěrující banka bude požadovat poskytnutí záruky (typicky zřízení zástavního práva).

Nad rámec výše uvedeného bude dále na místě se zabývat možnostmi získání dotačního financování na realizaci jednotlivých opatření/investic za účelem naplňování Strategie.

V této souvislosti bude třeba (vedle analýzy standardních dotačních příležitostí a posouzení jejich [ne]využitelnosti) aktivně jednat s poskytovateli dotací a usilovat o vznik zvláštních dotačních titulů přizpůsobených konkrétním projektům nebo jejich souborům realizovaným v souladu se Strategií. Teoreticky by tak bylo možné uvažovat např. o získání investiční dotace např. prostřednictvím dotačního programu s názvem „Inovativní a komplexní (individuální) projekty (I+)" zřízeného v rámci Modernizačního fondu.

V této souvislosti (zejména u běžných dotačních titulů) bude nezbytné věnovat zvláštní pozornost pravidlům zaměřeným na způsobilost příjemců dotace, neboť v případě řady dotačních titulů je okruh oprávněných žadatelů omezen výlučně na municipality, příp. na obchodní společnosti, jejichž jediným společníkem je obec/kraj. Bude tedy nezbytné důsledně prověřit, zda předpokládaný žadatel o dotaci (např. JV) vyhovuje požadavkům na způsobilého příjemce dotace či nikoliv, a projednat příp. úpravy tak, aby bylo možné dotační financování získat.

Souběžně bude vhodné prověřit možnost získání přímého dotačního financování z evropských fondů, tj. zejména z nástrojů spravovaných přímo Evropskou komisí, které mohou nabídnout alternativní nebo doplňkové zdroje financování nezávislé na národních dotačních příležitostech (např. program Horizon Europe).

Pro realizaci Strategie bude nutné realizovat následující kroky:

1. Určení subjektu, který bude primárně odpovídat za realizaci Strategie (společnost PPAS).
2. Převzetí záměru naplnit Strategii ze strany odpovědných společností (primárně PP, PVS), příp. udělení strategického pokynu představenstvu společnosti PPAS zaměřeného na naplňování Strategie.
3. Přípravné analýzy:
    a. Určení úrovně v rámci struktury společnosti PP, na které bude vytvořeno JV za účelem realizace Strategie;
    b. Právní, ekonomická a technická analýza za účelem rozhodnutí o vytvoření jednoho (1) či více JV;
    c. Zajištění financování realizace Strategie (vlastní zdroje, úvěrové financování, dotační financování apod.);
    d. Příprava plánu implementace Strategie;
    e. Zahájení realizace Strategie.

5 POKRAČOVÁNÍ PO ROCE 2036

Obecně se tato Strategie zaměřuje na rozvoj teplárenství v hlavním městě Praha do roku 2036. Po tomto roce však ČR čekají další milníky, které je nutné vzít v potaz a připravit se na jejich plnění. První takový milník přijde již v roce 2040, kdy začne platit nutnost kombinace vysoce účinné KVET spolu s OZE, odpadním teplem v zastoupení 95 % pro uznání účinné soustavy CZT. V tomto roce dojde také poprvé ke zpřísnění v samotných kategoriích OZE, odpadního tepla a jejich kombinaci na 75 %. Oproti předchozím letům (včetně míněného roku 2036) je tato hranice nastavena na 50 %.

Další významný legislativní milník nastane v roce 2045, kdy dojde k úplnému ukončení uznávání vysoce účinné KVET z fosilních paliv jako legitimního zdroje pro definici účinné soustavy zásobování teplem. Zatímco kategorie využívání obnovitelných zdrojů energie (OZE) a druhotných zdrojů v podobě odpadního tepla zůstanou v parametrech udržitelnosti do roku 2050 stabilní, k 1. lednu 2050 vstoupí v platnost absolutní dekarbonizační požadavek. Od tohoto data bude nezbytné, aby veškerá tepelná energie distribuovaná v rámci soustav CZT pocházela výhradně z obnovitelných zdrojů nebo ze zdrojů efektivně využívajících odpadní teplo. S ohledem na tyto zpřísňující se regulatorní požadavky je v závěru každého jednotlivého pilíře zpracováno podrobné shrnutí a návrh konkrétních technologických opatření směřujících k jejich bezpodmínečnému naplnění.

V pilířích se využívají zařízení, která pro svůj běh spotřebovávají elektřinu. Lokálně tato zařízení nemusí tvořit žádné emise (například tepelná čerpadla), ale globálně vytváří emise nepřímo, neboť elektřina, kterou spotřebovávají, nepochází z bezemisních zdrojů. Za určitých podmínek je lze, dle metodiky z Přílohy VII směrnice (EU) 2018/2001, hodnotit **z pohledu účinné soustavy** jako OZE (metoda pro posouzení účinné soustavy z **podílového** pohledu).

Jak již bylo popsáno v kapitole 2.3.2, lze na základě aktualizované verze Vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu z prosince 2024 (dále jen „Plán“) předpokládat postupnou dekarbonizaci v oblasti výroby elektřiny. Tento fakt povede k postupnému snižování nepřímých emisí zařízení, která elektřinu ze sítě spotřebovávají. [2]

Plán má pro hrubou výrobu elektřiny vymezeny 3 milníky. Nejbližším milníkem je rok 2030. Do tohoto roku se očekává, že dojde k utlumení výroby elektřiny z uhelných zdrojů na 9 %. Uhelné zdroje jsou historicky v ČR nejvyšším emitentem emisí nejen CO_2 při výrobě elektřiny. Pro kontext v roce 2024 bylo více než 45 % hrubé elektřiny vyrobeno v tepelných (zpravidla uhelných) elektrárnách. Zde je tedy očekáván markantní pokles, který má být primárně kompenzován jadernými zdroji (až 44 % celkové elektřiny) a obnovitelnými zdroji energie (31 % vyrobené elektřiny). Pro stabilizaci sítě a doplnění energetického mixu se očekává doplňková výroba elektřiny ze zemního plynu o poměrném zastoupení cca 15 %. Již zde je tedy očekáván pokles produkce emisí. V roce 2025 byl dle Metodiky MPO [27] emisní faktor zbytkového energetického mixu roven 0,45 t CO_2/MWh. Pro rok 2030 by měrný emisní faktor odpovídal 0,154 t CO_2/MWh.

Druhým klíčovým milníkem vnitrostátního plánu je rok 2040, k němuž se předpokládá kompletní ukončení výroby elektrické energie z uhelných zdrojů. Dominantní roli v elektroenergetickém mixu převezmou jaderné zdroje s podílem 68 % a obnovitelné zdroje energie s 29 %, přičemž zemní plyn bude plnit výhradně funkci doplňkového, bilančního paliva. Při tomto progresivním rozložení zdrojové základny budou veškeré emise

pocházet pouze z provozu doplňkových plynových kapacit, díky čemuž specifická emisní intenzita výroby poklesne na úroveň okolo 0,01 t CO_2/MWh.

Závěrečným horizontem celé dekarbonizační Strategie je pak rok 2050, do kdy by mělo dojít k dalšímu posílení pozice obnovitelných zdrojů, jež by měly zajišťovat až 52 % celkové produkce elektřiny. Shodně s cíli pro rok 2040 budou OZE spolu s jádrem tvořit pilíře tuzemské energetiky s kombinovaným podílem dosahujícím až 98 %, přičemž marginální zbytek poptávky pokryje transformační využití zemního plynu. V dlouhodobé perspektivě tak do roku 2050 dojde k absolutnímu vytěsnění a nahrazení všech vysokoemisních zdrojů, přičemž měrné emise celého systému budou stabilizovány na minimálních hodnotách analogických s predikcí pro rok 2040.

5.1 Pilíř 1 – Energocentrum

Tento pilíř popisuje možnosti vybudování nového centrálního zdroje pro zásobování teplem levého břehu Vltavy s možností propojení do centra města. Principem energocentra je odběr tepla z vyčištěných odpadních vod pomocí velkokapacitních tepelných čerpadel. Výhodou takového zařízení je jeho předvídatelnost, využitelnost v průběhu celého roku a udržitelnost. Jedná se totiž o využití nízkopotenciálního tepla pomocí tepelných čerpadel. Vzhledem k účinné soustavě je nutné, aby byl během celého roku udržen tepelný faktor na dostatečné úrovni, což umožňuje počítat teplo z TČ za teplo z OZE. Vzhledem k environmentálnímu hodnocení, je nutné podotknout, že tepelná čerpadla vykazují pouze nepřímé emise ze spotřeby elektřiny. Jak již bylo rozebráno v pilíři, tyto nepřímé emise se počítají pomocí emisních faktorů z aktuálního mixu elektřiny. Dle informací, které byly prezentovány v úvodu této kapitoly, lze předpokládat, že dojde k postupnému snižování nepřímých emisí. Z pohledu tepla lze předpokládat, že tepelná čerpadla budou nadále za daných podmínek považována za obnovitelný zdroj energie, a tudíž není předpokládáno, že by došlo ke ztrátě statusu účinné soustavy zásobování teplem.

Tabulka 164: Shrnutí plnění povinností účinné soustavy zásobování teplem pro Pilíř 1

Období	Energie z OZE	Odpadní teplo	Energie z OZE a odpadních tepla	Kombinované dodávky z OZE, odp. tepla a (vysoce účinné) KVET	(Vysoce účinná) kombinovaná výroba tepla a elektřiny	Plnění
do 31. 12. 2027	50 %	50 %	50 %	50 %	75 %	/*
1. 1. 2028 – 31. 12. 2034	50 %	50 %	50 %	50 %	80 %	✓
1. 1. 2035 – 31. 12. 2039	50 %	50 %	50 %	80 %	–	✓
1. 1. 2040 – 31. 12. 2044	75 %	75 %	75 %	95 %	–	✓
1. 1. 2045 – 31. 12. 2049	75 %	75 %	75 %	–	–	✓
od 1. 1. 2050	100 %	100 %	100 %	–	–	✓

** Energocentrum v tomto milníku nebude v provozu.* *Zdroj: vlastní zpracování*

5.2 Pilíř 2 – Blokové kotelny

Pilíř 2 se zabývá řešením blokových kotelen, které tvoří několik vzájemně oddělených lokálních soustav na levém břehu Vltavy. Výstupním doporučením tohoto pilíře je postupný rozvoj vysoce účinné kombinované výroby elektřiny a tepla společně s instalací tepelných čerpadel. Tento směr umožňuje využít stávající plynovou infrastrukturu a současně postupně navyšovat podíl obnovitelných zdrojů tepla.

U vysoce účinné KVET je v nejbližším období nadále předpokládáno využití zemního plynu. S ohledem na zpřísňování požadavků na účinné soustavy však bude nutné dále rozšiřovat obnovitelné zdroje tepla, případně doplnit část spotřeby plynných paliv biometanem. Tepelná čerpadla tak budou v lokalitách blokových kotelen pravděpodobně hrát stále významnější roli.

Je však nutné zdůraznit, že Pilíř 2 hodnotí blokové kotelny také jako agregovaný celek, zatímco v praxi musí být každá lokální soustava posuzována individuálně. Stejným způsobem bude nutné přistupovat i k legislativnímu hodnocení splnění požadavků na účinnou soustavu. Může proto nastat situace, kdy některé lokality budou požadavky splňovat bez zásadních problémů, zatímco jiné budou vyžadovat další optimalizaci nebo doplnění OZE či obnovitelného paliva.

V následující tabulce (Tabulka 165) jsou uvedeny cíle, ke kterým by měl další rozvoj blokových kotelen směřovat. Z pohledu Strategie však nelze jednoznačně předpovědět výsledné řešení pro každou jednotlivou soustavu, protože konkrétní postup bude záviset na jejích technických, provozních a legislativních podmínkách.

Tabulka 165: Shrnutí plnění povinností účinné soustavy zásobování teplem pro Pilíř 2

Období	Energie z OZE	Odpadní teplo	Energie z OZE a odpadního tepla	Kombinované dodávky z OZE, odp. tepla a (vysoce účinné) KVET	(Vysoce účinná) kombinovaná výroba tepla a elektřiny	Plnění
do 31. 12. 2027	50 %	50 %	50 %	50 %*	75 %*	✗
1. 1. 2028 – 31. 12. 2034	50 %	50 %	50 %	50 %**	80 %	–
1. 1. 2035 – 31. 12. 2039	50 %	50 %	50 %	80 %***	–	–
1. 1. 2040 – 31. 12. 2044	75 %	75 %	75 %	95 %***	–	–
1. 1. 2045 – 31. 12. 2049	75 %****	75 %	75 %	–	–	–
od 1. 1. 2050	100 %****	100 %	100 %	–	–	–

** V současnosti lokality nesplňují podmínky účinných soustav zásobování teplem a nelze ani předpokládat jejich splnění do konce roku 2027.*
*** Pro plnění bude nutné doinstalovat kogenerační jednotky a tepelná čerpadla a intenzifikovat jejich výrobu, řada lokalit při postupu dle varianty 2 Pilíře 2 tuto podmínku zvládne splnit, u lokalit, kde podmínky neumožní instalaci KGJ nebo TČ, je nutné využít např. biometan.*
**** Pro plnění bude nutné doplňovat další obnovitelné zdroje tepla a paliv (např. biometan).*
***** Pro plnění bude nutné přejít až na 100% zastoupení pomocí OZE (TČ + bioplyn)* *Zdroj: vlastní zpracování*

5.3 Pilíř 3 – Pravý břeh

Pilíř 3 se zabývá transformací zdrojové základny soustavy Pražské teplárenské, která zajišťuje zásobování významné části pravého břehu Vltavy. Současný stav je ve významné míře založen na dodávce tepla z lokality Mělník, kde je výroba tepla spojena s výrobou elektřiny z uhlí. Do budoucna je uvažován odklon od uhelné výroby a její náhrada novými zdroji, zejména paroplynovými zdroji PPC1 a PPC3, zdroji energetického využití odpadu a doplňkovými plynovými zdroji.

Paroplynové zdroje představují hlavní transformační prvek pro zachování vysokého podílu kombinované výroby elektřiny a tepla a pro zajištění potřebného objemu dodávky tepla do soustavy. Zároveň však při provozu na zemní plyn zůstávají fosilními zdroji. Pro dlouhodobé hodnocení je proto podstatné, že podmínky aukční podpory KVET u projektů využívajících zemní plyn požadují doložení technické a ekonomické schopnosti budoucího přechodu na obnovitelné nebo nízkouhlíkové plyny do roku 2050.

Pro hodnocení účinné soustavy po roce 2035 proto samotná náhrada uhlí novými zdroji v lokalitě Mělník nemusí postačovat. V navazujícím hodnocení je proto pracováno také s integrovaným scénářem, který propojuje soustavu Pražské teplárenské s energocentrem ÚČOV a navyšuje podíl obnovitelného tepla v souhrnné bilanci. Další možností doplnění požadované obnovitelné složky je náhrada části zemního plynu biometanem, vodíkem nebo jiným obnovitelným či nízkouhlíkovým plynem.

Z podmínek aukční podpory KVET a z veřejně dostupných informací skupiny ČEZ vyplývá, že připravované paroplynové zdroje v lokalitě Mělník mají být připraveny na budoucí využití vodíku. Pokud by v návaznosti na transformaci lokality vznikla také možnost výroby, dodávky nebo významnějšího využití obnovitelného vodíku přímo v Mělníku, mohlo by to významně ovlivnit budoucí skladbu tepla z hlediska hodnocení účinné soustavy. Při náhradě zemního plynu obnovitelným vodíkem, biometanem nebo jiným obnovitelným plynným palivem by část výroby tepla z plynových zdrojů v Mělníce mohla být započtena jako obnovitelná. V takovém případě by soustava mohla vytvořit předpoklad pro splnění požadavků na účinnou soustavu i v období do konce roku 2049.

Tabulka 166: Shrnutí plnění povinností účinné soustavy zásobování teplem pro Pilíř 3

Období	Energie z OZE	Odpadní teplo	Energie z OZE a odpadního tepla	Kombinované dodávky z OZE, odp. tepla a (vysoce účinné) KVET	(Vysoce účinná) kombinovaná výroba tepla a elektřiny	Plnění
do 31. 12. 2027	50 %	50 %	50 %	50 %	75 %	✓
1. 1. 2028 – 31. 12. 2034	50 %	50 %	50 %	50 %*	80 %	✓
1. 1. 2035 – 31. 12. 2039	50 %	50 %	50 %	80 %**	–	–
1. 1. 2040 – 31. 12. 2044	75 %	75 %	75 %	95 %**	–	–
1. 1. 2045 – 31. 12. 2049	75 %**	75 %	75 %	–	–	–
od 1. 1. 2050	100 %***	100 %	100 %	–	–	–

** Předpokládá se, že budou zprovozněny všechny projekty.*
*** Nestačí jen obměna zdrojů, jak je plánováno – nutné doplnit o další OZE nebo obnovitelná paliva (bioplyn, vodík apod.).*
**** Bude nutné zapojit nové obnovitelné zdroje energie, není nyní nijak uchopeno.* *Zdroj: vlastní zpracování*

5.4 Pilíř 4 – Rozvojové lokality

Pilíř 4 se zabývá rozvojovými lokalitami, u nichž nelze stanovit jednotné řešení pro celé území. Pro hodnocení po roce 2035 je proto vhodné rozlišovat lokality podle způsobu jejich zásobování teplem.

Lokality s možností napojení na soustavu Pražské teplárenské, případně na oblast ZEVO Malešice / PT, nebudou z hlediska účinné soustavy posuzovány samostatně. Po připojení budou součástí širší soustavy PT a jejich plnění požadavků bude záviset na celkovém hodnocení této soustavy.

U lokalit, kde se předpokládá samostatné řešení zásobování teplem, bude nutné posuzovat každou lokalitu individuálně. Pro splnění legislativních požadavků se v těchto případech předpokládá především nasazení obnovitelných zdrojů tepla, zejména tepelných čerpadel.

Při takto navrženém řešení lze očekávat, že lokality budou schopny plnit požadavky na účinnou soustavu již od počátku provozu.

5.5 Pilíř 5 – Chlad

Pilíř 5– Chlad je samostatnou kapitolou, neboť zde se systém neřídí pravidly pro účinnou soustavu zásobování teplem. V pilíři bylo identifikováno, že pro většinu lokalit by bylo vhodné vybudování TČ s vazbou na CZT nebo objektové chillery. Obě tato zařízení fungují na principu odebírání tepla (chlazení) a předávání do CZT, resp. do okolí pomocí elektřiny. Princip dekarbonizace těchto řešení je tedy shodný s postupnou dekarbonizací elektrické energie popsané v úvodu této kapitoly.

6 ANALÝZA RIZIK

Analýza rizik slouží k identifikaci, posouzení a prioritizaci nejvýznamnějších faktorů, které mohou negativně ovlivnit realizaci pilířů uvedených ve strategickém dokumentu. Pro účely této kapitoly je riziko chápáno jako nejistá událost nebo podmínka, jejíž vznik může ohrozit dosažení stanovených cílů, zejména z hlediska věcného plnění, časového harmonogramu, finanční náročnosti, organizační připravenosti nebo dostupnosti potřebných kapacit.

Základním krokem práce s riziky je jejich včasná identifikace a následné vyhodnocení podle pravděpodobnosti výskytu a závažnosti možného dopadu. Cílem analýzy není postihnout veškerá dílčí rizika, ale zaměřit se na **klíčové hrozby**, které mohou významně ovlivnit úspěšnou přípravu a realizaci plánovaných projektů. Výsledky analýzy zároveň slouží jako podklad pro řízení implementace jednotlivých pilířů a pro návrh opatření ke snížení pravděpodobnosti nebo dopadu rizik.

Předpokladem účinného řízení rizik je průběžná koordinace a pravidelná výměna informací mezi odpovědnými subjekty zapojenými do podrobnější přípravy a realizace jednotlivých pilířů. Zejména u projektů s mezioborovým přesahem je nezbytné zajistit včasné sdílení informací, sledování postupu a řešení případných problémů již v přípravné fázi.

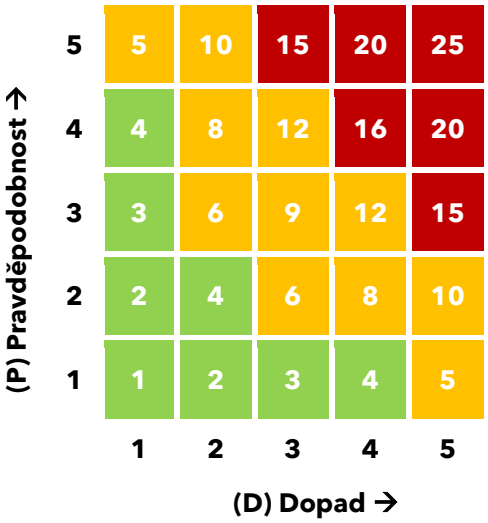
V rámci hodnocení je každé riziko stručně popsáno a posouzeno podle dvou kritérií: pravděpodobnosti výskytu a závažnosti dopadu. Pravděpodobnost vyjadřuje míru očekávaného výskytu dané události, zatímco dopad hodnotí její možný vliv na průběh nebo výsledek projektu. Obě kritéria jsou posuzována na škále 1–5, kde vyšší hodnota znamená vyšší pravděpodobnost výskytu nebo závažnější dopad. Celková významnost rizika je stanovena jako součin pravděpodobnosti a dopadu (P × D).

Pro účely této analýzy jsou rizika podle výsledné hodnoty P × D rozdělena do tří kategorií významnosti:

Tabulka 167: Obecné vymezení rizik na základě pravděpodobnosti a dopadu

Kategorie významnosti	P × D	Přístup
Prioritní	15–25	Riziko vyžaduje aktivní řízení a návrh konkrétních opatření.
Sekundární	5–14	Riziko je nutné průběžně sledovat a podle potřeby řídit.
Neprioritní	1–4	Riziko je hodnoceno jako méně významné a zpravidla nevyžaduje zásadní opatření.

Tabulka 168: Obecné vymezení rizik na základě pravděpodobnosti a dopadu (diagram)



Zdroj: vlastní zpracování

Navržená opatření ke snížení rizik uvádějí základní možné způsoby, jak jednotlivým rizikům předcházet nebo jak zmírnit jejich případné dopady. V navazující tabulce je doplněna matice rizik, která znázorňuje vztah mezi pravděpodobností výskytu a závažností dopadu jednotlivých rizik.

Volba pravděpodobnosti a dopadů je založena na předem definovaných stupních.

Tabulka 169: Definice pravděpodobnosti a dopadu události

	Pravděpodobnost výskytu
1	Nepravděpodobný
2	Málo pravděpodobný
3	Obvyklý
4	Pravděpodobný
5	Téměř jistý

	Dopad události
1	Zanedbatelný
2	Malý
3	Střední
4	Velký
5	Kritický

Zdroj: vlastní zpracování

V rámci přípravy návrhové části Strategie teplárenství hlavního města Prahy byl vytvořen seznam možných rizik, která by mohla ohrozit úspěšné naplnění tohoto plánu. Tato rizika byla posouzena z hlediska pravděpodobnosti jejich výskytu a míry dopadu na realizaci dokumentu. Tabulka níže obsahuje nejen uvedené kategorie, ale také stručný popis opatření ke snížení pravděpodobnosti výskytu rizika nebo ke zmírnění jeho dopadu. Na tabulku navazuje grafické znázornění výsledků zjednodušené analýzy rizik.

Tabulka 170: Analýza rizik

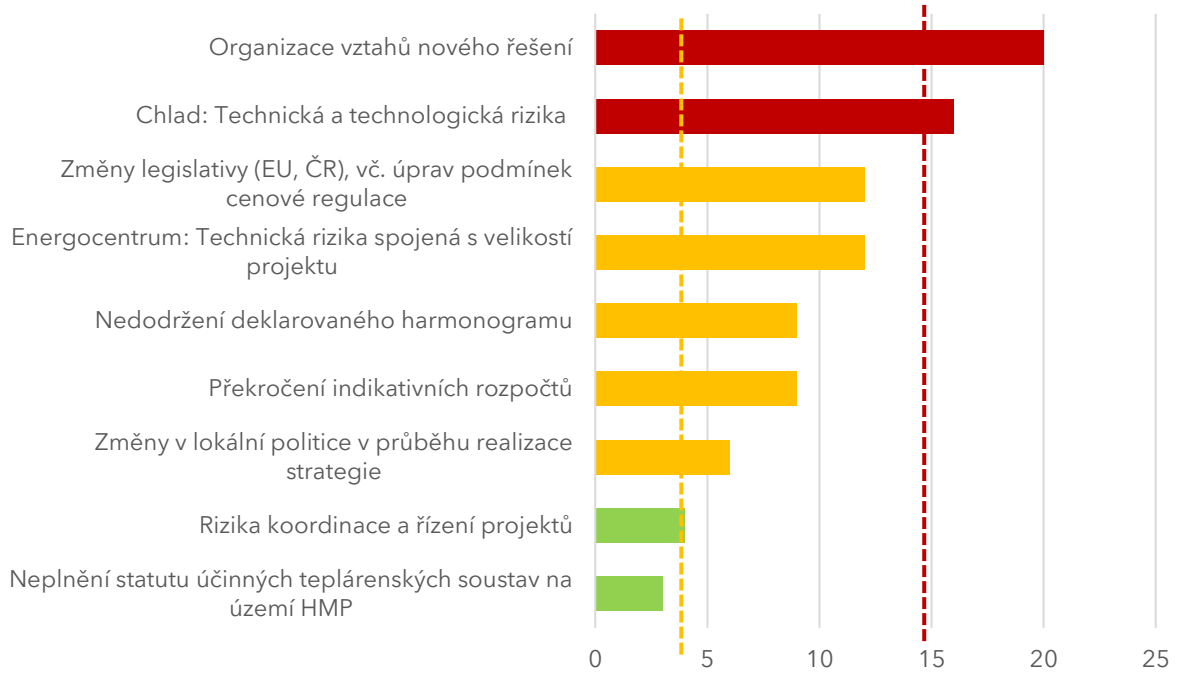
Míra rizika	Riziko	Pravděpodobnost výskytu	Dopad událostí	Opatření k řízení rizika	Kat.
20	**Organizace vztahů** nového řešení: Potenciální riziko spojené s nastavením vztahů mezi jednotlivými subjekty (městští vs. soukromí stakeholdeři, rozdíly zájmů atp.)	4	5	Zásadní organizační riziko. V případě jeho plné expozice, tj. nedohody základního rámce nového organizačního řešení mezi hlavními stakeholdery v oblasti teplárenství v Praze může dojít až k fatálnímu selhání hlavních částí navrhovaného řešení. Riziko bylo mitigováno především komunikací se všemi zamýšlenými aktéry ohledně připravovaných návrhů. Ta však v průběhu implementace Strategie musí pokračovat společně s dalšími kroky (např. závazný organizační a rozhodovací rámec) až do podoby finálního ustanovení nové organizační struktury.	Organizační
16	**Chlad**: Technická a technologická rizika spojená s dimenzí projektu	4	4	V tématu zásobování chladem je stále celá řada technologických (využití dostatečně dimenzovaných TČ a problematika zpětného využití odpadního tepla do CZT) i provozních otazníků. Technologicky se nejedná o standardizované řešení, které je již běžně k dispozici, a proto lze očekávat celou řadu technických, ekonomických i časových rizik. V rámci mitigace rizika je mimo jiné nutné zpracovat např. hlubší technicko-ekonomické posouzení, pilotně ověřit danou technologii a následně etapizovat jednotlivé kroky.	Technické
12	**Energocentrum**: Technická rizika spojená s velikostí projektu	4	3	V rámci výstavby EGC byla definována základní rizika spojená s použitou technologií, resp. jejími parametry. Vzhledem k tomu, že projekty takového rozsahu nejsou stále standardní, dá se očekávat řada problémů již ve stavební a provozní části EGC, které mohou do určité míry zvýšit investiční náklady, případně mít dopad do harmonogramu tohoto projektu.	Technické

12	**Změny legislativy** (EU, ČR), vč. úprav podmínek cenové regulace	3	4	Mezi rizika s potenciální schopností ovlivnit naplňování Strategie patří i globální vlivy typu změna politik (úroveň EU, ČR, region). Ty mohou mít zásadní dopad na schopnosti a možnosti realizace jednotlivých projektů. V rámci mitigace lze s těmito riziky počítat pouze v omezené míře, nicméně je nezbytné sledovat vývoj a včas reagovat na případné změny.	Regulatorní
9	**Překročení** indikativních **rozpočtů**	3	3	Indikativní finanční rozpočet byl sestavován na základě expertních odhadů a vztažen k dnešním cenám. Je nutné upozornit na to, že v principu není možné obsáhnout neočekávané tržní i technické vlivy, případně komplikace v návaznosti například na již zmíněná rizika. V rámci mitigace je vhodné nastavit minimálně mechanismus pravidelné aktualizace očekávaných nákladů.	Ekonomické
9	**Nedodržení** deklarovaného **harmonogramu**	3	3	Naplňování Strategie v celé své šíři je zajisté velmi časově, finančně, logisticky i lidsky náročný proces, který přímo i nepřímo ovlivňuje celá řada faktorů. Je zde tedy poměrně nezanedbatelná pravděpodobnost dílčího opoždění harmonogramu naplňování Strategie. V rámci mitigace tohoto rizika je nezbytné řádně komunikovat celkový proces a zajistit kapacitně adekvátní projektové řízení (milníky, reporting, vlastník rizika, eskalace a aktualizace harmonogramu).	Organizační
6	**Změny v lokální politice** v průběhu realizace strategie	3	2	Riziko spočívá v potenciálně omezené kontinuitě prací na implementaci Strategie v souvislosti se změnou politického zastoupení v důsledku voleb. Je nezbytné průběžně a dostatečně včas zajistit podporu Strategie a jejích pilotních částí napříč politickým spektrem.	Institucionální
4	Rizika **koordinace** a **řízení projektů**	1	4	Špatná koordinace naplňování Strategie a jednotlivých klíčových projektů může způsobit, že se jejich realizace bude protahovat, bude docházet k prodlevám a případným ekonomickým ztrátám. Je nutné zajistit dostatečně kvalifikovanou koordinaci implementace Strategie.	Organizační

3	**Neplnění statutu účinných teplárenských soustav** na území HMP	1	3	Statut účinné soustavy je definován dle základních parametrů uvedených ve Směrnici EED a jejím transponovaném znění v národní legislativě (zák. č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie). Bez tohoto statutu mimo jiné hrozí omezení připojování nových odběratelů do daných sítí, zvýšení rizika odpojování od soustavy atp. Vzhledem k současnému stavu na území HMP i tomu, že se jedná o tržní prostředí, lze říci, že je toto riziko poměrně nízké.	Technické/regulatorní

Zdroj: vlastní zpracování

Graf 29: Analýza rizik



Zdroj: vlastní zpracování

7 BIBLIOGRAFIE

[1] MZP, „Metodický pokyn k monitorování a vykazování emisí ze spalování odpadu v EU ETS," 22 04 2024. [Online]. Available: https://mzp.gov.cz/system/files/2024-08/opok_metodicky_pokyn_odpady_v_euets_20240509.pdf. [Přístup získán 06 2026].

[2] MPO, „Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu," prosinec 2024. [Online]. Available: https://mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/2025/10/Vnitrostatni-plan-Ceske-republiky-v-oblasti-energetiky-a-klimatu.pdf. [Přístup získán 06 2026].

[3] Evropská komise, „Zpráva o cenách energií a nákladech na energie v Evropě," 26 02 2025. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:52025DC0072. [Přístup získán 06 2026].

[4] protergia.gr, „Useful information about TTF & Prices per month," 2026. [Online]. Available: https://www.protergia.gr/en/home/natural-gas/ttf-prices-per-month/. [Přístup získán 06 2026].

[5] IEA, „World Energy Outlook 2024," 10 2024. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf. [Přístup získán 06 2026].

[6] Prognos/vbw, „Strompreisprognose (predikce ceny elektřiny)," 2024. [Online]. Available: https://www.prognos.com/sites/default/files/2026-03/Strompreisprognose_2024_v4-(002).pdf. [Přístup získán 06 2026].

[7] G. Mantulet, A. Peffen a S. Cail, „CO2 predikce forecast under the EU ETS," 11 2023. [Online]. Available: https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/carbon-price-forecast-under-eu-ets.pdf. [Přístup získán 06 2026].

[8] Evropská komise, „EU ETS 2," [Online]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en?utm_source=chatgpt.com. [Přístup získán 06 2026].

[9] H. Chang, K. Harrison, M. Williams a K. Schelling, „EU ETS II Pricing," 17 09 2025. [Online]. Available: https://assets.bbhub.io/promo/sites/16/EU_ETS_II_Pricing_Scenarios_Balancing_Cuts_and_Costs.pdf. [Přístup získán 06 2026].

[10] Y. Melakh, „The State of the EU ETS 2: Europe's New Carbon Market," 14 03 2025. [Online]. Available: https://www.clearbluemarkets.com/knowledge-base/the-state-of-the-eu-ets-2-europes-new-carbon-market?utm_source=chatgpt.com. [Přístup získán 06 2026].

[11] ICE, „EUA Daily Future," [Online]. Available: https://www.ice.com/products/18709519/EUA-Daily-Future. [Přístup získán 06 2026].

[12] ČEPS, „Zdrojová přiměřenost," [Online]. Available: https://www.ceps.cz/cs/zdrojova-primerenost. [Přístup získán 06 2026].

[13] FAU, „High electricity prices and more price fluctuations," 17 01 2025. [Online]. Available: https://www.fau.eu/2025/01/news/research/the-scenario-high-electricity-prices-and-more-price-fluctuations-until-2030/. [Přístup získán 06 2026].

[14] ERÚ, „Cenový výměr č. 13/2025, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, ve znění cenového výměru č. 15/2025 a cenového výměru č. 1/2026," [Online]. Available: https://eru.gov.cz/cenove-vymery.

[15] a. Energotrans, „NEN - veřejné zakázky," 26 01 2023. [Online]. Available: https://nen.nipez.cz/verejne-zakazky/detail-zakazky/N006-23-V00001790. [Přístup získán 06 2026].

[16] a. energotrans, „NEN - veřejné zakázky," 02 09 2025. [Online]. Available: https://nen.nipez.cz/verejne-zakazky/detail-zakazky/N006-25-V00028966. [Přístup získán 06 2026].

[17] B. Peterová, „Paroplynový zdroj v Mělníku," 22 05 2025. [Online]. Available: https://www.cez.cz/nextcez/cs/pro-media/tiskove-zpravy/v-melniku-vznikne-nejvetsi-paroplynovy-teplarensky-zdroj-v-cesku-220703. [Přístup získán 25 05 2026].

[18] Everllence SE, „TheinEnergie Cologne," [Online]. Available: https://www.everllence.com/docs/default-source/energy-factsheets/heat-pump-fact-sheets/everllence_factsheet_cologne.pdf?sfvrsn=abe1ea5b_5. [Přístup získán 2026].

[19] M. Hines, „Ammonia Heat Pumps to Power New MAN Energy Solutions 150MW District Heating Plant in Cologne," 18 12 2024. [Online]. Available: https://naturalrefrigerants.com/news/ammonia-heat-pumps-to-power-new-man-energy-solutions-150mw-district-heating-plant-in-cologne/. [Přístup získán 2026].

[20] I. J. Myslivec, „Využití nízkopotenciálního tepla odpadních vod z ÚČOV Praha," Aqua Procon, Praha, 2022.

[21] Heat pumps Center, „Project 68," 02 12 2025. [Online]. Available: https://heatpumpingtechnologies.org/publications/project-68-industrial-high-temperature-heat-pumps-task-1-technologies-2025/. [Přístup získán 2026].

[22] Hlavní město Praha, „Závěrečná zpráva o výsledcích pracovní skupiny pro územní plán.," 2024. [Online].

[23] M. Chinello, S. Bordignon, M. Marigo, L. Pockelé, A. Di Bella a M. De Carli, „Assessment of cooling demand for buildings in Europe," 15 June 2026. [Online]. Available:

https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778826005001?via%3Dihub. [Přístup získán 11 05 2026].

[24] peníze.cz, „Praha1, Praha2," [Online]. Available: https://regiony.penize.cz/7-d500054-mestska-cast-praha-1. [Přístup získán 2026].

[25] Jiojio, „Venkovní jednotky," scientificamerican, 16 06 2023. [Online]. Available: https://www.scientificamerican.com/article/new-air-conditioning-technology-could-be-the-future-of-cool1/. [Přístup získán 07 05 2026].

[26] AriAcqua, „Air cooled liquid chiller - Super low noise acoustic configuration 228 - 867 kW," [Online]. Available: https://www.ariacqua.it/en/home/50-3647-air-cooled-liquid-chiller-super-low-noise-acoustic-configuration-228-867-kw.html#/173-super_silent_acoustic_configuration_options-. [Přístup získán 2026].

[27] MPO, „Hodnota emisního faktoru CO2 z výroby a spotřeby elektřiny v roce 2025," 4 2026. [Online]. Available: https://mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/statistika/elektrina-a-teplo/2026/4/Metodika-emisni-faktor-CO2_elektrina_2025.pdf . [Přístup získán 06 2026].

SEZNAM POUŽITÝCH ZKRATEK

APS	Scénář oznámených závazků (Announced Pledges Scenario)
BK	Bloková kotelna
CAPEX	Investiční náklady (Capital Expenditure)
COP	Koeficient výkonnosti (Coefficient of Performance)
CZCH	Centralizované zásobování chladem
CZT	Centralizované zásobování teplem
ČHMÚ/CHMI	Český hydrometeorologický ústav
ČR	Česká republika
ČSN	Česká technická norma
DN	Dlouhodobý normál
DPH	Daň z přidané hodnoty
EEA	Evropská agentura pro životní prostředí (European Environment Agency)
EED	Směrnice o energetické účinnosti (Energy Efficiency Directive)
EER	Energetický poměr účinnosti (Energy Efficiency Ratio)
EGC	Energocentrum
EIA	Posouzení vlivu na životní prostředí (Environmental Impact Assessment)
EIB	Evropská investiční banka
EMĚ	Elektrárna Mělník
EN	Evropská norma (European Norm)
EPBD	Směrnice o energetické náročnosti budov (Energy Performance of Buildings Directive)
ERÚ	Energetický regulační úřad
ETS	Evropský systém obchodování s emisními povolenkami
EU	Evropská unie
EUA	Emisní povolenka EU (European Union Allowance)
FVE	Fotovoltaická elektrárna
GWP	Potenciál globálního oteplování (Global Warming Potential)
HCFO	Hydrochlorofluoroolefin
HDP	Hrubý domácí produkt
HFO	Hydrofluoroolefin
HMP	Hlavní město Praha
HPP	Hrubá podlažní plocha
IEA	Mezinárodní energetická agentura (International Energy Agency)
IPCC	The Intergovernmental Panel on Climate Change
IPR	Institut plánování a rozvoje hlavního města Prahy
JASPERS	Joint Assistance to Support Projects in European Regions
KGJ	Kogenerační jednotka
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LCOH	Nákladová cena tepla (Levelised Cost of Heat)
LNG	Zkapalněný zemní plyn (Liquefied Natural Gas)
MAF	Střednědobé hodnocení zdrojové přiměřenosti (Mid-term Adequacy Forecast)
MaR	Měření a regulace

MCA	Multikriteriální analýza
MHMP	Magistrát hlavního města Prahy
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
NIR	Národní inventarizační zpráva (National Inventory Report)
NPV	Čistá současná hodnota (Net Present Value)
NZE	Scénář čistých nulových emisí (Net Zero Emissions)
ODP	Potenciál poškozování ozonové vrstvy (Ozone Depletion Potential)
OPŽP	Operační program Životní prostředí
OTE	Operátor trhu s elektřinou a plynem (OTE, a.s.)
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PENB	Průkaz energetické náročnosti budovy
PESTLE	Politické, ekonomické, sociální, technologické, legislativní a environmentální (Political, Economic, Social, Technological, Legal, Environmental)
PFAS	Per- a polyfluorované alkylové látky
PK	Plynová kotelna / Plynové kotle
PN	Jmenovitý (provozní) tlak
POZE	Podpora obnovitelných zdrojů energie
PPAS	Pražská plynárenská, a.s.
PPC	Paroplynový cyklus
PSAS	Pražské služby, a.s.
PSÚP	Pracovní skupina pro územní plán
PT	Pražská teplárenská a.s.
RED	Směrnice o obnovitelné energii (Renewable Energy Directive)
REZZO	Registr emisí a zdrojů znečišťování ovzduší
SLA	Smlouva o úrovni služeb (Service Level Agreement)
STEPS	Scénář současných politik (Stated Policies Scenario)
STHMP	Strategie teplárenství hlavního města Prahy
SWOT	silné, slabé stránky, možnosti a nebezpečí (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats)
TČ	Tepelné čerpadlo
THOL4	Teplárna Holešovice
TTF	Title Transfer Facility (evropská referenční cena zemního plynu)
TUV	Teplá užitková voda
ÚČOV	Ústřední čistírna odpadních vod
UHI	Městský tepelný ostrov (Urban Heat Island)
VEPA	Veolia Energie Praha, a.s.
VN	Vysoké napětí
VON	Vedlejší a ostatní náklady
VRN	Vedlejší rozpočtové náklady
VS	Výměníková stanice
VVN	Velmi vysoké napětí
WACC	Vážené průměrné náklady kapitálu (Weighted Average Cost of Capital)
WEO	World Energy Outlook (publikace IEA)
ZEVO	Zařízení pro energetické využívání odpadu
ZP	Zemní plyn

SEZNAM TABULEK, GRAFŮ A OBRÁZKŮ

Seznam tabulek

Tabulka 1: Jednotlivé hladiny pro vybrané komodity 9
Tabulka 2: Uvažované lokality a jejich potřeba tepla 12
Tabulka 3: Shrnutí Pilíře 1 15
Tabulka 4: Zdroje pro soustavu pravého břehu 17
Tabulka 5: Shrnutí Pilíře 3 18
Tabulka 6: Vybrané varianty a jejich orientační investice 22
Tabulka 7: Počet denostupňů (Praha) 30
Tabulka 8: Emisní faktory 40
Tabulka 9: Podíl jednotlivých druhů paliv a energie na hrubé výrobě elektřiny 40
Tabulka 10: Shrnutí výhledu ceny zemního plynu 43
Tabulka 11: Shrnutí výhledu cen emisních povolenek 45
Tabulka 12: Shrnutí výhledu ceny elektřiny 47
Tabulka 13: Referenční cenové předpoklady jednotlivých komodit 48
Tabulka 14: Zvolené ceny energií z pohledu regulovaných složek pro distribuci zemního plynu 49
Tabulka 15: Regulované složky ceny elektřiny – energocentrum 49
Tabulka 16: Regulované složky ceny elektřiny – tepelná čerpadla 50
Tabulka 17: Výsledné modelové ceny energií pro další výpočty 51
Tabulka 18: Struktura modelové ceny tepla 53
Tabulka 19: Souhrnný přehled uvažovaných významných zdrojů tepla 56
Tabulka 20: Harmonogram transformace elektrárny Mělník 56
Tabulka 21: Shrnutí analytické části podle metodiky JASPERS 60
Tabulka 22: Stanovení cílů podle metodiky JASPERS 64
Tabulka 23: Analýza variant podle metodiky JASPERS 67
Tabulka 24: Definice opatření podle metodiky JASPERS 68
Tabulka 25: Jednotlivé lokality a jejich odhadované roční potřeby tepla 76
Tabulka 26: Karta varianty 0 Pilíře 1 80
Tabulka 27: Emisní bilance v lokalitě Juliska a Veleslavín 82
Tabulka 28: Emisní bilance v lokalitě Pražský hrad, Bubeneč a Hradčany 83
Tabulka 29: Emisní bilance v lokalitě Hradčanská a Letná 83
Tabulka 30: Emisní bilance v lokalitě Bubny-Zátory 84
Tabulka 31: Emisní bilance v lokalitě Prahy 1 a Prahy 2 85
Tabulka 32: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 0 Pilíře 1 85
Tabulka 33: Jednotlivé lokality a jejich potřeba tepla a emise CO_2 ve variantě 0 Pilíře 1 86
Tabulka 34: Modelová cena tepla ve variantě 0 Pilíře 1 87
Tabulka 35: Karta varianty 1 Pilíře 1 88
Tabulka 36: Scénář B1b: Modelové pokrytí výroby tepla – pravá větev 92
Tabulka 37: Shrnutí investičních nákladů pro variantu 1 Pilíře 1 96
Tabulka 38: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 1 Pilíře 1 97
Tabulka 39: Jednotlivé lokality a jejich potřeba tepla a emise CO_2 ve variantě 1 Pilíře 1 98
Tabulka 40: Modelová cena tepla ve variantě 1 Pilíře 1 98
Tabulka 41: Karta varianty 2 Pilíře 1 99
Tabulka 42: Roční výroba tepla pro zdroj Veleslavín a EGC 103
Tabulka 43: Shrnutí investičních nákladů pro variantu 2 Pilíře 1 105
Tabulka 44: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 2 Pilíře 1 108

Tabulka 45: Jednotlivé lokality a jejich potřeba tepla a emise CO_2 ve variantě 2 Pilíře 1 108
Tabulka 46: Modelová cena tepla ve variantě 2 Pilíře 1 109
Tabulka 47: Shrnutí Pilíře 1 112
Tabulka 48: Seznam blokových kotelen společnosti VEPA 114
Tabulka 49: Imisní limity NO_2 119
Tabulka 50: Karta varianty 0 Pilíře 2 124
Tabulka 51: Modelové pokrytí výroby tepla 126
Tabulka 52: Pilíř 2 – varianta 0: lokální pohled, výroba tepla z KVET 127
Tabulka 53: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 0 Pilíře 2 129
Tabulka 54: Emisní bilance varianty 0 Pilíře 2 129
Tabulka 55: Modelová cena tepla ve variantě 0 Pilíře 2 130
Tabulka 56: Karta varianty 1 Pilíře 2 131
Tabulka 57: Modelové pokrytí výroby tepla 134
Tabulka 58: Výpis potenciálního umístění KVET 135
Tabulka 59: Výpis označení kotelny a její výpočetní roční výroba tepla z KVET 136
Tabulka 60: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 1 Pilíře 2 139
Tabulka 61: Emisní bilance varianty 1 Pilíře 2 139
Tabulka 62: Modelová cena tepla ve variantě 1 Pilíře 2 140
Tabulka 63: Karta varianty 2 Pilíře 2 141
Tabulka 64: Modelové pokrytí výroby tepla 144
Tabulka 65: Přehled uvažovaných potenciálů instalace TČ pro variantu 2 Blokových kotelen 145
Tabulka 66: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 2 Pilíře 2 148
Tabulka 67: Emisní bilance varianty 2 Pilíře 2 149
Tabulka 68: Modelová cena tepla ve variantě 2 Pilíře 2 149
Tabulka 69: Shrnutí jednotlivých variant pro blokové kotelny 151
Tabulka 70: Shrnutí Pilíře 2 – provoz KGJ 3 300 hodin, TČ 6 000 hodin 153
Tabulka 71: Souhrnná bilance všech lokalit při využití biometanu pro variantu 2 154
Tabulka 72: Karta varianty 0 Pilíře 3 158
Tabulka 73: Shrnutí zdrojů tepla ve variantě 0 v Pilíři 3 161
Tabulka 74: Modelové pokrytí výroby tepla varianty 0 Pilíře 3 161
Tabulka 75: Emise CO_2 podle zdroje tepla ve variantě 0 Pilíře 3 161
Tabulka 76: Orientační investiční rámec zdrojů uvažovaných ve variantě 0 Pilíře 3 162
Tabulka 77: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 0 Pilíře 3 163
Tabulka 78: Emisní bilance varianty 0 Pilíře 3 163
Tabulka 79: Modelová cena tepla ve variantě 0 Pilíře 3 164
Tabulka 80: Karta varianty 1 Pilíře 3 165
Tabulka 81: Výpis zdrojů ve variantě 1 v Pilíři 3 168
Tabulka 82: Modelové pokrytí výroby tepla varianty 1 Pilíře 3 168
Tabulka 83: Emise CO_2 podle zdroje tepla ve variantě 1 Pilíře 3 169
Tabulka 84: Orientační investiční rámec zdrojů uvažovaných ve variantě 1 Pilíře 3 169
Tabulka 85: Shrnutí podílu výrob tepla ve variantě 1 Pilíře 3 170
Tabulka 86: Emisní bilance varianty 1 Pilíře 3 171
Tabulka 87: Modelová cena tepla ve variantě 1 Pilíře 3 171
Tabulka 88: Karta varianty 2 Pilíře 3 172
Tabulka 89: Shrnutí zdrojů ve variantě 2 Pilíře 3 175
Tabulka 90: Modelové pokrytí výroby tepla varianty 2 Pilíře 3 176
Tabulka 91: Emise CO_2 podle zdroje tepla ve variantě 2 Pilíře 3 177
Tabulka 92: Orientační investiční rámec zdrojů uvažovaných ve variantě 2 Pilíře 3 178
Tabulka 93: Modelové pokrytí výroby tepla varianty 2 Pilíře 3 179
Tabulka 94: Emisní bilance varianty 2 Pilíře 3 179

Tabulka 95: Modelová cena tepla ve variantě 2 Pilíře 3 180
Tabulka 96: Karta integrovaného provozu soustavy pravého a levého břehu Vltavy pro Pilíř 3 181
Tabulka 97: Modelové pokrytí výroby tepla 185
Tabulka 98: Shrnutí podílu výrob tepla pro integrovanou variantu Pilíře 3 187
Tabulka 99: Emisní bilance pro integrovanou variantu Pilíře 3 187
Tabulka 100: Modelová cena tepla integrovaného provozu soustav PT a EGC 188
Tabulka 101: Shrnutí Pilíře 3 191
Tabulka 102: Výpis výroby tepla ve variantě 2 s využitím biometanu 192
Tabulka 103: Shrnutí integrované varianty s využitím biometanu 193
Tabulka 104: Rozvojové oblasti – potenciální rozčlenění 196
Tabulka 105: Výpis vhodných lokalit pro napojení do soustavy PT 200
Tabulka 106: Výpis vhodných lokalit pro napojení do soustavy ZEVO Malešice a PT 200
Tabulka 107: Výpis vhodných lokalit pro samostatné řešení v kombinaci s VEPA 201
Tabulka 108: Výpis vhodných lokalit pro samostatné řešení v kombinaci s VEPA a jejich potřebný instalovaný výkon 202
Tabulka 109: Výpis vhodných lokalit pro samostatné řešení v kombinaci s PT 203
Tabulka 110: Výpis vhodných lokalit pro samostatné řešení v kombinaci s PT a jejich minimální instalovaný výkon 203
Tabulka 111: Shrnutí skupin uvažovaných rozvojových lokalit 205
Tabulka 112: Orientační odhad investičních nákladů pro skupiny rozvojových lokalit v Pilíři 4 206
Tabulka 113: Modelová cena tepla v Pilíři 4 pro rozvojová území se samostatným řešením 207
Tabulka 114: Společné technické a ekonomické ukazatele výroby a prodeje chladu 208
Tabulka 115: Zdroj, kritérium a výsledek jednotlivých modelů pro výpočet potřeby chladu na P1/P2 210
Tabulka 116: Typ dní a jejich rozložení pro výpočet 210
Tabulka 117: Karta varianty 0 Pilíře 5 213
Tabulka 118: Technologické a ekonomické ukazatele splitů 215
Tabulka 119: Shrnutí splitů pro jednotlivé oblasti v Praze 217
Tabulka 120: Karta varianty 1 Pilíře 5 218
Tabulka 121: Technologické a ekonomické ukazatele chillerů 220
Tabulka 122: Shrnutí chillerů pro jednotlivé oblasti v Praze 222
Tabulka 123: Karta varianty 2 Pilíře 5 223
Tabulka 124: Technologické a ekonomické ukazatele pro CZCH 225
Tabulka 125: Specifické technologické ukazatele pro CZCH na P1/P2 227
Tabulka 126: Délky jednotlivých potrubí v rozvojových lokalitách 228
Tabulka 127: Shrnutí CZCH pro jednotlivé oblasti v Praze 229
Tabulka 128: Karta varianty 3 Pilíře 5 230
Tabulka 129: Technologické a ekonomické ukazatele pro TČ + CZT 232
Tabulka 130: Shrnutí TČ + CZT pro jednotlivé oblasti v Praze 234
Tabulka 131: Souhrnná komparace IN a PN pro vybrané lokality 236
Tabulka 132: Shrnutí emisí CO_2 v jednotlivých lokalitách dle variant 238
Tabulka 133: Ceny jednotlivých komodit pro provozovatele zařízení 239
Tabulka 134: Porovnání cen tepla pro technologie, které s nimi dále obchodují 240
Tabulka 135: Rozdělení skupin uvažovaných rozvojových lokalit 242
Tabulka 136: Porovnání jednotlivých variant pro oblast Holešovice Bubny-Zátory 243
Tabulka 137: Zvolené varianty 245
Tabulka 138: Dopady zvolených variant na DS elektřiny 246
Tabulka 139: Rámcový harmonogram Pilíře 1 258
Tabulka 140: Dílčí opatření pro etapizaci energocentra a tepelné infrastruktury 259

Tabulka 141: Rozdělení příprav levé a pravé větve....260
Tabulka 142: Rozdělení dílčích opatření pro zajištění špičkování a zálohy zdrojů....261
Tabulka 143: Rozdělení dílčích opatření pro koordinované připojování odběratelů a stabilizaci ceny tepla....262
Tabulka 144: Rámcový harmonogram pro Pilíř 2....264
Tabulka 145: Dílčí opatření pro splnění podmínek účinné soustavy po roce 2035....265
Tabulka 146: Dílčí opatření pro snižování emisí....266
Tabulka 147: Dílčí opatření pro zachování ceny tepla....268
Tabulka 148: Rámcový harmonogram pro etapizaci Pilíře 3....269
Tabulka 149: Dílčí opatření pro dokončení transformace zdrojové základny soustavy PT....270
Tabulka 150: Dílčí opatření pro přípravu provozního propojení s energocentrem....271
Tabulka 151: Dílčí opatření pro další navyšování podílu OZE....272
Tabulka 152: Dílčí opatření pro zachování přijatelné ceny tepla....273
Tabulka 153: Dílčí opatření pro zavedení jednotného postupu pro energetické posouzení rozvojových lokalit....274
Tabulka 154: Dílčí opatření rozvojových lokalit pro napojení do soustavy PT a ZEVO Malešice....275
Tabulka 155: Dílčí opatření pro přípravu lokálních OZE soustav mimo dosah PT....276
Tabulka 156: Dílčí opatření pro samostatné posouzení velkých rozvojových území Letňan a Bohdalec....276
Tabulka 157: Dílčí opatření pro nastavení investičního, provozního a cenového modelu pro nové lokální soustavy....277
Tabulka 158: Dílčí opatření pro stanovení standardu zásobování chladem v historickém centru....279
Tabulka 159: Dílčí opatření pro strategickou integraci chlazení v lokalitě Holešovice Bubny-Zátory....280
Tabulka 160: Dílčí opatření pro podmíněné využití chlazení s vazbou na CZT ve Skupině 1 a Skupině 4....281
Tabulka 161: Dílčí opatření pro objektová řešení chlazení v lokalitách bez vazby na CZT....282
Tabulka 162: Přehled doporučených variant zásobování chladem pro lokality HMP....283
Tabulka 163: Výběr dalších významných subjektů na území HMP....286
Tabulka 164: Shrnutí plnění povinností účinné soustavy zásobování teplem pro Pilíř 1294
Tabulka 165: Shrnutí plnění povinností účinné soustavy zásobování teplem pro Pilíř 2295
Tabulka 166: Shrnutí plnění povinností účinné soustavy zásobování teplem pro Pilíř 3296
Tabulka 167: Obecné vymezení rizik na základě pravděpodobnosti a dopadu....298
Tabulka 168: Obecné vymezení rizik na základě pravděpodobnosti a dopadu (diagram)....299
Tabulka 169: Definice pravděpodobnosti a dopadu události....299
Tabulka 170: Analýza rizik....300

Seznam grafů

Graf 1: Roční potřeba tepla CZT....9
Graf 2: Vizualizace potřeby tepla v uvažovaných lokalitách pro Energocentrum....14
Graf 3: Vizualizace emisí z výroby tepla a podílu KVET jednotlivých variant Pilíře 3....19
Graf 4: Environmentální hodnocení Pilíře 3....19
Graf 5: Roční pokrytí výroby tepla řešených soustav CZT v Praze....23
Graf 6: Bilance emisí CO_2 soustav CZT: PT, VEPA a Energocentra (výchozí stav vs. nový stav, měsíční bilance)....23
Graf 7: Předpokládané rozložení celkové investice v průběhu let do celého systému....24

Graf 8: Trend počtu denostupňů v Praze mezi lety 2000 až 2025 29
Graf 9: Trend vývoje měrné spotřeby tepla na denostupeň v Praze 30
Graf 10: Roční diagram trvání potřeby tepla sítě PT (příklad) 31
Graf 11: Měsíční rozdělení spotřeby tepla v Praze (2021–2023) 32
Graf 12: Počet dnů za rok s teplotami nižšími než −10 °C (2000–2025) 33
Graf 13: Roční diagram trvání potřeby tepla sítě EGC – pravá větev – varianta 1 Pilíře 1 92
Graf 14: Roční diagram trvání potřeby tepla sítě EGC – levá větev – varianta 2 Pilíře 1 103
Graf 15: Environmentální hodnocení: porovnání emisí CO_2 – Pilíř 1 110
Graf 16: Roční diagram trvání potřeby tepla – modelový příklad KVET – Pilíř 2 117
Graf 17: Roční diagram trvání potřeby tepla – modelový příklad výroby z TČ – Pilíř 2 . 122
Graf 18: Roční diagram trvání potřeby tepla – Blokové kotelny – varianta 0 Pilíř 2 126
Graf 19: Roční diagram trvání potřeby tepla – globální pohled – varianta 1 Pilíře 2 133
Graf 20: Roční diagram výroby tepla – Lokální pohled KVET – varianta 1 Pilíře 2 138
Graf 21: Roční diagram trvání potřeby tepla – Globální pohled – varianta 2 Pilíře 2 143
Graf 22: Roční diagram trvání potřeby tepla – Lokální pohled – varianta 2 Pilíře 2 147
Graf 23: Environmentální hodnocení: porovnání emisí CO_2 – Pilíř 2 152
Graf 24: Roční diagram trvání potřeby tepla sítě PT – varianta 0 Pilíře 3 160
Graf 25: Roční diagram trvání potřeby tepla sítě PT – varianta 1 Pilíře 3 167
Graf 26: Roční diagram trvání potřeby tepla PT – varianta 2 Pilíře 3 175
Graf 27: Roční diagram trvání potřeby tepla pro integrovanou variantu Pilíře 3 184
Graf 28: Environmentální hodnocení: porovnání emisí CO_2 – Pilíř 3 189
Graf 29: Analýza rizik 302

Seznam obrázků

Obrázek 1: Levá větev uvažovaného Energocentra 13
Obrázek 2: Pravá větev uvažovaného Energocentra 13
Obrázek 3: Mapa významných rozvojových lokalit 20
Obrázek 4: Účinnost na základě struktury dodávek tepla 36
Obrázek 5: Uvažované připojitelné oblasti – Levá větev 73
Obrázek 6: Uvažované připojitelné oblasti – Pravá větev 73
Obrázek 7: Mapa blokových kotelen – Pilíř 2 115
Obrázek 8: Modelová průměrná roční koncentrace NO2 v okolí kotelen VEPA 120
Obrázek 9: Mapa soustavy Pražské teplárenské – Pilíř 3 156
Obrázek 10: Mapa významných rozvojových lokalit ze Závěrečné zprávy PSÚP 196
Obrázek 11: Ukázka venkovní fasády budovy s venkovními jednotkami 215
Obrázek 12: Chiller 220
Obrázek 13: Pilíř 1 – síť Energocentrum – levá větev – Etapa 0 249
Obrázek 14: Pilíř 1 – síť Energocentrum – levá větev – Etapa 1 250
Obrázek 15: Pilíř 1 – síť Energocentrum – levá větev – Etapa 2 251
Obrázek 16: Pilíř 1 – síť Energocentrum – levá větev – Etapa 3 252
Obrázek 17: Pilíř 1 – síť Energocentrum – pravá větev – Etapa 0 253
Obrázek 18: Pilíř 1 – síť Energocentrum – pravá větev – Etapa 1 254
Obrázek 19: Pilíř 1 – síť Energocentrum – pravá větev – Etapa 2 256

Příloha č. 2 k usnesení Zastupitelstva HMP č. 36/4 ze dne 10. 9. 2026

STRATEGIE TEPLÁRENSTVÍ HLAVNÍHO MĚSTA PRAHY

Rozvoj zdrojů pro teplárenskou síť Prahy

PŘÍLOHY DOKUMENTU

ČVUT

UCEEB

OBSAH

OBSAH 2

PŘÍLOHA Č. 1: ROZKLAD ORIENTAČNÍCH INVESTIČNÍCH NÁKLADŮ PILÍŘE 1 – ENERGOCENTRUM 3

1.1 SOUHRN ORIENTAČNÍCH INVESTIČNÍCH NÁKLADŮ VARIANT PILÍŘE 1 3
1.2 ROZKLAD INVESTIČNÍCH NÁKLADŮ ENERGOCENTRA ÚČOV 4
1.3 ROZKLAD INVESTIČNÍCH NÁKLADŮ TEPELNÉ INFRASTRUKTURY PRAVÉ VĚTVE 5
1.4 ROZKLAD INVESTIČNÍCH NÁKLADŮ TEPELNÉ INFRASTRUKTURY LEVÉ VĚTVE 7

PŘÍLOHA 2: DALŠÍ PROJEKTY S VAZBOU NA PRAŽSKÉ SOUSTAVY CZT 8

2.1 NOVÝ ZDROJ MALEŠICE (EPH) 8
2.2 KOGENERAČNÍ JEDNOTKY NA CÍSAŘSKÉM OSTROVĚ 9
2.3 PŘIPOJENÍ ÚSTŘEDNÍ VOJENSKÉ NEMOCNICE DO SOUSTAVY CZT 10
2.4 ROLE DIGITALIZACE V ROZVOJI TEPLÁRENSTVÍ 11

PŘÍLOHA 3: ANALÝZA ZDROJOVÉ ZÁKLADNY HLAVNÍHO MĚSTA PRAHA 12

3.1 ZDROJOVÁ ZÁKLADNA HLAVNÍHO MĚSTA PRAHA 12
3.2 UHLÍ 13
3.3 ZEMNÍ PLYN 13
3.4 KOMUNÁLNÍ ODPAD 13
3.5 BIOMASA 14
3.5.1 DOSTUPNOST PRO PRAHU A STŘEDOČESKÝ KRAJ 14
3.5.2 TECHNOLOGIE ORC V TEPLÁRENSTVÍ – PŘÍKLADY Z ČR A JEJICH ZKUŠENOSTI 14
3.6 VODNÍ ENERGIE 15
3.7 SLUNEČNÍ ZÁŘENÍ 15
3.7.1 VÝSTAVBA FOTOVOLTAICKÝCH ELEKTRÁREN 16
3.8 VĚTRNÁ ENERGIE 16
3.8.1 MÍSTNÍ POTENCIÁL VĚTRNÉ ENERGIE 16
3.9 GEOTERMÁLNÍ ENERGIE 17

BIBLIOGRAFIE 18

PŘÍLOHA Č. 1: ROZKLAD ORIENTAČNÍCH INVESTIČNÍCH NÁKLADŮ PILÍŘE 1 – ENERGOCENTRUM

Tato příloha uvádí podrobnější rozklad orientačních investičních nákladů pro Pilíř 1 – Energocentrum. Rozklad navazuje na investiční rámce uvedené v hlavní části Strategie pro variantu 1, tj. energocentrum ÚČOV pro pravou větev, a pro variantu 2, tj. energocentrum ÚČOV pro pravou i levou větev řešeného území.

Cílem přílohy je doložit základní skladbu investičních nákladů podle hlavních investičních celků, zejména zdrojové části energocentra ÚČOV, úprav zdroje THOL4, tepelné infrastruktury pravé větve a tepelné infrastruktury levé větve. U vybraných položek jsou uvedeny orientační technické rozsahy, délky tras, výkony, měrné cenové předpoklady a související koncepční přirážky.

Uvedené hodnoty nepředstavují položkový rozpočet, výkaz výměr ani závazný odhad realizační ceny. Jedná se o koncepční investiční odhad v cenové úrovni roku 2026, v Kč bez DPH, určený pro strategické porovnání variant. Skutečné investiční náklady budou záviset na výsledném technickém řešení, trasování, rozsahu etapizace, majetkoprávní přípravě, podmínkách správců infrastruktury, povolovacím procesu a cenách stavebních a technologických dodávek v době realizace.

1.1 Souhrn orientačních investičních nákladů variant Pilíře 1

Tabulka 1: Pilíř 1: Souhrn orientačních investičních nákladů

Investiční celek	Varianta 1 – EGC 90 MW, pravá větev	Varianta 2 – EGC 150 MW, pravá i levá větev	Poznámka
Energocentrum ÚČOV	6 290 606 tis. Kč	8 240 741 tis. Kč	zdrojová část EGC podle uvažovaného instalovaného výkonu
THOL4	101 650 tis. Kč	101 650 tis. Kč	doinstalovaný tepelný výkon až 47,5 MW
Tepelná infrastruktura – pravá větev	6 396 712 tis. Kč	6 396 712 tis. Kč	vyvedení tepla, VS, zasíťování Bubny-Zátory, P1/P2, kolektory, VRN / VON / PIČ
Tepelná infrastruktura – levá větev	–	2 769 017 tis. Kč	páteřní vedení, VS, průchody, rekonstrukce Julisky, zasíťování Hradčanské a Letné
Celkem	**12 788 968 tis. Kč**	**17 508 120 tis. Kč**	**cenová úroveň 2026, bez DPH**
Celkem zaokrouhleně	**12,79 mld. Kč**	**17,51 mld. Kč**	bez DPH

Zdroj: vlastní zpracování

1.2 Rozklad investičních nákladů energocentra ÚČOV

Investiční náklady energocentra ÚČOV vycházejí ze studie proveditelnosti „Využití nízkopotenciálního tepla odpadních vod z ÚČOV Praha", která byla zpracována v roce 2022. Tato studie představuje výchozí podklad pro stanovení investičních nákladů zdrojové části EGC, včetně stavebních objektů, provozních souborů, technologických částí a souvisejícího napojení na infrastrukturu.

Pro potřeby této Strategie byl původní investiční odhad aktualizován do cenové úrovně roku 2026. Aktualizace byla provedena orientační přirážkou ve výši 6 %, která zohledňuje vývoj cen průmyslových výrobců a stavebně-technologických dodávek mezi dobou zpracování studie proveditelnosti a cenovou úrovní této Strategie. Přirážka neslouží jako nový položkový rozpočet, ale jako koncepční přepočet původního odhadu pro účely porovnání variant.

Investiční náklady energocentra jsou dále upraveny podle uvažovaného instalovaného tepelného výkonu. Ve variantě 1 je uvažováno EGC o tepelném výkonu 90 MW, ve variantě 2 EGC o tepelném výkonu 150 MW. Část nákladů má fixní nebo pouze částečně výkonově závislý charakter, zejména stavební objekty, část připojení VVN, společné technologické zázemí, MaR, řídicí systémy a pomocné provozy. Z tohoto důvodu nejsou investiční náklady varianty 1 stanoveny prostým poměrem vůči výkonu varianty 2. Rozdíl mezi variantami je dán zejména rozsahem výkonově závislé technologické části, především tepelných čerpadel a navazujících provozních souborů.

Tabulka 2: Rozklad investičních nákladů energocentra ÚČOV

Skupina nákladů EGC	Varianta 1 – EGC 90 MW	Varianta 2 – EGC 150 MW	Poznámka
Stavební objekty EGC – SO	2 925 131 tis. Kč	2 925 131 tis. Kč	společná stavební část
Provozní soubory EGC – PS	2 349 225 tis. Kč	4 087 360 tis. Kč	výkonově závislá část, zejména tepelná čerpadla, strojovna TČ, čerpací stanice, napájení a řízení
Ostatní a vedlejší náklady EGC	318 000 tis. Kč	530 000 tis. Kč	ostatní, vedlejší a související náklady odpovídající rozsahu varianty
Část připojení VVN pro EGC	698 250 tis. Kč	698 250 tis. Kč	kabelové propojení 110 kV TR Podbaba–ÚČOV cca 2 × 3 km; navazující transformační a rozvodná část v areálu ÚČOV
Energocentrum celkem	**6 290 606 tis. Kč**	**8 240 741 tis. Kč**	odpovídá investičnímu rámci EGC uvedenému v hlavní části Strategie

Zdroj: vlastní zpracování

1.3 Rozklad investičních nákladů tepelné infrastruktury pravé větve

Tabulka 3: Rozklad investičních nákladů tepelné infrastruktury (pravá větev)

Investiční celek	Orientační rozsah / technický předpoklad	Měrný cenový předpoklad	Odhad bez DPH	Poznámka
Páteřní teplovod pravé větve – DN 700	cca 4,5 km, z toho cca 2,5 km uliční trasa a cca 2,0 km kolektor / technický koridor	cca 250 tis. Kč/m v uliční trase, cca 115 tis. Kč/m v kolektoru	855 000 tis. Kč	hlavní vyvedení výkonu z ÚČOV směrem do oblasti B-Z
Páteřní teplovod pravé větve – DN 500	cca 2 km v návaznosti na trasu do vnitřní části města	cca 83 tis. Kč/m v kolektoru	166 485 tis. Kč	navazující část páteřní trasy
Ostatní související náklady vyvedení výkonu	nespecifikované a související náklady	cca 7 %	71 569 tis. Kč	koncepční přirážka
Vyvedení tepla z ÚČOV – celkem	**páteřní teplovod od ÚČOV až po Senovážné náměstí**	**–**	**1 093 054 tis. Kč**	
Přivedení výkonu k VS Těšnov	**cca 1,5 km teplovodu od Rohanského nábřeží k VS Těšnov**	**cca 170 tis. Kč/m**	**255 000 tis. Kč**	**samostatná vazba na oblast Těšnova**
VS Železničářů	podzemní VS, až cca 70 MW	cca 6 mil. Kč/MW	420 000 tis. Kč	orientační výkon podle varianty předávání výkonu
VS Jateční	nadzemní/podzemní VS, až cca 10 MW	cca 6 mil. Kč/MW	60 000 tis. Kč	podpůrná vazba pro oblast Bubny-Zátory
VS Těšnov	nadzemní/podzemní VS, až cca 20 MW	cca 6 mil. Kč/MW	120 000 tis. Kč	podpůrná vazba na oblast Těšnova – vnitřní část P1/P2
Výměníkové stanice – celkem	**celkový předávací výkon až cca 100 MW**	**cca 6 mil. Kč/MW**	**600 000 tis. Kč**	**podle varianty provozního zapojení**
Zasíťování Bubny-Zátory – tepelné rozvody	odhad cca 6 km teplovodních rozvodů	cca 55 tis. Kč/m	330 000 tis. Kč	tepelná infrastruktura v rozvojové oblasti
Zasíťování Bubny-Zátory – předávací stanice	cca 40 MW předávacího výkonu	cca 3,5 mil. Kč/MW	140 000 tis. Kč	předávací stanice v oblasti

Ostatní náklady Bubny-Zátory	nespecifikované a související náklady	cca 7 %	32 900 tis. Kč	koncepční přirážka
Zasíťování Bubny-Zátory – celkem	rozvody, PS a ostatní náklady	–	**502 900 tis. Kč**	
Zasíťování Prahy a Prahy 2 – rozvody	cca 15 km rozvodů / tras v území	cca 50 tis. Kč/m	750 000 tis. Kč	postupné zasíťování vnitřní části města
Zasíťování Prahy 1 a Prahy 2 – předávací stanice	cca 100 MW předávacího výkonu	cca 3,5 mil. Kč/MW	350 000 tis. Kč	předávací stanice pro připojované objekty
Propojení do objektů	orientačně cca 100–150 objektových napojení	cca 1 mil. Kč/objekt	100 000 tis. Kč	objektové úpravy a napojení
Ostatní náklady P1/P2	nespecifikované a související náklady	cca 7 %	84 000 tis. Kč	koncepční přirážka
Zasíťování P1/P2 – celkem	rozvody, PS, objektové napojení a ostatní náklady	–	**1 284 000 tis. Kč**	
Kolektor – část Bubny-Zátory	cca 2 km	cca 500 tis. Kč/m a orientačně 4 šachty	1 090 000 tis. Kč	stavební část kolektorové infrastruktury; nezahrnuje potrubí teplovodu
Kolektor – návaznost k Hlávkovu mostu a Senovážnému náměstí	cca 1,0 km	cca 500 tis. Kč/m a orientačně 2 šachty	560 000 tis. Kč	stavební část kolektorové infrastruktury; nezahrnuje potrubí teplovodu
Ostatní náklady kolektorů	související a nespecifikované náklady	cca 7 %	115 500 tis. Kč	koncepční přirážka
Kolektory – celkem	**cca 3,0 km kolektorové infrastruktury**	**–**	**1 765 500 tis. Kč**	**kritický investiční prvek pravé větve**
VRN, VON, PIČ pravé větve	vedlejší, ostatní, projekční a inženýrské náklady	cca 7 % + cca 9 % dle skupiny nákladů	896 258 tis. Kč	souhrnné náklady odpovídající koncepční úrovni odhadu
Pravá větev celkem	**páteřní vedení, VS, kolektor, zasíťování B-Z a připojování P1/P2**	–	**6 396 712 tis. Kč**	

Zdroj: vlastní zpracování

1.4 Rozklad investičních nákladů tepelné infrastruktury levé větve

Tabulka 4: Rozklad investičních nákladů tepelné infrastruktury (levá větev)

Investiční celek	Orientační rozsah / technický předpoklad	Měrný cenový předpoklad	Odhad bez DPH	Poznámka
Páteřní teplovod levé větve – DN 200	cca 2,4 km	cca 70 tis. Kč/m	168 000 tis. Kč	vyvedení výkonu z oblasti Letná – Hradčany
Páteřní teplovod levé větve – DN 300	cca 2,3 km	cca 100 tis. Kč/m	230 000 tis. Kč	Vyvedení výkonu z oblasti Letná – VS Charles de Gaulle
Páteřní teplovod levé větve – DN 350	cca 4 km	cca 115 tis. Kč/m	459 400 tis. Kč	Propojení soustav Juliska a Veleslavín
Páteřní teplovod levé větve – DN 500	cca 1,5 km	cca 165 tis. Kč/m	247 500 tis. Kč	Vyvedení výkonu z EGC do VS Charles de Gaulle
Vyvedení tepla z ÚČOV – levá větev celkem	páteřní teplovod do jednotlivých lokalit	–	**1 104 900 tis. Kč**	
VS Letná	nová VS, cca 5 MW	cca 3,5 mil. Kč/MW	17 500 tis. Kč	nová výměníková stanice
VS Charlese de Gaulla	úprava stávající VS, orientačně cca 10 MW	cca 3,5 mil. Kč/MW	35 000 tis. Kč	úprava VS pro napojení sítě Juliska a zdroje EGC
Průchod pod železnicí	cca 120 m, oblast Papírenská / Ve Struhách	cca 400 tis. Kč/m + 2× šachta	61 000 tis. Kč	technicky náročný průchod
Průchod pod Jugoslávských partyzánů	cca 60 m	cca 450 tis. Kč/m + 2× šachta	40 000 tis. Kč	technicky náročné křížení významné komunikace
Průchod pod Evropskou	cca 60 m	cca 450 tis. Kč/m + 2× šachta	40 000 tis. Kč	technicky náročné křížení významné komunikace
Rekonstrukce sítě Juliska	rekonstrukce zbývající části parní sítě na teplovodní soustavu	souborový odhad	900 000 tis. Kč	přechod na teplovodní soustavu
Zasíťování Hradčanské a Letné	cca 3 km teplovodních rozvodů	cca 55 tis. Kč/m	165 000 tis. Kč	uvažované rozvojové lokality levé větve
VRN, VON, PIČ levé větve	vedlejší, ostatní, projekční a inženýrské náklady	cca 7 % + cca 10 % dle skupiny nákladů	405 617 tis. Kč	souhrnné náklady odpovídající koncepční úrovni odhadu
Levá větev celkem	**páteřní vedení, VS, průchody, rekonstrukce Julisky a zasíťování lokalit**	**-**	**2 769 017 tis. Kč**	

Zdroj: vlastní zpracování

PŘÍLOHA 2: DALŠÍ PROJEKTY S VAZBOU NA PRAŽSKÉ SOUSTAVY CZT

Vzhledem k charakteru celé Strategie je nutné také vnímat další možné existující projekty, které jsou dnes třeba jen v podobě konceptu. Stavební projekty, kterými se tato kapitola bude zabývat jsou: velký paroplynový zdroj Michle, plánované KGJ na Císařském ostrově a možnost připojení Ústřední vojenské nemocnice do systému EGC. Všechny tyto projekty jsou jen v teoretické rovině a bez dalších studií proveditelnosti nebo podrobnějších rozborů není možné považovat jejich napojení za automaticky výhodné. Mezi další projekty, které není možné opomenout se jednoznačně řadí také postupná digitalizace v oblasti teplárenství.

2.1 Nový zdroj Malešice (EPH)

V květnu 2026 bylo v Informačním systému EIA zveřejněno oznámení záměru obnovy energetického centra Malešice. Oznamovatelem je společnost Patamon a.s., náležející do skupiny EP Heat & Power Daniela Křetínského. Záměr předpokládá výstavbu paroplynové elektrárny o elektrickém výkonu až 600 MWe, doplněné plynovými kotli a tepelnými čerpadly s celkovým tepelným výkonem až 650 MWt, a to v areálu dlouhodobě odstavené Teplárny Malešice. Základním palivem je zemní plyn; technologie je navržena s výhledem na postupný přechod na spalování vodíku či jeho směsí se zemním plynem, čímž záměr odpovídá současným požadavkům Evropské unie. Výstavba je plánována od podzimu 2030, uvedení do provozu se předpokládá v březnu 2033.

Záměr registrujeme a pečlivě sledujeme jeho průběh v procesu EIA, jehož příslušným úřadem je Magistrát hlavního města Prahy. Ke dni zpracování tohoto dokumentu se záměr nachází ve fázi oznámení – nebyla přijata žádná konečná investiční rozhodnutí.

Praha je v oblasti dálkového vytápění dlouhodobě závislá na dodávkách tepla z Elektrárny Mělník, provozované společností Energotrans, a.s., ze skupiny ČEZ. Jak již bylo popsáno v areálu elektrárny Mělník, již dnes dochází k transformaci technologie i palivového mixu. Záměr Energetického centra Malešice tak vytvoří prostředí, kde dva silní hráči – ČEZ (Energotrans, a.s.) a EP Group, a.s. – budou v horizontu přelomu let 2029–2033 paralelně disponovat moderními paroplynovými zdroji orientovanými na zásobování Prahy teplem.

Tato situace přináší pro pražské odběratele tepla několik pravděpodobných důsledků:

- **Konkurenční tlak na cenu tepla:** Existence dvou vzájemně nezávislých paroplynových zdrojů zaměřených na zásobování Prahy teplem může poprvé vytvořit reálný konkurenční tlak v tomto segmentu. Pražská teplárenská soustava bude moci využít své tržní pozice při sjednávání dodavatelských podmínek, což se může příznivě projevit v ceně tepla pro konečné zákazníky.
- **Snížení přenosových ztrát a posílení spolehlivosti:** Výroba tepla přímo v Praze eliminuje ztráty spojené s dálkovým přenosem z Mělníka a zvyšuje odolnost zásobování vůči poruchám přenosového potrubí.
- **Energetická bezpečnost:** Záměr v Malešicích zahrnuje schopnost tzv. startu z temnoty – najetí do provozu bez externího napájení ze sítě. Tento parametr nabývá na významu zejména s ohledem na zkušenosti s výpadkem elektrické energie v Praze v červenci 2025 a posiluje energetickou odolnost metropole.

Záměr Energetického centra Malešice sledujeme jako relevantní proměnnou pro střednědobou strategii teplárenství v Praze. Jeho případná realizace by mohla zásadně přetvořit strukturu dodávek tepla do pražské soustavy a vytvořit podmínky pro dlouhodobě udržitelnější a cenově dostupnější zásobování obyvatel Prahy teplem. Průběh EIA a navazující rozhodovací procesy by měly být předmětem dalšího sledování ze strany hl. m. Prahy.

2.2 Kogenerační jednotky na Císařském ostrově

V lokalitě Císařského ostrova se v návaznosti na připravované energocentrum ÚČOV uvažuje také možnost instalace kogeneračních jednotek o celkovém elektrickém výkonu přibližně 30 MW. Nejedná se však o opatření zahrnuté do základního variantního hodnocení této Strategie, ale o samostatný rozvojový námět, jehož skutečná vhodnost musí být ověřena samostatnou studií proveditelnosti.

Hlavní koncepce energocentra je založena na využití tepelných čerpadel a nízkopotenciálního tepla z vyčištěných odpadních vod. Kogenerační jednotka by proto neměla být chápána jako náhrada této koncepce ani jako hlavní zdroj výroby tepla. Její potenciální význam spočívá spíše v doplnění provozní flexibility, zálohování a zvýšení odolnosti celého zdroje.

Z hlediska provozu může být zajímavá zejména vazba kogeneračních jednotek na elektrickou část energocentra. Tepelná čerpadla budou představovat významný odběr elektřiny, a proto může mít lokální výroba elektřiny hodnotu nejen z pohledu ceny energie, ale také z pohledu spolehlivosti provozu a flexibility, případně i z pohledu možného zapojení do služeb výkonové rovnováhy. Kogenerační jednotky by mohly představovat lokální disponibilní elektrický výkon využitelný pro částečné krytí vlastní spotřeby energocentra, omezení odběrových špiček ze sítě a zvýšení provozní odolnosti zdroje. Současně vznikající teplo by bylo možné využít v soustavě CZT, čímž by se zvýšila celková účinnost využití paliva.

Před případnou realizací je nutné prověřit zejména vhodný instalovaný výkon, možnosti připojení k elektrické síti, využitelnost vyrobeného tepla, vliv provozu kogenerační jednotky na využití tepelných čerpadel, ekonomiku provozu a emisní dopady. Bez tohoto posouzení nelze automaticky předpokládat, že instalace kogenerační jednotky bude ekonomicky nebo systémově výhodná.

Další možný význam kogeneračních jednotek může souviset s provozní bezpečností pravé větve. Ta je při mimořádných a havarijních stavech z části závislá na možnosti podpůrné dodávky tepla ze soustavy Pražské teplárenské prostřednictvím obousměrných výměníkových stanic. Pokud by navazující technické prověření prokázalo, že výkon těchto vazeb nelze v havarijních stavech plně využít, například z důvodu hydraulických omezení, tlakových poměrů nebo provozního režimu soustavy PT, mohly by kogenerační jednotky na Císařském ostrově představovat vhodný doplňkový záložní výkon pro pravou větev. V takovém uspořádání by mohly společně s nově instalovaným výkonem zdroje THOL4 zvýšit schopnost soustavy zajistit základní dodávku tepla při omezení nebo výpadku energocentra.

Z pohledu Strategie je proto vhodné vnímat kogenerační jednotku na Císařském ostrově jako perspektivní doplňkový projekt s možným pozitivním vlivem na zálohování tepelného

výkonu, zálohování elektrického napájení energocentra a zvýšení provozní flexibility. Do základního hodnocení variant však není zahrnuta a její případné uplatnění by mělo být předmětem navazující studie proveditelnosti.

2.3 Připojení Ústřední vojenské nemocnice do soustavy CZT

Ústřední vojenská nemocnice představuje potenciálně významného institucionálního odběratele pro nově navrhovaný systém CZT zásobovaný z energocentra ÚČOV. Areál se nachází v blízkosti soustavy Veleslavín a dle dostupných mapových podkladů je v jeho okolí již vedena teplovodní infrastruktura. Z pohledu trasování se proto možnost připojení jeví jako technicky reálná a nevyžadovala by rozsáhlé budování nové páteřní infrastruktury.

V současnosti je areál ÚVN zásobován vlastními zdroji tepla. Dle dostupných veřejných informací jsou v areálu instalovány tři kogenerační jednotky a plynové kotle. Instalovaný tepelný výkon kogeneračních jednotek je uváděn přibližně na úrovni 1,8 MWt a elektrický výkon přibližně 1,4 MWe [1], [2]. Podrobnější informace o plynových kotlích nejsou veřejně dostupné. Ze starších výročních zpráv za roky 2006 a 2008 vyplývá spotřeba tepla přibližně na úrovni 140 tis. GJ/rok. V současnosti lze s ohledem na možná úsporná opatření a modernizaci areálu předpokládat nižší potřebu tepla, orientačně na úrovni přibližně 80 až 90 tis. GJ/rok. Tuto hodnotu je však nutné ověřit v rámci dalšího posouzení.

Případné napojení ÚVN na soustavu CZT by mohlo zlepšit využití tepla z energocentra. Jednalo by se o stabilní odběr v blízkosti plánované levobřežní větve, který by mohl posílit základní zatížení soustavy a zlepšit využití instalovaného výkonu energocentra i zdroje Veleslavín. Při orientačně uvažované roční potřebě tepla 80 až 90 tis. GJ by se potřebný tepelný výkon pohyboval v řádu jednotek MW a neměl by proto představovat zásadní tlak na navýšení zdrojové kapacity energocentra a zdroje Veleslavín (dostatečná záloha v plynových kotlích). Současně by připojení umožnilo dodávat do areálu část tepla z nízkoemisního, respektive obnovitelného zdroje, a tím přispět ke snížení závislosti areálu na vlastních plynových zdrojích.

Instalace kogeneračních jednotek naznačuje, že areál ÚVN si část spotřebované elektřiny vyrábí vlastním zdrojem a současně touto výrobou pokrývá také část své potřeby tepla. Vzhledem k charakteru nemocničního provozu lze předpokládat, že vlastní energetické hospodářství má pro areál význam nejen z hlediska ekonomiky provozu, ale také z hlediska bezpečnosti a nepřetržitosti dodávek energií. Případné napojení na CZT proto nemusí nutně znamenat úplnou náhradu stávajících zdrojů, ale může být koncipováno jako kombinace dodávky tepla ze soustavy CZT a provozu vlastních kogeneračních zdrojů ÚVN.

Skutečný rozsah možného napojení musí být předmětem samostatné studie proveditelnosti. Ta by měla ověřit zejména aktuální roční potřebu tepla ÚVN, denní a sezonní profil odběru, provozní roli stávajících zdrojů, možnosti paralelního provozu vlastních zdrojů a CZT, trasu a dimenzi přípojky, kapacitní rezervu soustavy Veleslavín a ekonomické podmínky dodávky tepla.

Z pohledu Strategie lze připojení ÚVN hodnotit jako perspektivní rozvojový námět. Technická připojitelnost areálu se podle dostupných podkladů jeví jako příznivá a případné připojení by mohlo podpořit využití levobřežní soustavy CZT, zvýšit prodej tepla z energocentra a současně umožnit zásobování areálu teplem z nízkoemisního, respektive obnovitelného zdroje. Možnost připojení ÚVN je v souladu se strategickým směřováním

Strategie teplárenství HMP. Na základě dostupných podkladů nejsou v této fázi identifikovány zásadní technické ani kapacitní překážky, které by bránily jejímu dalšímu prověření.

2.4 Role digitalizace v rozvoji teplárenství

Transformace soustav centralizovaného zásobování teplem (CZT) na území hlavního města Prahy je úzce spojena s rostoucími nároky na kvalitu dat, schopnost jejich vyhodnocení a využití pokročilých modelovacích nástrojů. S postupnou dekarbonizací, zapojením obnovitelných zdrojů energie a decentralizovaných zdrojů výroby tepla dochází ke zvýšení komplexity celého systému. V této souvislosti se digitalizace stává klíčovým předpokladem pro detailní analýzu provozních stavů soustavy, její časové dynamiky a rozdělení odběru tepla mezi jednotlivé části sítě. Digitální nástroje umožňují optimalizovat návrh zdrojové základny, dimenzování distribuční infrastruktury i provozní řízení, což vede ke snížení tepelných ztrát, zvýšení energetické činnosti a lepší připravenosti soustavy CZT na budoucí nízkoemisní provoz.

Zásadní roli v této oblasti hraje systematická spolupráce s Institutem plánování a rozvoje hlavního města Prahy (IPR), zejména v kontextu rozvoje digitálních modelů budov a celých území. Využití digitálních dvojčat umožňuje modelovat energetické potřeby budov (vytápění, příprava teplé vody, chlazení) a simulovat jejich vývoj v návaznosti na urbanistické změny a rozvojové projekty. Modelovací nástroje umožňují porovnávat různé varianty centralizovaného zásobování teplem a chladem, od napojení na stávající soustavy CZT až po lokální či decentralizovaná řešení. Je možné posuzovat jejich technickou i ekonomickou vhodnost. Využití digitálních modelů je klíčové zejména pro komplexní území (např. P1, P2 nebo rozvojové lokality), kde je nutné rozhodovat systémově a předcházet neefektivním investicím do infrastruktury.

Digitalizace současně významně podporuje samotný provoz soustav CZT. Pokročilé datové modely a systémy umožňují implementaci prediktivního řízení výroby a distribuce tepla, optimalizaci provozu jednotlivých zdrojů (včetně tepelných čerpadel a kogeneračních jednotek) a efektivní využití akumulačních kapacit. Lepší znalost chování odběrových výkonů umožňuje přesnější regulaci, snižování špičkových zatížení a zvyšování provozní stability soustavy. V návaznosti na energetický management budov a projekty typu EPC (Energy Performance Contracting) přispívá digitalizace k přesnějšímu plánování investic, verifikaci dosažených úspor a celkovému zvyšování energetické účinnosti. Pro dosažení těchto přínosů je nezbytné systematicky rozvíjet datovou základnu, standardizovat sdílení dat mezi klíčovými aktéry (město, provozovatelé CZT, developeři) a využívat digitální modely jako nedílnou součást rozhodovacích procesů v oblasti rozvoje teplárenství v Praze.

PŘÍLOHA 3: ANALÝZA ZDROJOVÉ ZÁKLADNY HLAVNÍHO MĚSTA PRAHA

V PRŮBĚHU ZPRACOVÁNÍ NÁVRHOVÉ ČÁSTI, BYLA IDENTIFIKOVÁNA POTŘEBA DOPLNĚNÍ ANALYTICKÉ ČÁSTI O ZÁKLADNÍ INFORMACE O ZDROJOVÉ ZÁKLADNĚ PRAHY. TATO KAPITOLA JE TEDY DODATKEM DO ANALYTICKÉ ČÁSTI PRÁCE.

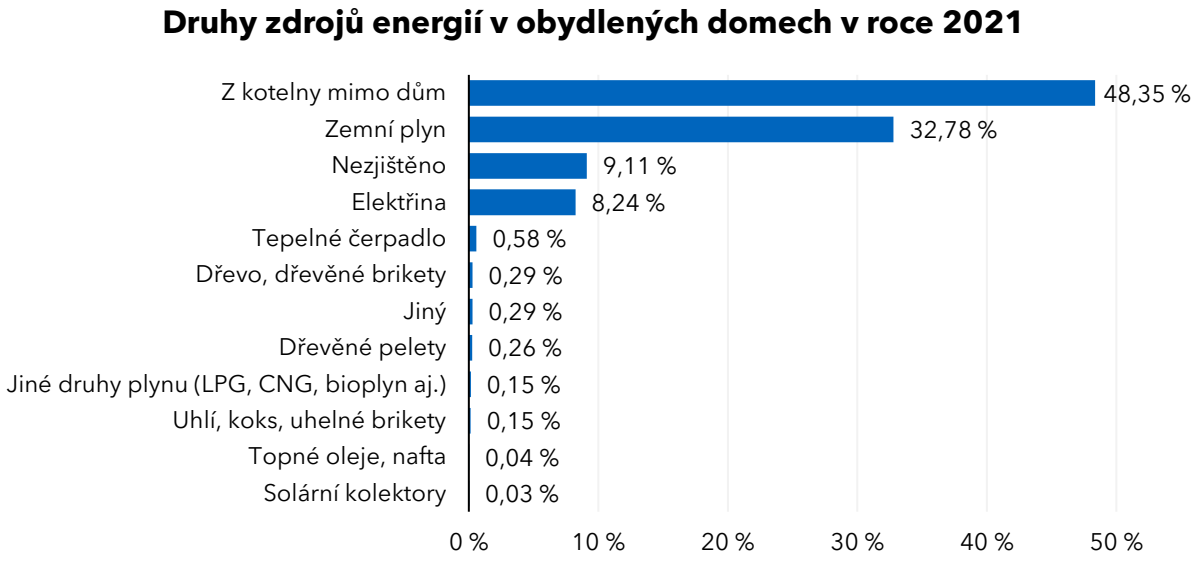
Úvahy o rozvoji energetiky v oblasti musí primárně respektovat potenciál dostupných primárních energetických zdrojů. Za tímto účelem je zmapována jejich dostupnost. Na budoucnost energetiky v lokalitě bude mít vliv zejména rozvoj obnovitelných zdrojů energie, pokles spotřeby fosilních paliv a probíhající dekarbonizace teplárenství.

3.1 Zdrojová základna hlavního města Praha

Hlavní město Praha je s více než 1,3 miliony obyvatel největším městem České republiky a disponuje plně rozvinutou energetickou infrastrukturou. Celé území Prahy je plynofikováno a napojeno na vysokotlakou (VTL) i středotlakou (STL) plynovodní síť. Systém centrálního zásobování teplem (CZT) zásobuje podstatnou část pražských domácností – na pravém břehu Vltavy přibližně 245 000 domácností (cca 25 % domácností v celém městě), na levém břehu pak přibližně 63 000 domácností. Hlavním zdrojem tepla Prahy na pravém břehu Vltavy je Elektrárna Mělník provozovaná Skupinou ČEZ, která spaluje hnědé uhlí a dodává teplo do Prahy prostřednictvím přibližně 34 km dlouhého horkovodu. [3], [4]

Do budoucna lze předpokládat trend poklesu spotřeby primární neobnovitelné energie, a to zejména v souvislosti s dlouhodobým politickým tlakem ČR i Evropské unie na zvyšování efektivity využití zdrojů a rozvoj obnovitelných zdrojů energie. Praha přijala Klimatický plán do roku 2030, jehož hlavním cílem je snížení emisí skleníkových plynů o 45 % oproti výchozímu stavu z roku 2010. Plán počítá mimo jiné s osazením přibližně 23 000 budov solárními a kogeneračními zdroji elektřiny a výrobou 2,3 TWh zelené elektřiny ročně. [5]

Graf 1: Druhy zdrojů energií v obydlených domech



Zdroj: vlastní zpracování, [6]

3.2 Uhlí

Hnědé uhlí hraje v zásobování teplem Prahy stále klíčovou roli, ačkoli jeho podíl je postupně snižován. Elektrárna Mělník zásobuje prostřednictvím teplovodu pravý břeh Vltavy. V roce 2024 dosahovaly emise skleníkových plynů z provozu uhelných bloků v Mělníku 1,8 Mt CO_2eq. [7] Celková teplárenská soustava pravého břehu zásobuje přibližně 245 000 domácností.

Co se týče přímého spalování uhlí v domácnostech, Praha se v tomto ohledu výrazně odlišuje od venkovských obcí. Vzhledem k hustotě zástavby a rozvinuté infrastruktuře CZT a zemního plynu je přímé spalování uhlí v domácnostech v Praze marginální záležitostí. Dle dat ze Sčítání lidu, domů a bytů vyplývá, že v roce 2021 byla lokální topidla na uhlí třetím nejméně využívaným zdrojem. Na druhou stranu byly však nejčastějším zdrojem kotelny mimo dům, což v kontextu elektrárny Mělník znamená uhlí. [6]

V lokalitě Prahy ani jejím nejbližším okolí nedochází k těžbě této suroviny.

3.3 Zemní plyn

Praha je plně plynofikována. Zemní plyn je využíván jak pro individuální vytápění domácností a průmyslové účely, tak jako záložní a špičkovací zdroj v systému CZT. Z grafu výše (Graf 1) vyplývá, že zemní plyn je hlavním palivem pro domovní individuální topidla. Do budoucna se počítá s dalším rozšiřováním jeho využití v celé lokalitě.

3.4 Komunální odpad

V kontextu využití komunálního odpadu (EVO) hraje největší roli ZEVO Malešice. V roce 2025 se v ZEVO Malešice spálilo více než 255 tis. tun směsného odpadu svezeného z Prahy a dalších cca 130 tis. tun odpadu od dalších subjektů. Díky tomuto odpadu bylo vyrobeno okolo 85 MWh elektřiny a cca 850 000 GJ tepla. [8]

Do budoucna je plánována výstavba ZEVO Mělník, které by mělo do roku 2028 začít zpracovávat nevyužitelný komunální odpad z oblasti Prahy a přilehlého regionu. Plánovaná kapacita ZEVO Mělník dosahuje přibližně 1 400 TJ tepla a 160 GWh elektřiny ročně. Tyto dvě spalovny odpadu dostatečně využijí veškerý vzniklý odpad z Prahy a okolí a není tedy možné uvažovat o přebytcích a jejich využití. [9]

3.5 Biomasa

Biomasa má vysokou důležitost zejména pro naši oblast střední Evropy, jelikož je to jeden z mála obnovitelných zdrojů schopných stálé dodávky energie. V podmínkách Prahy jako velkoměsta jsou však možnosti pěstování a těžby biomasy z vlastních pozemků velmi omezené. Praha nevlastní ani nespravuje lesy v rozsahu, který by umožňoval energeticky relevantní výrobu dřevní biomasy.

3.5.1 Dostupnost pro Prahu a Středočeský kraj

Středočeský kraj vykazuje lesnatost pouze 27 %, což je druhá nejnižší hodnota ze všech krajů ČR (nejnižší je samotná Praha). Tento podíl lesní plochy výrazně zaostává za celostátním průměrem (33,6 %). [10]

Situaci komplikuje přítomnost velkých průmyslových odběratelů dřevní štěpky, kteří jsou schopni pohltit veškerou regionálně dostupnou produkci. Klíčovými hráči jsou:

- ŠKO-ENERGO, s.r.o., Mladá Boleslav – energetická společnost zásobující teplem a parou závody Škoda Auto. Realizuje rekonstrukci teplárny z uhlí na biomasu. [11], [12]
- Mondi Štětí a.s. – papírenský závod v severních Čechách, jeden z největších průmyslových spotřebitelů lesní biomasy v ČR.

Podle odhadů budou tyto průmyslové projekty schopny pohltit veškerou regionálně dostupnou dřevní biomasu, čímž vyčerpají kapacitu českého trhu s lesní biomasou pro tento region. Pro Prahu tak dřevní biomasa (štěpka) v dohledné budoucnosti nepředstavuje realistický energetický zdroj pro zásobování teplem v systému CZT.

3.5.2 Technologie ORC v teplárenství – příklady z ČR a jejich zkušenosti

Technologie ORC (organického rankin-clausiova cyklu) pracuje na principu využití organického média, které má nižší výparné teplo než voda, což umožňuje využití nízkopotenciálního (odpadního) tepla.

V České republice proběhly průkopnické instalace ORC v systémech CZT, jejichž provozní zkušenosti jsou relevantní pro hodnocení technologie – zejména z hlediska požárního rizika termoolejového okruhu.

Trhové Sviny (Jihočeský kraj): první ORC instalace v České republice, zprovoznění v srpnu 2005. Tepelný výkon ORC 2,8 MWt, elektrický výkon ORC turbíny 0,6 MWe, palivo: dřevní štěpka. Celková investice 103,6 mil. Kč. [13]

Provoz zdrojů na bázi termooleje je spojen s požárním rizikem. Krátce po Vánocích 2005 – pouhé čtyři měsíce po kolaudaci – došlo v teplárně Trhové Sviny k požáru na hlavním olejovém čerpadle. Příčinou byla výrobní vada obou čerpadel a provoz byl obnoven v září 2006. Druhý požár postihl areál teplárny v červenci 2021, kde byl příčinou unikající termoolej z olejového výměníku. [14], [15]

Žatec (Ústecký kraj): ORC kotel na biomasu za přibližně 300 mil. Kč, v provozu od roku 2010. Provozovatel: Žatecká teplárenská, a.s. (zásobuje teplem a teplou vodou město Žatec). Dne 22. května 2023 v areálu výtopny v Perči vzplanul topný olej, který začal vytékat z nádrže. Hlavní ORC kotel byl mimo provoz přes celou topnou sezonu 2023/2024; celkové náklady na rekonstrukci dosáhly přibližně 200 mil. Kč. [16], [17], [18]

Oba případy ilustrují specifické požární riziko termoolejových okruhů u ORC zařízení. Pro případné investory je zásadní zajistit odpovídající požární zabezpečení a pojištění zařízení.

3.6 Vodní energie

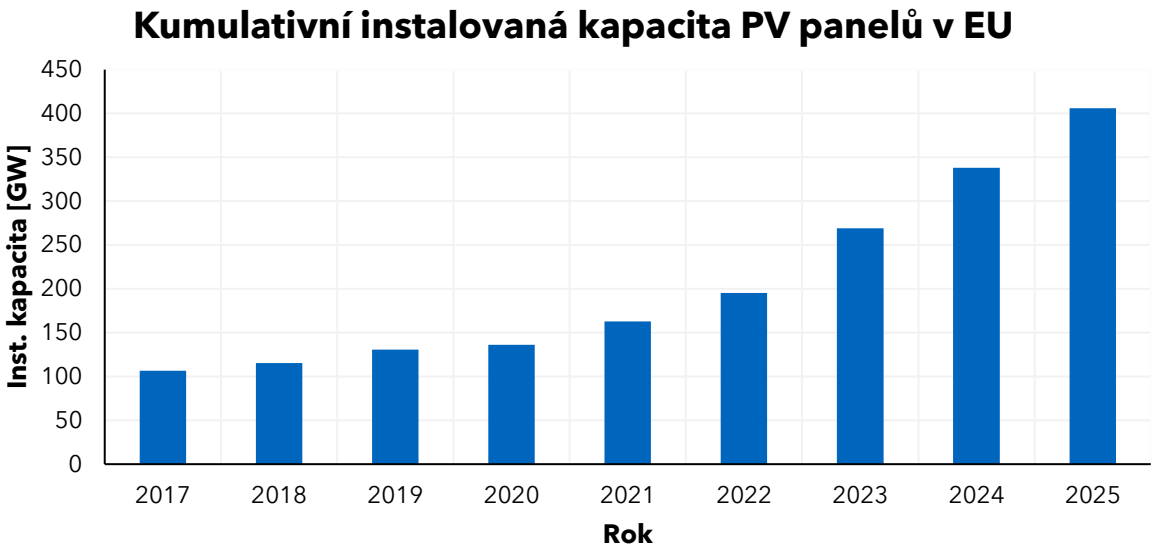
Územím hlavního města Prahy protéká řeka Vltava, která je nejvýznamnějším vodním tokem v regionu. Dle vyhledávače licencí jen státní podnik Povodí Vltavy má celkový instalovaný elektrický výkon na území Prahy z vodních elektráren roven 9,346 MW (MVE Podbaba, VE Štvanice, MVE Troja). [19]

Daleko větší energetický potenciál než přímá výroba elektřiny představuje využití Vltavy jako nízkopotenciálního zdroje tepla a chladu prostřednictvím tepelných čerpadel. Voda protékající městem v sobě nese velké množství energie využitelné pro vytápění a chlazení budov. Příkladem je Národní divadlo v Praze, které již využívá energii z Vltavy pro klimatizaci. Plán na zásobování levého břehu Prahy teplem pomocí velkých tepelných čerpadel čerpajících teplo z čistírny odpadních vod v Císařském ostrově je součástí strategického výhledu do roku 2030.

3.7 Sluneční záření

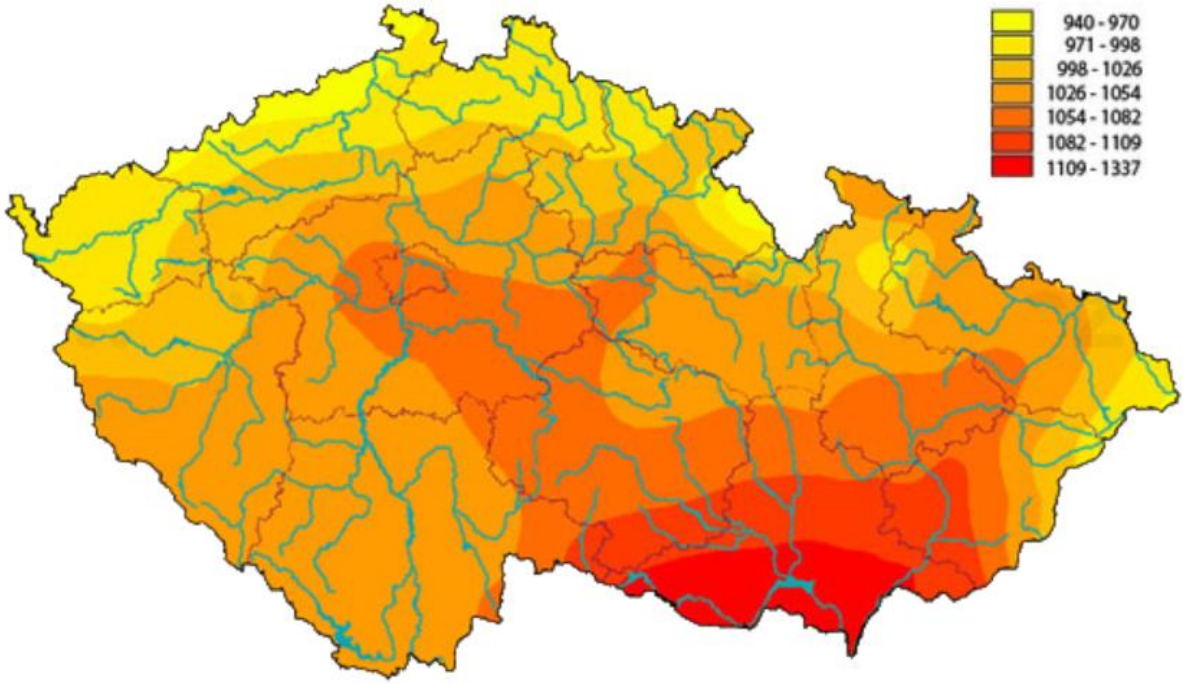
Solární záření je významným a globálně dostupným zdrojem energie, jehož podíl na výrobě energie, zejména elektřiny, v posledních letech v rámci EU výrazně stoupl a má významný podíl na celkové výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Graf 2: Kumulativní instalovaná kapacita fotovoltaických panelů v EU.



Zdroj: vlastní zpracování, [20], [21], [22]

Obrázek 1: Roční úhrn globálního slunečního záření v ČR [W/m2].



Zdroj: [23]

Praha se nachází v oblasti průměrných až lehce nadprůměrných slunných úhrnů z ČR. Sluneční záření lze využít dvěma způsoby: fotovoltaickými panely pro výrobu elektřiny nebo fototermickými panely pro výrobu teplé vody. Pro většinu objektů obecně vychází jako smysluplnější fotovoltaika. Fototermické panely má smysl umísťovat na objekty s vysokou potřebou teplé vody i v letních měsících (pečovatelské domy, wellness, bazény).

3.7.1 Výstavba fotovoltaických elektráren

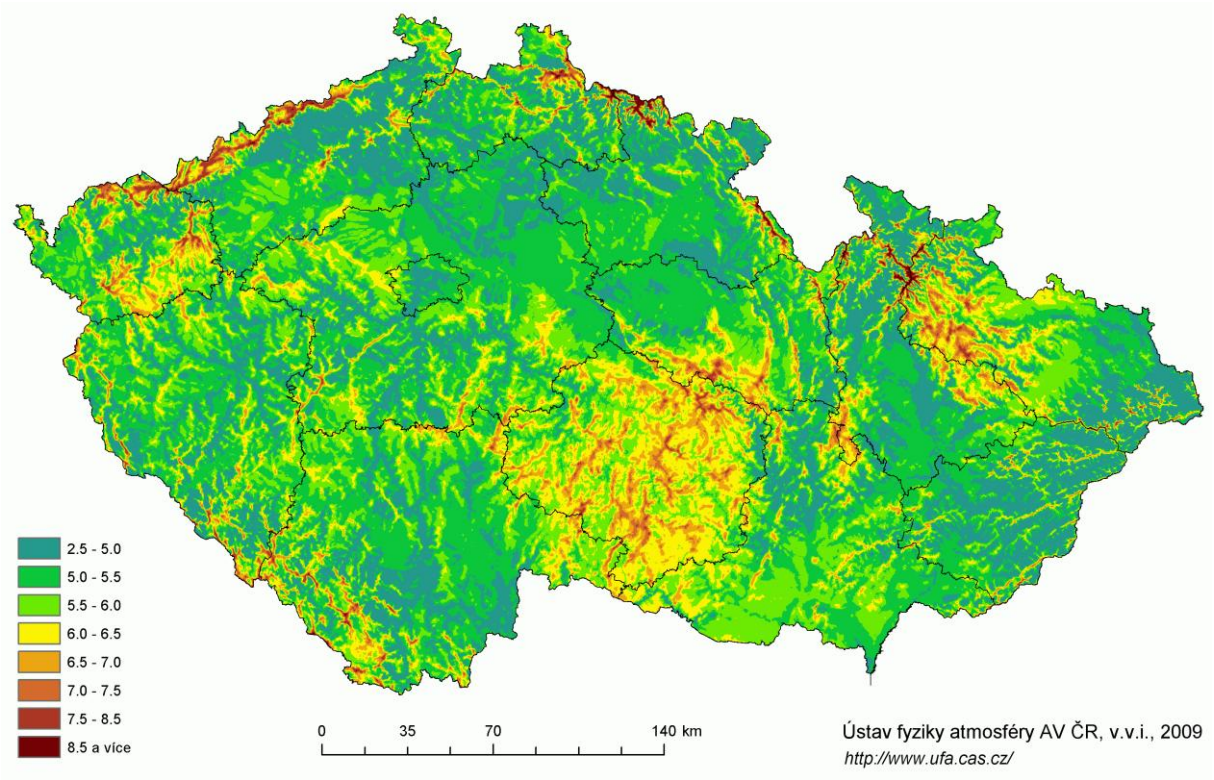
Výstavba nových FVE na území města je jednou z možností, jak získat nové udržitelné zdroje elektrické energie. Praha si ve svém Klimatickém plánu do roku 2030 klade za cíl osazení přibližně 23 000 budov solárními a kogeneračními zdroji elektřiny, přičemž celková plánovaná produkce zelené elektřiny z těchto zdrojů by měla dosáhnout 2,3 TWh ročně. [5]

3.8 Větrná energie

3.8.1 Místní potenciál větrné energie

Praha, jakožto hustě zastavěné velkoměsto v mírně zvlněné krajině středních Čech, nemá příznivé podmínky pro výstavbu větrných elektráren. Průměrná rychlost větru v nízkých výškách (do 10 m nad povrchem) je na území Prahy méně než 3 m/s, ve výšce 100 m nad povrchem je to 5,17 m/s, což je pod technicky i ekonomicky rentabilní hranicí pro výrobu elektrické energie z větru (obvykle minimálně 6 m/s ve výšce 100 m nad povrchem). [24]

Obrázek 2: Větrná mapa ČR, průměrná rychlost větru ve výšce 100 m nad povrchem



Zdroj: AV ČR [25]

Praha nemá potenciál pro výstavbu větrných elektráren, a to ani z důvodu nevyhovujících větrných podmínek, ani s ohledem na hustou zástavbu a legislativní omezení pro stavby v urbanizovaném prostředí. Případná instalace větrných elektráren by se mohla týkat pouze okrajových, méně zastavěných částí Prahy, avšak i tam jsou větrné podmínky v rámci ČR podprůměrné.

3.9 Geotermální energie

Geotermální energie má původ v zemském jádře, kde vzniká rozpadem radioaktivních látek a slapovými silami. Využívání geotermální energie nemá v ČR příliš velký technický ani ekonomický potenciál a momentálně se využívá převážně pro lázeňské účely. Geotermální potenciál je hodnocen zejména z hlediska tepelného toku a vodivosti hornin.

Geotermální elektrárna se v ČR nenachází. V minulosti se uvažovalo o výstavbě například v Semilech nebo Nové Pace. Momentálně jsou zvažovanou lokalitou Litoměřice, kde byly vybudovány průzkumné vrty, které potvrdily vhodnost lokality, ale také ukázaly řadu omezení a technologických problémů. Oblast Prahy se z hlediska tepelného toku neřadí k preferovaným lokalitám pro hlubinnou geotermální energii v ČR.

BIBLIOGRAFIE

[1] Gatum Group s.r.o, „MEK Praha 6," [Online]. Available: https://www.praha6.cz/cs/assets/potrebuji_vyresit/72662/prilohy/energeticka_koncepce_mc_praha_6_web_948e19ead5.pdf. [Přístup získán 06 2026].

[2] „krajské energetické bilance," 03 2021. [Online]. Available: https://mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/statistika/energeticke-bilance/2021/3/UEK-2018.pdf. [Přístup získán 06 2026].

[3] PTAS, „Výroční zprávy - 2024," 12 06 2025. [Online]. Available: https://www.ptas.cz/o-nas/vyrocni-zpravy/. [Přístup získán 06 2026].

[4] ČEZ, „Teplo z elektrárny Mělník proudí do Prahy už 30 let," 30 10 2025. [Online]. Available: https://www.cez.cz/nextcez/cs/pro-media/tiskove-zpravy/teplo-z-elektrarny-melnik-proudi-do-prahy-uz-30-let.-spolehlive-dodavky-do-budoucnosti-zajisti-nizkoemisni-zdroje-228263. [Přístup získán 06 2026].

[5] AnFas, spol. s.r.o., MHMP, „Klimatický plán hlaního města Prahy do roku 2030," 10 2021. [Online]. Available: https://iprpraha.cz/assets/files/files/0e46bdd3a5a42834a3dd47dbf0fe9602.pdf. [Přístup získán 06 2026].

[6] ČSÚ, „Výsledky sčítání 2021 - otevřená data," 26 10 2022. [Online]. Available: https://csu.gov.cz/produkty/vysledky-scitani-2021-otevrena-data. [Přístup získán 06 2026].

[7] CHMÚ, „Zdroje znečišťování ovzduší za roky 2024 a 2025," [Online]. Available: https://ovzdusi.chmi.cz/zdroje/mapa.php. [Přístup získán 06 2026].

[8] A. Komarnický, „Více vytříděného odpadu i nový rekord ZEVO Malešice, Pražské služby hodnotí rok 2025," 04 02 2026. [Online]. Available: https://www.psas.cz/vice-vytrideneho-odpadu-i-novy-rekord-zevo-malesice-prazske-sluzby-hodnoti-rok-2025. [Přístup získán 06 2026].

[9] ČTK, „Spalovna odpadu plánovaná u Mělníka získala stavební povolení," 10 10 2025. [Online]. Available: https://melnicky.denik.cz/zpravy-region/spalovna-odpad-elektrarna-melnik-stavebni-povoleni/. [Přístup získán 06 2026].

[10] středočeský kraj, „Lesy a lesnatost," [Online]. Available: https://stredoceskykraj.cz/en/web/zivotni-prostredi/lesnictvi. [Přístup získán 06 2026].

[11] SkoEnergo, „Modernizace teplárny v Mladé Boleslavi," [Online]. Available: https://www.sko-energo.cz/technologie/zelena-energetika/modernizace-teplarny-v-mlade-boleslavi/. [Přístup získán 06 2026].

[12] ŠkoEnergo, „Přechod na biomasu: Klíčový krok k uhlíkové neutralitě v Mladé Boleslavi," [Online]. Available: https://www.sko-energo.cz/technologie/zelena-energetika/prechod-na-biomasu/. [Přístup získán 06 2026].

[13] I. M. Bílý, „ORC technologie v Trhových Svinech," 26 12 2005. [Online]. Available: https://www.tzb-info.cz/2960-orc-technologie-v-trhovych-svinech. [Přístup získán 06 2026].

[14] P. Vicková, „Osud teplárny mi není lhostejný,," 11 10 2021. [Online]. Available: https://tsl.zpravodaje365.cz/9-nas-rozhovor/2194-osud-teplarny-mi-neni-lhostejny. [Přístup získán 06 2026].

[15] O. Kolář, „Požár centrální kotelny v Trhových Svinech," 31 07 2021. [Online]. Available: https://tsl.zpravodaje365.cz/4-aktualne/2101-pozar-centralni-kotelny-v-trhovych-svinech. [Přístup získán 06 2026].

[16] H. Dlouhý, „V žatecké teplárně hořel topný olej, vytékal z nádrže. Zasahovalo devět jednotek," 22 05 2023. [Online]. Available: https://zatecky.denik.cz/krimi/zatec-pozar-teplarna-topny-olej/. [Přístup získán 06 2026].

[17] P. Kišt, „Požár v teplárně způsobil velké škody. Kotel bude nefunkční zřejmě i přes zimu," 02 06 2023. [Online]. Available: https://zatecky.denik.cz/zpravy-region/zatec-pozar-teplarenska-nasledky/. [Přístup získán 06 2026].

[18] J. Fárová, „Biomasová kotelna se po obnově opět rozjede v listopadu 2024," 05 01 2024. [Online]. Available: https://www.e-zatecko.cz/zpravy/6117-biomasova-kotelna-se-po-obnove-opet-rozjede-v-listopadu-2024. [Přístup získán 06 2026].

[19] ERÚ, „Licence na výrobu elektřiny - Povodí Vltavy," [Online]. Available: https://licence.eru.gov.cz/detail.php?lic-id=110100009&sequence=1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29&total=29. [Přístup získán 06 2026].

[20] statista, [Online]. Available: https://www.statista.com/statistics/497540/connected-and-cumulated-photovoltaic-capacity-in-the-european-union-eu/. [Přístup získán 10 05 2024].

[21] C. Lits, „SolarPowerEurope," 2024. [Online]. Available: https://www.solarpowereurope.org/insights/interactive-data/total-eu-27-solar-pv-capacity-a-growth-story. [Přístup získán 15 10 2024].

[22] Directorate-General for Energy, „In focus: Solar energy – a shining star of Europe's clean transition," 15 01 2026. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/news/focus-solar-energy-shining-star-europes-clean-transition-2026-01-15_en. [Přístup získán 06 2026].

[23] ISOFEN, „Fotovoltaika v podmínkách České republiky," [Online]. Available: http://www.isofenenergy.cz/slunecni-zareni-v-cr.aspx. [Přístup získán 06 2026].

[24] Global WInd Atlas, „Global Wind Atlas," [Online]. Available: https://globalwindatlas.info/en/. [Přístup získán 06 2026].

[25] ústav fyziky atmosféry AV ČR, „Větrná mapa ČR," [Online]. Available: https://www.ufa.cas.cz/. [Přístup získán 06 2026].

Důvodová zpráva

Z-14217

Zastupitelstvu hlavního města Prahy (dále jen ZHMP) je ke schválení předkládána Strategie teplárenství hlavního města Prahy (dále jen „Strategie"), která je zásadním strategickým dokumentem koncepčního rozvoje teplárenství na území hl. m. Prahy. Strategie byla zpracována na základě Smlouvy mezi hl. městem Prahou a ČVUT – Univerzitním centrem energeticky efektivních budov (dále jen „UCEEB"). Vedoucím projektu a odborným garantem zpracování strategie byl Ing. Jakub Maščuch, Ph.D. významný poradce v oblasti energetiky.

Strategie vymezuje směr transformace zásobování Prahy teplem a chladem s výhledem do roku 2036 a s navazujícími milníky do roku 2050 a je členěna do pěti vzájemně provázaných pilířů (Energocentrum ÚČOV, blokové kotelny levého břehu, soustava Pražské teplárenské, rozvojové lokality a zásobování chladem). Reaguje na zásadní změnu evropského i českého regulatorního rámce, zejména na revidovanou směrnici (EU) 2023/1791 o energetické účinnosti a její promítnutí do zákona č. 165/2012 Sb., na klimatické cíle hlavního města i na očekávaný odklon od výroby tepla z uhlí.

Účelem předkládané Strategie je poskytnout hlavnímu městu ověřený a realizovatelný podklad pro vlastní rozhodování, pro promítnutí cílů města do městských společností a pro provázání investičních a územních rozhodnutí, zejména prostřednictvím Územní energetické koncepce a Metropolitního plánu. Časové okno pro rozhodnutí je úzké – navazuje na harmonogram transformace Mělníka (zprovoznění nových zdrojů přibližně 2027 až 2032) a na možnou přípravu elektrického připojení Energocentra na hladině 110 kV, jejíž realizace může trvat 8 až 10 let.

Cílem, definovaným hl. městem Prahou od počátku spolupráce s ČVUT UCEEB je zajistit Praze službu bezpečného, cenově přijatelného a postupně dekarbonizovaného zásobování teplem.

Na zpracování se podílel multidisciplinární tým odborníků (energetika, technika prostředí, ekonomika, legislativa, územní rozvoj). Strategie tedy zohledňuje jak legislativní požadavky, tak technickou proveditelnost a ekonomickou realizovatelnost.

Strategie byla zpracována za široké spolupráce městských aktérů (Pražská plynárenská, Pražské služby, Pražské kolektory, Pražská energetika a Pražská vodohospodářská společnost), ale i významných komerčních subjektů ovlivňující teplárenství na území hl. m. Prahy (ČEZ ESCO, Veolia Energie Česká republika, Pražská Teplárenská). Tito poskytli vstupy pro analytickou část strategie a formou řízených konzultací se podíleli na koordinaci strategických cílů a investičních plánů.

O průběhu zpracování byla Rada hl. m. Prahy průběžně informována a zároveň byla průběžně projednávána na Výboru pro energetiku ZHMP.

Pražské teplárenství je provozně i geograficky rozděleno na dvě nepropojené soustavy. Pravý břeh Vltavy zásobuje soustava Pražské teplárenské (přibližně 250 000 domácností, cca 550 km sítí), jejíž dodávka tepla je dnes dominantně kryta z uhelných zdrojů v Elektrárně Mělník. Levý břeh tvoří soubor menších, vzájemně nepropojených soustav provozovaných společností Veolia Energie Praha, založených převážně na zemním plynu. Výchozí stav určuje hlavní úkoly Strategie: připravit se na nutnou náhradu uhelných zdrojů, vytvoření strategického rámce pro přechod na obnovitelné zdroje energie spolu s vysoce účinnou KVET a vytvoření podmínek pro splnění legislativních požadavků na účinnou soustavu centrálního zásobování teplem. Vedle těchto úkolů je také nutné splnit výzvu v podobě udržení únosné ceny tepla pro zákazníka.

Strategie je postavena na 5 vzájemně provázaných pilířích, které tvoří transformační rámec, nikoliv soubor navzájem se vylučujících variant. Mezi zásadní doporučení strategie patří i potřeba vzájemné koordinace za situace, kdy různí aktéři mají přirozené obchodní zájmy a hlavní město Praha sleduje primárně veřejný zájem dosažení energetické bezpečnosti, plnění požadavků na snižování závislosti na fosilních palivech a snižování uhlíkové stopy při zachování udržitelné ceny tepla pro její obyvatele. Dle zpracovatele je nezbytné nalezení společného obchodního modelu např. založení obchodní společnosti HMP s privátními aktéry v teplárenství se zachováním majoritního vlivu na strategické směřování a rozhodování.

Strategie nepředstavuje jednorázovou investici, ale program rozložený do etap, jehož tempo je určeno vnějšími podmínkami – zejména v důsledku legislativních a technických omezení, vyššímu tlaku na dekarbonizaci teplárenství, termínu odstavení uhelných zdrojů v lokalitě Mělník a délkou přípravy elektrického připojení. Následující přehled shrnuje orientační investiční rámec doporučených variant; jde o strategické odhady určené pro rozhodnutí o směru, nikoli o investiční plán.

Pilíř	Doporučená varianta	Orientační investice na straně HMP
1 – Energocentrum ÚČOV	Var. 2 (obě větve, 150 MW)	cca 17,51 mld. Kč (bez DPH)
2 – Blokové kotelny	Var. 2 (KVET + tepelná čerpadla)	cca 0,75 mld. Kč (bez DPH)
3 – Pravý břeh	Var. 2 + integrovaný provoz	0 Kč
4 – Rozvojové lokality	Dle skupin (napojení / lokální OZE)	0. Kč
5 – Chlad	Var. 3 (centrum) / Var. 1 (ostatní)	0 Kč

Všechny ceny k roku 2026

Finanční vstupy města pro naplňování Strategie budou vždy vycházet ze schválených rozpočtů HMP.

Schválením Strategie se vytváří nezbytný předpoklad pro jednání a získání úvěrových a dotačních prostředků.

Modelové ceny tepla u doporučených variant zůstávají v referenční cenové hladině srovnatelné se stavem bez realizace Strategie – přibližně 1 163 Kč/GJ u pilíře 1, 1 562 Kč/GJ u pilíře 3 samostatně a 1 478 Kč/GJ při integrovaném provozu obou soustav. Transformace tedy nevede k cenovému šoku pro odběratele.

Závěr a doporučení:

Strategie je zpracována nezávislým odborným subjektem, opírá se o ověřená data získaná přímo od aktérů pražského teplárenství a nabízí variantně posouzený, technicky i ekonomicky proveditelný postup transformace.

Vzhledem k rozsahu investic, k úzkému časovému oknu daného harmonogramem transformace lokality Mělník a k nutnosti koordinovat postup městských i soukromých subjektů odbor energetiky HMP navrhuje a doporučuje Strategii schválit, přijmout navržené usnesení a uložit zohledňování v samostatné působnosti hlavního města i promítnutí do městských společností formou strategického pokynu.

Příloha:

Usnesení RHMP č 1805 ze dne 31. 8. 2026

Hlavní město Praha

RADA HLAVNÍHO MĚSTA PRAHY

U S N E S E N Í

Rady hlavního města Prahy

číslo 1805
ze dne 31.8.2026

ke strategii teplárenství hlavního města Prahy

Rada hlavního města Prahy

I. s o u h l a s í

1. se Strategií teplárenství hlavního města Prahy, uvedenou v příloze č. 1 a č. 2 tohoto usnesení
2. s výstupy a doporučeními Strategie teplárenství hlavního města Prahy, uvedenými v příloze č. 1 a č. 2 tohoto usnesení

II. k o n s t a t u j e , ž e

Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení je zohledněna v územně plánovací dokumentaci hl.m. Prahy

III. u k l á d á

1. primátorovi hl.m. Prahy
   1. předložit Strategii teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení Zastupitelstvu hl.m. Prahy ke schválení

      Termín: 31.10.2026

2. náměstkovi primátora doc. Ing. arch. Petrovi Hlaváčkovi
   1. podporovat z hlediska územního rozvoje realizaci záměru tzv. Energocentra na využití nízkopotenciálního tepla z ÚČOV Praha ve vytipované lokalitě včetně vyvedení tepelného a chladícího výkonu do cílových lokalit v nedalekém okolí a přívodu el. energie o potřebné kapacitě

      Termín: průběžně

3. MHMP - ENE MHMP
   1. pokračovat v navazujících krocích vyplývajících z doporučení Strategie teplárenství hlavního města Prahy podle bodu I tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy

      Termín: průběžně

   2. zajistit implementační plán Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy

      Termín: 31.12.2027

   3. management naplňování Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy

      Termín: průběžně

   4. informovat Radu HMP o stavu realizace Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy

      Termín: průběžně

5. koordinaci prací a výstupů pracovních skupin v průběhu realizace Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy

   Termín: průběžně

6. poskytnout součinnost Pražské plynárenské, a.s., při zpracování posouzení technických, ekonomických a právních aspektů realizace doporučení Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy, se zaměřením na nalezení společného obchodního modelu se zachováním majoritního vlivu hlavního města Prahy na strategické směřování a rozhodování

   Termín: průběžně

7. zpracovat analýzy a příslušná doporučení k rozvojovým územím z pilíře IV. Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy

   Termín: 31.12.2027

8. požadovat kooperaci a spolupráci aktérů při realizaci Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy

   Termín: průběžně

9. jednat s Evropskou investiční bankou a Modernizačním fondem případně dalšími institucemi ve věci možností financování realizace Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy

   Termín: průběžně

10. koordinovat a jednat s aktéry realizace Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy

    Termín: průběžně

I V . ž á d á

1. Pražskou plynárenskou, a.s.
    1. o zpracování posouzení technických, ekonomických a právních aspektů realizace doporučení Strategie teplárenství hlavního města Prahy dle bodu I. tohoto usnesení po schválení Zastupitelstvem hl.m. Prahy se zaměřením na nalezení společného obchodního modelu a zachováním majoritního vlivu HMP na strategické směřování a rozhodování

doc. MUDr. Bohuslav Svoboda, CSc. v. r.
primátor hl.m. Prahy

Mgr. Ing. Jaromír Beránek v. r.
I. náměstek primátora hl.m. Prahy

Předkladatel: primátor hl.m. Prahy
Tisk: R-59485
Provede: primátor hl.m. Prahy, náměstek primátora doc. Ing. arch. Petr Hlaváček, MHMP - ENE MHMP
Na vědomí: odborům MHMP