

Dopadová studie energetické bezpečnosti a soběstačnosti MSK po odchodu od spalování uhlí

Obsah studie

Manažerské shrnutí	6
Seznam zkratk.....	9
Vysvětlení pojmů	11
1 Úvod	22
1.1 Zaměření studie, cíle.....	23
1.2 Návaznost na související a další koncepční dokumenty	24
1.3 Zadání studie, zpracovatelé	25
1.4 Úvod do problematiky.....	27
1.4.1 Popis energetiky MSK	27
2 Statistika bilance MSK	30
2.1 Výroba elektřiny v MSK.....	31
2.1.1 Elektrárenské technologie z hlediska provozu a nákladů	31
2.1.2 Výroba elektřiny brutto podle technologií elektráren	33
2.1.3 Výroba elektřiny brutto podle podílu paliv	36
2.2 Spotřeba elektřiny v MSK.....	39
2.2.1 Spotřeba elektřiny netto podle kategorizace spotřeb.....	39
2.2.2 Spotřeba elektřiny netto podle sektorů národního hospodářství.....	40
2.3 Rozdíl mezi výrobou a spotřebou elektřiny v MSK	43
2.4 Instalovaný výkon výroben elektřiny v MSK	46
2.4.1 Využití instalovaného výkonu výroben elektřiny v MSK	47
2.5 Vývoj cen komodit	49
2.5.1 Cena elektřiny na denním trhu OTE	49
2.5.2 Cena zemního plynu na vnitrodenním trhu OTE.....	50
2.5.3 Vývoj cen emisních povolenek	51
3 Analytický výstup statistiky bilance MSK.....	54
4 Návrhová část – obecná ustanovení.....	63
4.1 Zdroje dat	64
4.2 Vysvětlení metodických přístupů použitých v návrhové části	65
4.2.1 Metodika hodnocení kombinované výroby elektřiny a tepla.....	65
4.2.2 Poznámky k hodnocení kondenzační výroby.....	69
4.2.3 Poznámky k poskytování podpůrných služeb ČEPS, a.s.....	70
4.2.4 Metodika hodnocení instalovaného a dosažitelného výkonu turbogenerátorů.....	71
4.2.5 Metodika výpočtu výkonové bilance elektřiny v MSK.....	73
4.2.6 Stanovení hustoty spotřeby elektřiny v rozvojových zónách.....	75

4.2.7	Metodika what-if analýzy	76
4.3	Metoda scénářů předpokládaného vývoje.....	77
4.3.1	Green Deal, Fit for 55 v České republice a v MSK	77
4.3.2	Očekávaný vývoj v oblasti emisních povolenek	78
4.4	Charakteristika scénářů, časové horizonty studie	81
4.5	Stav a vývoj očekávaných technologií.....	83
4.5.1	Malé modulární jaderné reaktory	83
4.5.2	Alternativní technologie zpracování odpadu a biomasy.....	86
4.5.3	Posouzení dodatečné kapacity výroby elektřiny z geotermálních zdrojů	87
4.5.4	Pyrolýza uhelných kalů	90
4.5.5	Likvidace kalů z ČOV.....	90
4.6	Identifikace a charakteristika významných výrobců, distributorů a spotřebitelů elektřiny v MSK	91
4.7	Problematika provozního personálu	92
4.7.1	Vzdělávání	92
4.7.2	Aktuální demografický vývoj v ČR	92
4.7.3	V Konkrétní příklady práce vzdělávacích institucí.....	94
4.7.4	Konkrétní příklady práce průmyslových firem se studenty	96
4.7.5	Navrhované kroky řešení problému	98
4.8	Posouzení stavu výroby a využití stávajících zdrojů elektřiny v MSK.....	99
4.8.1	Průmyslové zdroje elektřiny pracující na principu KVET.....	100
4.8.2	Veřejné elektrárny a teplárny	101
4.8.3	Ostatní elektrárny	104
4.8.4	Shrnutí možností navýšení výroby elektřiny brutto ve stávajících zdrojích	104
4.8.5	Příklady dobré energetické praxe	105
5	Očekávaný scénář vývoje bilance elektřiny v MSK.....	106
5.1	Spotřeba elektrické energie.....	108
5.1.1	Spotřeba elektřiny netto podle úrovně odběru	109
5.1.2	Elektromobilita, nabíjení	110
5.1.3	Tepelná čerpadla	112
5.1.4	Veřejná doprava a nákladní železniční doprava	115
5.1.5	Výroba vodíku pomocí elektrolyzérů.....	119
5.1.6	Průmyslové elektrokotle.....	120
5.1.7	Přímotopy, akumulární a hybridní vytápění	122
5.2	Výroba elektrické energie.....	124

5.2.1	Jaderné elektrárny	125
5.2.2	Parní elektrárny	127
5.2.3	Paroplynové elektrárny	131
5.2.4	Plynové a spalovací elektrárny	132
5.2.5	Vodní elektrárny	134
5.2.6	Větrné elektrárny	135
5.2.7	Fotovoltaické elektrárny	135
5.2.8	Zařízení pro energetické využití odpadů	136
5.2.9	Kogenerace spalující zemní plyn	138
5.2.10	Kogenerace spalující biomasu	138
5.2.11	Kogenerace spalující degazační plyn	140
5.2.12	Kogenerace spalující koksárenský plyn	141
5.2.13	Výroba elektrické energie z vodíku	142
5.2.14	Výroba elektrické energie z bioplynu	142
5.3	Akumulace elektrické energie	145
5.3.1	Elektrochemické akumulátory	145
5.3.2	Přečerpávací vodní elektrárny	146
5.3.3	Netradiční způsoby akumulace elektrické a tepelné energie	147
5.4	Vyhodnocení očekávaného scénáře	149
5.4.1	Závěr k očekávanému scénáři	151
5.4.2	SWOT analýza očekávaného scénáře v letech 2023 až 2030	157
5.4.3	SWOT analýza očekávaného scénáře v letech 2030 až 2050	159
5.4.4	Posouzení relevantnosti výstupů scénářů DS1	161
6	Extrémní scénář vývoje bilance elektřiny v MSK	163
6.1	Spotřeba elektrické energie	164
6.1.1	Spotřeba elektřiny netto	164
6.1.2	Elektromobilita, nabíjení	164
6.1.3	Tepelná čerpadla	165
6.1.4	Doprava MHD	165
6.1.5	Železnice	165
6.1.6	Výroba vodíku pomocí elektrolyzérů	165
6.1.7	Průmyslové elektrokotle	165
6.1.8	Přímotopy, akumulární a hybridní vytápění	166
6.2	Výroba elektrické energie	167
6.2.1	Jaderné elektrárny	167
6.2.2	Parní elektrárny	167

6.2.3	Paroplynové elektrárny	167
6.2.4	Plynové a spalovací elektrárny	167
6.2.5	Vodní elektrárny	168
6.2.6	Větrné elektrárny	168
6.2.7	Fotovoltaické elektrárny	168
6.2.8	Zařízení pro energetické využití odpadů	168
6.2.9	Kogenerace, spalující zemní plyn	169
6.2.10	Kogenerace spalující biomasu	169
6.2.11	Kogenerace spalující degazační plyn	170
6.2.12	Kogenerace spalující koksárenský plyn	170
6.2.13	Výroba elektrické energie z vodíku	170
6.2.14	Výroba elektrické energie z bioplynu	170
6.3	Akumulace	171
6.3.1	Elektrochemické akumulátory	171
6.3.2	Přečerpávací vodní elektrárny	172
6.4	Developerské projekty	172
6.5	Vyhodnocení extrémního scénáře	175
6.5.1	Závěr k extrémnímu scénáři	176
6.5.2	SWOT analýza extrémního scénáře v letech 2024 až 2030	177
6.5.3	SWOT analýza extrémního scénáře v letech 2030 až 2050	179
7	Shrnutí a společný závěr studie	182
7.1	Shrnutí cílů studie	182
7.2	Doporučení k řešení scénářů studie	187
	Reference	190
	Seznam obrázků a tabulek	194
	Seznam příloh	199

Manažerské shrnutí

Studie se zabývá analýzou aktuální situace v oblasti energetické bezpečnosti a soběstačnosti Moravskoslezského kraje (MSK). Předkládá dva hlavní scénáře jejího možného vývoje v krátkém časovém horizontu do roku 2030 a v delším časovém horizontu po roce 2030. Hlavním cílem je posouzení energetických zdrojů a potřeb v kraji, identifikace klíčových výzev a návrh opatření k zajištění vyrovnané výkonové bilance elektřiny.

Struktura studie:

- **Zaměření studie (kapitola 1.1):** Definuje cíle a metodiku studie, zaměřené na predikci vývoje energetické bilance v MSK do roku 2030 a dále. Tato predikce vychází z konzultací se zástupci výrobců a spotřebitelů elektrické energie a je provázána s legislativními a strategickými dokumenty České republiky (ČR) a Evropské unie (EU).
- **Statistika bilance Moravskoslezského kraje (kapitola 2):** Popisuje aktuální stav energetiky v MSK, včetně statistických údajů o výrobě a spotřebě elektrické energie. Ze statistických dat vyplývá, že kraj je výrazně závislý na uhelných zdrojích, což jej činí zranitelným v kontextu přechodu na čistší energie. MSK vykazuje deficit výroby elektřiny oproti spotřebě, což vytváří tlak na stabilitu dodávek.
- **Analytický výstup (kapitola 3):** Závěry této části zdůrazňují potřebu transformace energetického mixu a nutnost navýšení výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů (OZE) a jiných nízkouhlíkových technologií tak, aby byl zajištěn dlouhodobý růst a stabilita energetického systému v kraji.
- **Návrhová část (kapitola 4):** Popisuje metodiku použitou při predikci vývoje energetické bilance a zdrojů. Studie rozpracovává dva scénáře: očekávaný a extrémní. Kapitola rovněž obsahuje analýzu nových technologií, které mohou přispět k řešení výkonové disparity, resp. nerovnováhy mezi výkonem zdrojů a zatížením elektrických sítí. Mezi tyto technologie patří např. malé modulární jaderné reaktory (SMR) nebo technologie na zpracování odpadu a biomasy.
- **Očekávaný scénář (kapitola 5):** V rámci scénáře je analyzován předpokládaný vývoj výkonové bilance, spotřeby a výroby elektrické energie. Predikce počítá s rostoucí poptávkou po elektřině zejména díky pokračující elektrifikaci dopravy, průmyslu a vytápění. Analýza výroby se zaměřuje na klíčové zdroje energie, včetně OZE, kogeneračních plynových a spalovacích elektráren. Podkapitola 5.4 obsahuje SWOT analýzy a grafické výstupy, které predikují vývoj výkonové bilance pro období 2023–2030 a 2030–2050.

Z analýzy pro očekávaný scénář vyplývá, že pro pokrytí odstavené výroby elektřiny z uhlí v MSK je nutno v první řadě urychlit výstavbu paroplynových bloků, pokud to situace na trhu s plynovými turbínami dovolí (ve stejném období bude náhradu uhlí řešit celá řada států na území EU). Definitivní řešení bilance v očekávaném scénáři umožní až realizace SMR. Očekávaná disparita bilance mezi zdroji a zatížením v MSK se na druhé straně stane vítanou příležitostí pro investory, kteří disponují potřebným kapitálem a hledají spolehlivé a návratné investice. V zájmu MSK je motivovat takové investory k tomu, aby své investice realizovali na území MSK.

K překlenutí disparitního období je nezbytné zajistit pohotovost minimálně tří bloků Elektrárny Dětmarovice (EDĚ) každý po 200 MW buď ve formě vynucené studené zálohy nebo ve formě kapacitních mechanismů. Vyjednání kapacitních mechanismů pro ČR a jejich schválení (notifikaci) na úrovni EU je důležité, vzhledem k prioritnímu a podporovanému přístupu intermitentních OZE – větrné elektrárny (VTE), fotovoltaické elektrárny (FVE) na elektroenergetický trh, především pro investory a budoucí provozovatele paroplynových bloků.

Z diskusí s klíčovými výrobci elektřiny v MSK vyplynula jako podstatná podmínka (kromě pokrytí nákladů spojených s nevyužíváním nebo nízkým využíváním zdrojů) především udržení kvalifikace obslužného personálu u bloků využívajících kapacitní mechanismy nebo převedených do dlouhodobé studené zálohy.

- **Extrémní scénář (kapitola 6):** Modeluje vývoj za podmínek vysokých nároků na elektrifikaci dopravy, vytápění a změn ve výrobních technologiích. Zohledňuje postupné odstavování uhelných zdrojů a jejich nahrazování OZE, což vede ke zvýšené závislosti na importu elektřiny.

Disparita z roku 2023 je způsobena odstavením bloku B2 EDĚ v roce 2020 do studené zálohy, který může být uveden do provozu maximálně na 1 500 hodin / rok. Při roční době trvání maximálního zatížení MSK 5 869 hodin může blok pokrýt jen část spotřeby, zatímco zbytek elektřiny musí být importován.

Zhoršení disparity v roce 2027 nastane odstavením tří dalších bloků EDĚ, každý o výkonu 200 MW. K pokrytí deficitu instalovaného výkonu by bylo potřeba převést všechny čtyři bloky EDĚ do studené zálohy. Lepším řešením by bylo vyjednání kapacitního mechanismu inspirovaného Polskem, které tento mechanismus zavedlo.

Potřeba zavedení kapacitních mechanismů v ČR je nezbytná kvůli postupnému odstavení uhelných elektráren. Pokud se nepodaří mechanismy vyjednat, MSK i ČR budou závislé na dovozu elektřiny, což povede k vysokým cenám elektřiny, zejména během zimní špičky. K podobným závěrům dospěl v roce 2023 v rámci zdrojové přiměřenosti i provozovatel přenosové soustavy ČEPS. Důležitým argumentem pro vyjednávání kapacitních mechanismů je i dlouhá doba přípravy a výstavby nových jaderných bloků a možné právní spory týkající se výběrového řízení na výstavbu nových jaderných reaktorů v elektrárně v Dukovanech, popř. právního sporu mezi společnostmi Westinghouse s korejským dodavatelem KHNP ohledně licence na nabízenou technologii. SWOT analýzy období 2023–2030 a 2030–2050 jsou uvedeny v podkapitolách 5.4.2 a 5.4.3, 6.5.2 a 6.5.3.

Závěry studie:

- **Potřeba transformace:** Kraj je dlouhodobě závislý na fosilních palivech, což přináší rizika v rámci dekarbonizace a zajištění stabilních dodávek elektřiny. Je proto nezbytné podporovat vývoj OZE a nových technologií. Do uvedení do provozu nových technologií je nutno prosadit akceptovatelnou formu kapacitního mechanismu pro EDĚ.
- **Scénář očekávaného vývoje:** Předpokládá postupný přechod na čistší zdroje energie a mírný růst spotřeby.

- Extrémní scénář: Zahrnuje vyšší míru elektrifikace a agresivnější přístup k zavádění nových technologií.
- SWOT analýza: Oba scénáře ukazují na silné a slabé stránky regionální energetiky, příležitosti a hrozby spojené s transformací.
- Studie poskytuje přehled hlavních závěrů a doporučení studie pro dlouhodobou energetickou stabilitu a bezpečnost dodávek elektřiny v MSK.

Seznam zkratek

BEMU	Bateriová elektrická jednotka
BMS	Biometanová stanice
BPS	Bioplynová stanice
ČHMÚ	Český hydrometeorologický ústav
ČOV	Čistička odpadních vod
DS	Distribuční soustava elektřiny
DV	Dosažitelný výkon
EDĚ	Elektrárna Dětmarovice
EDU	Elektrárna Dukovany
EK	Evropská komise
ETE	Elektrárna Temelín
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES ČR	Elektrizační soustava České republiky
ETB	Elektrárna Třebovice
EU ETS	EU Emissions Trading System
FVE	Fotovoltaické elektrárny
GVD	Grafikon vlakové dopravy
IV	Instalovaný výkon
JE	Jaderné elektrárny (tato zkratka se používá samostatně)
KJ	Kogenerační jednotka
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
MHD	Městská hromadná doprava
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MSK	Moravskoslezský kraj
MSID	Moravskoslezské Investice a Development, a.s.
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
NKEP	Národní klimaticko-energetický plán
NŽD	Nákladní železniční doprava
OZE	Obnovitelné zdroje energie
OŽDK	Osobní železniční doprava mimo závazek veřejné služby
OŽDVS	Osobní železniční doprava v závazku veřejné služby
PCB	Polychlorované bifenyly
PE	Parní elektrárny
PPC	Paroplynový cyklus
PPE	Paroplynové elektrárny
PpS	Podpůrné služby pro ČEPS, a.s.

PSE	Plynové spalovací elektrárny
PV	Pohotový výkon
PVE	Přečerpávací vodní elektrárny
RDS	Regionální distribuční soustava
SME	Severomoravská energetika, a.s.
SMR	Small Modular Reactor
SVR	Služby výkonové rovnováhy
SWOT	Analýza silných a slabých stránek, příležitostí a ohrožení
SZT	Soustava zásobování teplem
TAP	Tuhé alternativní palivo
TFM	Teplárna Frýdek-Místek
TG	Turbogenerátor
TKV	Teplárna Karviná
TPV	Teplárna Přívoz
TVSe	Technologická vlastní spotřeba elektřiny na výrobu elektřiny
TVSt	Technologická vlastní spotřeba elektřiny na výrobu tepla
TZV	Trvalá změna výkonu
TŽ	Třinecké železářny, a.s.
UCPTE	Sdružení pro koordinaci výroby a přenosu elektrické energie
ÚEK	Územní energetická koncepce
VE	Vodní elektrárny
VHAD	Veřejná hromadná autobusová doprava
VTE	Větrné elektrárny
VŠB-TUO	Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava
ZEVO	Zařízení energeticky využívající odpad
ZP	Zemní plyn

Vysvětlení pojmů

Náplní této kapitoly je vysvětlení pojmů používaných ve studii. K objasnění pojmů byly přednostně využity definice z legislativy nebo odbornou veřejností uznávané definice z energetické praxe. U obecnějších pojmů nebo u pojmů, kde obecně uznané definice neexistují, byla použita spíše forma vysvětlení, o co se jedná. Třetí skupinou jsou účelové pojmy, jejichž definice nemají obecnou platnost, a které jsou určeny pouze pro použití v této studii.

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
akumulace	proces ukládání přebytečné elektrické energie pro pozdější využití, například pomocí baterií nebo přečerpávacích elektráren
biomasa	biologicky rozložitelná část produktů, odpadů a zbytků biologického původu ze zemědělství, z lesnictví a souvisejících odvětví a z rybolovu a akvakultury, včetně rostlinných a živočišných látek, jakož i biologicky rozložitelná část odpadů, včetně průmyslových a komunálních odpadů biologického původu
biometan	upravený bioplyn, jehož kvalita a čistota splňuje kvalitativní parametry zemního plynu
bioplyn	plynné palivo vyráběné z biomasy používané pro výrobu elektřiny, tepla nebo pro výrobu biometanu; za bioplyn se považuje také kalový a skládkový plyn
bioplynová stanice	technologické zařízení využívající proces anaerobní digesce ke zpracování bioodpadu, případně jiného biologicky rozložitelného materiálu; hlavním produktem anaerobní digesce je bioplyn, který lze využít jako alternativní zdroj energie
degazační plyn	směs plynů, které samovolně unikají z podzemí při těžbě uhlí; degazační plyn je z důvodů bezpečnosti odsáván z dolu důlní degazací a je využíván jako energetický zdroj
dekarbonizace	proces snížení nebo eliminace emisí uhlíku v energetice a dalších průmyslových odvětvích
disparita	nerovnováha mezi výkonem energetických zdrojů a zatížením energetické sítě
distribuční sazba	regulovaný poplatek za distribuci elektrické energie do místa odběru, který zahrnuje náklady spojené s provozem, údržbou a rozvojem distribuční sítě, která zajišťuje dodávku elektřiny do jednotlivých domácností a podniků; sazby pro domácnosti se značí

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
	písmenem "D" a sazby pro podnikatele písmenem "C"
Regionální distribuční soustava (RDS); v případě MSK jde o součást RDS spravované ČEZ Distribuce, a.s.	Regionální distribuční soustava je propojovacím článkem mezi přenosovou soustavou a koncovými místy odběru elektrické energie; při distribuci elektřiny jsou postupně upravovány její parametry, především napěťová úroveň s cílem minimalizace ztrát a dodávky elektřiny v požadovaném množství a kvalitě; její strukturu tvoří vzájemně propojený soubor vedení a zařízení sloužící k zajištění distribuce elektřiny na vymezeném území (MSK), včetně systémů měřicích, ochranných, řídicích, zabezpečovacích, informačních a telekomunikačních techniky včetně elektrických přípojek ve vlastnictví provozovatele distribuční soustavy
dosazitelný výkon	výkon odpovídající maximálnímu reálnému výkonu, který může elektrárna dosáhnout za běžných provozních podmínek; zohledňuje opotřebení zařízení, výpadky, údržbu a další faktory, které ovlivňují schopnost elektrárny dodávat energii
důlní degazace	je soubor činností a zařízení sloužících k záměrnému a řízenému odčerpání metanu z uhelné sloje, okolních hornin nebo volných prostorů a následnému izolovanému odvádění plynové směsi z degazačních zdrojů v dole plynovody
elektrifikace	proces nahrazování fosilních paliv elektřinou v různých sektorech hospodářství, například v dopravě nebo ve vytápění
elektrizační soustava	vzájemně propojený soubor zařízení pro výrobu, přenos, transformaci a distribuci elektřiny, včetně elektrických přípojek, přímých vedení, a systémy měřicích, ochranných, řídicích, zabezpečovacích, informačních a telekomunikačních techniky
elektrokotel	zařízení využívající elektrickou energii k ohřevu vody pro vytápění a/nebo ohřev vody
elektromobilita	koncept dopravy založený na využívání vozidel poháněných elektrickou energií místo energie získané spalováním fosilních paliv
emise	vypuštěné znečišťující látky ze známého zdroje do okolního prostředí; vyjadřují se

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
	množstvím vypuštěné látky za časovou jednotku – např. t/rok.
emisní normy	právní předpisy stanovující limity pro emise škodlivých látek vypouštěné do ovzduší; emisní limit stanoví, jaké množství znečišťující látky může zdroj znečištění do ovzduší vypustit
emisní povolenka	emisní povolenka opravňuje jejího držitele vypustit 1 t oxidu uhličitého ze zařízení, na které se vztahuje systém obchodování s emisními povolenkami (EU ETS)
energetická bezpečnost	zajištění stabilních dodávek energie pro region či stát bez závislosti na externích zdrojích
energetická bilance	poměr mezi příjmem a výdejem energie
energetická náročnost	množství energie potřebné k provozu zařízení vztažené na jednotku výstupu
energetická soběstačnost	schopnost energetických technologií v regionu vyrábět dostatek konkurenceschopné energie pro pokrytí poptávky po elektřině v regionu, včetně vlastní spotřeby těchto technologií
energetická transformace	proces změny energetického systému směrem k udržitelným a čistým zdrojům energie
energetický výrobní mix	kombinace různých zdrojů energie používaných v daném regionu pro pokrytí energetických potřeb
Energiewende	dlouhodobá strategie Německa zaměřená na přechod od fosilních paliv a jaderné energie k obnovitelným zdrojům energie; cílem je snížení emisí skleníkových plynů, zvýšení energetické účinnosti a dosažení udržitelného energetického systému; základem je postupné ukončení využívání jaderných elektráren (do roku 2022) a výrazné omezení spalování uhlí (do roku 2038), přičemž se upřednostňují obnovitelné zdroje, jako jsou větrné a fotovoltaické elektrárny
European Union Emissions Trading System (viz také Seznam zkratk EU ETS)	systém pro obchodování s emisemi skleníkových plynů Evropské unie
fosilní zdroje energie	zdroje energie vzniklé z prehistorické biomasy; příkladem fosilních zdrojů energie jsou uhlí, ropa nebo zemní plyn a jejich deriváty

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
fotovoltaická elektrárna	elektrárna, která využívá fotovoltaické panely k transformaci slunečního záření na elektřinu
geotermální elektrárna	technologické zařízení, které transformuje geotermální energii na energii elektrickou
geotermální energie	přírozený projev tepelné energie zemského jádra, která má původ ve zbytkovém teplu planety Země, vzniká rozpadem radioaktivních látek nebo působením slapových sil
Green Deal	(Zelená dohoda pro Evropu) soubor politických iniciativ, který má EU nasměrovat na cestu k ekologické transformaci s konečným cílem dosáhnout do roku 2050 klimatické neutrality
imise	množství znečišťujících látek v konkrétním místě v konkrétním čase;
imisní limit	hodnota nejvýše povolené úrovně znečištění ovzduší, vyjádřené v jednotkách hmotnosti na jednotku objemu při normální teplotě a tlaku
instalovaný výkon elektrárny	součet jmenovitých činných výkonů všech generátorů elektrárny
intermitentní zdroje elektrické energie	zdroje elektřiny, u nichž se výkon nedá plně řídit, protože je závislý na vnějších podmínkách, typicky větrné a fotovoltaické elektrárny
jaderná elektrárna	elektrárna, která využívá jadernou energii k výrobě elektřiny; energie ve formě tepla uvolněná z jaderného štěpení v reaktoru je využita k ohřevu vody a produkci páry, která následně pohání turbíny a generátory
kapacitní mechanismus	časově omezená opatření, která mohou evropské země zavést k odměně elektráren za středně a dlouhodobou bezpečnost dodávky elektřiny; musí být navržena tak, aby byl minimalizován jejich dopad na funkčnost trhu
koeficient ročního využití	(koeficient využitelnosti) je jedním z ukazatelů efektivity energetického zdroje; ukazuje, nakolik je v průběhu roku využíván instalovaný výkon energetického zdroje; vypočítá se jako poměr skutečného množství vyrobené energie k teoretickému maximálnímu množství, které by bylo vyrobeno při celoročním provozu se jmenovitým výkonem

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
koeficient současnosti odběrných míst	poměr mezi maximálním příkonem skupiny odběrných míst a sumou maximálních příkonů všech odběrných míst ve skupině
koks	pevný uhlíkatý zbytek, který se získává z černého uhlí s nízkým obsahem popela a síry, ze kterého jsou odstraněny prchavé složky v peci s omezeným přístupem kyslíku při teplotách nad 1 000 °C
koksárenský plyn	směs plynných látek vznikající při výrobě koksu z uhlí
kombinovaná výroba elektřiny a tepla	přeměna primární energie na energii elektrickou a užitečné teplo ve společném současně probíhajícím procesu v jednom výrobním zařízení
komoditní trh	trh, na kterém se obchodují komodity např. elektřina, zemní plyn, uhlí, ropa nebo emisní povolenky
lokální zdroje energie	zdroje energie situované v bezprostřední blízkosti místa spotřeby, například domácí fotovoltaické nebo větrné elektrárny
malé modulární jaderné reaktory	jaderné reaktory o elektrickém výkonu až 300 MWe na jeden výkonový modul; hlavním znakem je modulární přístup k jejich konstrukci; klíčové technologické komponenty a systémy budou vyráběny, testovány a instalovány do speciálních modulů přímo u výrobce a ve formě předpřipravených modulů budou transportovány a namontovány na stavbě; přesun podstatné části kompletace technologie do výrobních závodů má za cíl zvýšit kvalitu zařízení, urychlit, zjednodušit a zlevnit výstavbu oproti stávajícím velkým jaderným elektrárnám
maloodběr elektřiny	kategorie spotřeby elektřiny, do které patří domácnosti a podnikatelé; maloodběratelé jsou připojeni na síť nízkého napětí do 1 kV a jejich spotřeba se měří elektroměrem
obnovitelné zdroje energie	obnovitelné nefosilní zdroje energie (energie větrná, sluneční, geotermální, energie vln, energie přílivová, vodní, energie z biomasy, ze skládkového plynu, z plynů z čištění odpadních vod a z bioplynů)
parní elektrárna	v ročních zprávách ERÚ jde o výrobu elektrické energie, která jako teplonosné

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
	médium pro přeměnu tepelné energie na mechanickou energii určené pro pohon elektrického generátoru využívá vodní páru vyrobenou v parním kotli, takto je to dodržováno v celé studii
paroplynová elektrárna	kombinovaný cyklus, jehož základem je plynová turbína, která spalováním plynu vyrobí první část elektrické energie; spaliny z výstupu plynové turbíny prochází spalínovým kotlem, který vyrábí páru pro pohon parního turbogenerátoru; parní turbogenerátor vyrobí druhou část elektrické energie paroplynového bloku
plynové a spalovací elektrárny	pro účely této studie jde o kategorii elektráren, která vyrábí elektřinu spalováním zemního plynu, degazačního plynu nebo bioplynu nebo topného oleje v plynové turbíně nebo v plynovém motoru, které pohánějí elektrický generátor
pohotový výkon elektrárny	největší hodnota elektrického výkonu, které může elektrárna v určitém časovém období dosáhnout s ohledem na technické a provozní podmínky
podpůrné služby	podpůrnými službami činnosti fyzických či právnických osob, jejichž zařízení jsou připojena k elektrizační soustavě, které jsou určeny k zajištění systémových služeb, a po jejichž aktivaci zpravidla dochází k dodávce regulační energie
primární energetický zdroj	je obnovitelný nebo neobnovitelný zdroj energie, který neprošel žádnou lidmi provedenou přeměnou nebo transformačním procesem, například uhlí, ropa, zemní plyn, slunce nebo vítr a také uran
přečerpávací vodní elektrárna	elektrárna využívající výškového rozdílu hladin vody mezi dolní a horní nádrží k akumulaci elektřiny; elektrárna ukládá energii v podobě vody přečerpávané do horní nádrže v době nízké poptávky po elektřině a v době vysoké poptávky je voda vypouštěna dolů, kde pohání turbíny a vyrábí elektřinu; tento systém funguje jako zásobárna energie a pomáhá stabilizovat elektrickou síť
přenosová soustava	vzájemně propojený soubor vedení a zařízení 400 kV, 220 kV a vybraných vedení a zařízení

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
	110 kV, uvedených v příloze Pravidel provozování přenosové soustavy, sloužící pro zajištění přenosu elektřiny pro celé území České republiky a propojení s elektrizačními soustavami sousedních států, včetně systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky
pyrolýza	proces termochemické degradace organických látek v inertní atmosféře (bez přístupu vzduchu) a při zvýšené teplotě, která je závislá na druhu zde zpracovávaného materiálu (např. odpadu)
roční doba využití instalovaného výkonu	fiktivní doba, za kterou by bylo při plném instalovaném výkonu vyrobeno (dodáno) stejné množství energie, jako je tomu při reálném provozu zdroje v průběhu celého roku
roční maximum zatížení elektrizační soustavy	maximální zatížení elektrizační soustavy v příslušném roce, které se stanoví z údajů měřidel jako součet hodinových hodnot svorkového elektrického výkonu elektráren připojených do ES ČR očištěný o +/- saldo se zahraničím a s odečtením elektřiny na čerpání PVE
roční minimum zatížení elektrizační soustavy	minimální zatížení elektrizační soustavy v příslušném roce, které se stanoví z údajů měřidel jako součet hodinových hodnot svorkového elektrického výkonu elektráren připojených do ES ČR očištěný o +/- saldo se zahraničím a s odečtením elektřiny na čerpání PVE
služby výkonové rovnováhy	jsou podmnožinou podpůrných služeb a slouží k zajištění stability frekvence a tím i rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektřiny v elektrizační soustavě
soustava zásobování teplem	je soustava tvořená vzájemně propojeným technologickým zdrojem nebo zdroji tepelné energie a rozvodným tepelným zařízením sloužícím pro dodávky tepelné energie pro vytápění, chlazení, ohřev vody a pro technologické procesy, je-li provozována na základě licence na výrobu tepelné energie a licence na rozvod tepelné energie
spotřeba elektřiny brutto	součet spotřeby elektřiny netto, sítových ztrát, technologické vlastní spotřeby elektřiny na

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
	výrobu elektřiny a tepla, a spotřeby elektřiny na přečerpávání
spotřeba elektřiny netto	součet spotřeby velkoodběratelů z VN a VVN, spotřeby maloodběratelů (obyvatelstvo a podnikatelé), lokální spotřeby, spotřeby provozovatelů distribučních a přenosové soustavy a vlastní spotřeby elektřiny na teplo
stabilita energetického systému	schopnost energetického systému zajišťovat spolehlivou dodávku energie odběratelům a rovnováhu mezi výrobou a spotřebou energie při udržování provozních veličin systému v oblasti nominálních hodnot
stabilní zdroje elektrické energie	zdroje energie, které poskytují výkon bez ohledu na vnější podmínky, například jaderné, uhelné, plynové a paroplynové elektrárny
start ze tmy	schopnost elektroenergetických zdrojů najet do provozu bez pomoci elektrizační sítě, dosáhnout jmenovitého napětí a po připojení k vyčleněné elektrické síti zajistit její napájení v ostrovním režimu provozu
studená záloha elektrárny	zařízení elektrárny je mimo provoz, vypnuté a zakonzervované ve studeném stavu, elektrárna je připravena na uvedení do provozu v definované době
SWOT analýza	metoda mapování a expertního hodnocení, která slouží k identifikaci silných a slabých stránek, příležitostí a hrozeb řešeného problému
systémová elektrárna	kondenzační elektrárna obvykle s více výrobními bloky o velkém výkonu, která pracuje přímo do přenosové soustavy a je schopna poskytovat podpůrné služby provozovateli přenosové soustavy
systémové služby	činnosti provozovatele přenosové soustavy pro zajištění spolehlivého provozu elektrizační soustavy s ohledem na provoz v rámci propojených elektrizačních soustav
technologický energetický zdroj	energetický zdroj, který dodává energie (např. elektřinu, teplo, technologické plyny, vodu) pro technologii průmyslového závodu a také pro distribuční soustavu elektřiny a tepla

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
technické minimum kondenzační elektrárny	elektrický výkon generátoru při minimálním průtoku páry turbínou, minimální průtok páry stanoví výrobce turbíny
technologická vlastní spotřeba elektřiny na výrobu elektřiny	spotřeba elektrické energie na výrobu elektřiny v hlavním výrobním zařízení i pomocných provozech, které s výrobou elektřiny přímo souvisejí, včetně výroby, přeměny nebo úpravy paliva, ztrát v rozvodu vlastní spotřeby i ztrát na zvyšovacích transformátorech výroby elektřiny pro dodávku do distribuční soustavy nebo přenosové soustavy
technologická vlastní spotřeba elektřiny na výrobu tepla	spotřeba elektrické energie na výrobu tepla v hlavním výrobním zařízení i pomocných provozech, které s výrobou tepla přímo souvisejí, včetně výroby, přeměny nebo úpravy paliva
tepelné čerpadlo	pro účely této studie je to zařízení, které transformuje teplo s nízkým potenciálem odebrané z okolního prostředí (venkovní vzduch, půda, voda) na teplo vhodné k vytápění budov a k ohřevu vody pomocí komprese vypařeného chladiva
teplárna	technologické zařízení, které vyrábí užitečné teplo pro technologickou spotřebu v průmyslu nebo k vytápění budov a přípravu vody a elektřiny v procesu KVET
točivá/rotační rezerva v elektrizační soustavě	soustrojí parní nebo plynové turbíny, které jsou připojeny k elektrizační soustavě, a které jsou určeny pro poskytování služeb výkonové rovnováhy; skutečnost, že jsou v provozu na jmenovitých otáčkách jim umožňuje okamžitě reagovat na změnu zatížení bez zdlouhavého uvádění do provozu
topný faktor tepelných čerpadel	poměr mezi získanou tepelnou energií a elektrickou energií spotřebovanou tepelným čerpadlem
uhlíková stopa	suma vypuštěných skleníkových plynů vyjádřená v CO ₂ ekvivalentech; uhlíková stopa se může týkat jedince, výrobku nebo akce, nejčastěji je ale používána ve spojitosti s výrobky a definuje sumu všech skleníkových plynů, které byly vypuštěny při výrobě a obstarání daného výrobku
užitečné teplo	teplo vyrobené v procesu kombinované výroby elektřiny a tepla k uspokojování poptávky po

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
	teple a chlazení, která nepřekračuje potřeby tepla nebo chlazení, a která by byla za tržních podmínek uspokojována jinými procesy výroby energie než kombinovanou výrobou elektřiny a tepla
velkoodběr elektřiny	odběr velkého množství elektřiny, obvykle průmyslovými nebo komerčními subjekty na úrovni VN nebo VVN
větrná elektrárna	technologický zdroj energie, který převádí sílu toku větru jako primárního energetického zdroje (charakteristickou veličinou je rychlost větru v m/s), působícího na listy rotoru na mechanickou energii pohánějící elektrický generátor
vodíkové technologie	pro účely této studie to jsou technologie výroby, skladování, dopravy a využití vodíku jako nosiče energie
vodní elektrárna	zdroj energie využívající přírodní koloběh založený na vypařování a kondenzaci vody jako nosiče obnovitelné potenciální a/nebo kinetické energie, která se působením na lopatky vodní turbíny transformuje na mechanickou energii pohánějící rotor elektrického generátoru
výkonová bilance	pro účely této studie se tím myslí vztah mezi dosažitelným elektrickým výkonem zdrojů a zatížením sítě
výroba elektřiny brutto	celková výroba elektřiny na svorkách generátorů (zdrojů)
výroba elektřiny netto	výroba elektřiny brutto snížená o technologickou vlastní spotřebu elektřiny na výrobu elektřiny
mix energetických zdrojů / výrobní energetický mix	kombinace primárních energetických zdrojů a/nebo kategorií elektráren zabezpečujících požadované množství energie (elektřiny a tepla) k uspokojení poptávky po energii včetně ztrát a vlastní spotřeby
zařízení na energetické využití odpadů (ZEVO)	technologické zařízení na spalování odpadů, ve kterém musí palivo hořet samo bez stabilizace jiným palivem
zatížení brutto elektrizační soustavy	hodinová hodnota elektrického výkonu na svorkách generátorů připojených k ES ČR +/- saldo – čerpání PVE

Pojem	Definice/popis/vysvětlení pojmu
závěrná elektrárna	pro účely této studie to je elektrárna, jejíž nabídková cena při zúčtování ceny uzavírá akceptovanou nabídku elektřiny na trhu

1 Úvod

Tato kapitola v úvodu charakterizuje historický význam MSK v rozvoji energetiky ČR a transformaci jeho historické role do současných podmínek. Dále specifikuje zaměření studie, zadání a cíle stanovené zadavatelem, kterým je Moravskoslezské energetické centrum, příspěvková organizace (MEC).

Role regionu MSK v rozvoji energetiky v ČR se postupně změnila s ukončením těžby černého uhlí a uzavřením největších podniků v hutní výrobě i těžkém strojírenství. Velké průmyslové elektrárny a teplárny musely v reakci na klesající spotřebu elektřiny a tepla pro průmyslový sektor upravit svá výrobní a rozvodná zařízení a převzít odpovědnost za dodávky pro domácnosti a terciární sektor zejména v městských aglomeracích.

Změna výrobního mixu probíhala většinou s důrazem na minimální náklady včetně investic. To do značné míry přispělo ke konzervaci energetického využívání uhlí až do současnosti. Moderní plynové turbíny se dříve bohužel stavěly spíše jinde než v lokalitách s velkým odběrem tepla. Poslední publikované záměry však naznačují postupnou změnu tohoto trendu. Budoucí energetický mix ČR kromě plynových elektráren a tepláren nejvíce ovlivní dostavba nových bloků JE (Dukovany, Temelín) a výstavba SMR. První SMR v ČR bude zřejmě postaven v jiném regionu (v Temelíně).

Zpracovatelé studie se proto domnívají, že Ostrava a MSK mají v současné době spíše zpoždění než strategickou úlohu při transformaci energetického mixu. Přispěla k tomu i nepovedená privatizace bývalé Nové huti, která měla potenciál sehrát důležitou roli při energetické transformaci a modernizaci hutního průmyslu v MSK. Významnou část tohoto úkolu naštěstí převzaly TŘINECKÉ ŽELEZÁRNY, a.s. (TŽ). Projekt modernizace TŽ a ENERGETIKY TŘINEC, a.s. zaměřený na transformaci výrobního a energetického mixu je v této studii zařazen mezi příklady dobré energetické praxe. Mezi příklady dobré energetické praxe byly zařazeny i další firmy, ale je to zatím málo ve srovnání s tím, co by region opravdu potřeboval.

Za rozumné využití financí EU z Operačního programu Spravedlivá transformace pokládáme důraz na posílení role technického vzdělávání a aplikovaného výzkumu v regionu. Příkladem je projekt SMARAGD, jehož prvním úspěšným výstupem je vybudování výzkumného polygonu centra CEET při Vysoké škole báňské – Technické univerzitě Ostrava (VŠB-TUO). Cílem tohoto úsilí v oblasti transformace energetiky je snížit a nejlépe zastavit odchod mladých a vzdělaných lidí a podnítit rozvoj vzdělávání mladé generace, aplikovaného výzkumu a na ně navazující nové formy nejen průmyslového podnikání v MSK.

1.1 Zaměření studie, cíle

- Analýza výchozího stavu 2023 a trendů výroby elektřiny podle typu výroben a primárních zdrojů energie včetně časového využití instalovaného výkonu, spotřeby elektřiny a disparity mezi výkonem zdrojů a zatížením elektrizační soustavy v MSK.
- Návrh opatření na straně výroby elektřiny na posílení energetické bezpečnosti a soběstačnosti kraje.

Navržená opatření mají reagovat na očekávaný nárůst poptávky po elektřině z důvodu pokračující elektrifikace v sektorech dopravy, průmyslu a teplárenství.

Dokument má navazovat na výstupy již zpracované Dopadové studie odchodu od energetického spalování uhlí v MSK (plynový, jaderný scénář a doplňkový scénář OZE).

1.2 Návaznost na související a další koncepční dokumenty

Studie navazuje na poznatky prezentované v následujících dokumentech:

- Dopadová studie odchodu od energetického spalování uhlí v Moravskoslezském kraji, 2020 (DS I)
- Dopadová studie Problematika odpojování konečných odběratelů a návrh optimalizace v soustavách centralizovaného zásobování teplem v Moravskoslezském kraji, 2022
- Územní energetická koncepce Moravskoslezského kraje na období 2020 až 2044, aktualizace 2022 (ÚEK MSK)
- Státní politika životního prostředí ČR 2030 s výhledem do 2050, 2019
- Aktualizovaná Politika ochrany klimatu, 2017
- Aktualizovaný Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu, 2023 (NKEP)
- 2019/943, Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) o vnitřním trhu s elektřinou, k 23. 6. 2022 (popisuje pravidla pro uplatňování kapacitních mechanismů EU)
- Roční a čtvrtletní zprávy ERÚ o provozu elektrizační soustavy České republiky
- Rozbory a databáze ČSÚ o elektroenergetice MSK
- Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ 2023), ČEPS, a.s., 2023
- Integrace OZE do ES ČR, Ing. František Kysnar, Ph.D., EGC – EnerGoConsult ČB s.r.o., Ing. Tomáš Jícha, Euroenergy, spol. s.r.o., 2020
- Aktualizace potenciálu větrné energie v České republice z perspektivy roku 2020 David Hanslian, Ústav fyziky atmosféry AV ČR, v.v.i. Praha, 2020
- Myths and facts about the use of alternative fuels in major energy – consuming industries, Trend Report, 2019
- Heat Roadmap Czech Republic, Aalborg University Denmark, 2018
- Strategie rozvoje vodíkových technologií v Moravskoslezském kraji, 2021

1.3 Zadání studie, zpracovatelé

Úkolem MEC je vytvořit Statistiku bilance MSK dokumentu, tj.

- sestavit roční bilanci výroby a spotřeby elektřiny v MSK (časová řada 2004–2023, cca 20 let historická data podle statistik ERÚ),
- posoudit podíl majoritních výrobců na výrobní straně bilance.

Úkolem Centra energetických a environmentálních technologií VŠB – TUO (CEET) je vytvořit Návrhovou část finálního dokumentu (souhrn navržených opatření pro vyrovnanou bilanci elektřiny v MSK), tj.

- posoudit efektivitu výroby ve stávajících centrálních výrobních zdrojích (roční využití instalovaného výkonu)
 - posoudit možnosti navýšení roční výroby (stávající zdroje) – vyššího ročního využití instalovaného výkonu, zejména u zdrojů zemního plynu (ZP),
 - posoudit možnosti navýšení roční výroby (nové a plánované zdroje) – rozvojové plány velkých výrobců na straně výroby (ČEZ, a.s., Veolia Energie ČR, a.s (VEČR), TAMEH Czech s.r.o. apod.);
- posoudit dodatečné kapacity roční výroby ostatních zdrojů
 - a to zdrojů využívajících OZE (průzkum potenciálu FVE a VTE), geotermální energie apod.),
 - a zdrojů založených na lokálních energetických zdrojích (čistírenské kaly, uhelné kaly) s ohledem na uhlíkovou stopu;
- analyzovat budoucí energetické potřeby rozvojových a průmyslových částí regionu (brownfieldy, průmyslové zóny, průmyslové podniky), tj.
 - popsat dodatečnou spotřebu a možnosti vlastní výroby elektřiny,
 - prozkoumat možnosti elektrifikace různých sektorů hospodářství (např. přechod na elektrické obloukové pece u společnosti Liberty, TŽ);
- analyzovat disparitu / přebytek výkonové bilance elektřiny MSK po uplatnění navržených opatření, tj.
 - zvýšení efektivity výroby ve stávajících zdrojích,
 - navýšení výroby elektřiny směřující k vyrovnané výkonové bilanci a posílení energetické bezpečnosti,
 - analýza energetické infrastruktury ZP a elektřiny – distribuční a přenosové sítě (stabilita a dostupná kapacita) v regionu, zahrnutí přeshraničních kapacit (ČEPS, a.s., ostrovy v Polsku),
 - revize aktuálního stavu energetických zdrojů v MSK
 - posouzení relevantnosti výstupů plynového a jaderného scénáře DS I.
 - posouzení relevantnosti výstupů doplňkového scénáře OZE,
 - realizace scénáře vývoje nárůstu spotřeby elektřiny ve vazbě na elektrifikaci sektorů (scénáře ÚEK MSK), vazba na návrh nové Státní energetické koncepce a aktualizaci Vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu (NKEP),
 - výstavba nových nízkoemisních zdrojů v lokalitách stávajících uhelných elektráren,

- výstavba nových zdrojů využívajících OZE (geotermální energie, FVE, větrné elektrárny – studie potenciálu);
- posoudit rizika související s deficitní bilancí elektřiny v kraji (pomocí SWOT analýzy).

1.4 Úvod do problematiky

1.4.1 Popis energetiky MSK

MSK je dosud tradičním uhelným regionem, jehož energetická bezpečnost a soběstačnost byly a jsou historicky spojeny s těžbou a využíváním černého uhlí pro výrobu elektřiny. V současné době čelí kraj významným výzvám spojeným s nutností transformace výrobního energetického mixu. Jeho závislost na černém uhlí je ve srovnání s ostatními kraji specifická a činí region zranitelným, zejména v kontextu uzavírání dolů na Karvinsku a postupného odklonu od fosilních paliv na evropské i národní úrovni.

Uhlí je hnědá, černá nebo hnědo-černá hořlavá hornina vzniklá v průběhu desítek až stovek milionů let z rostlinných a živočišných zbytků, které byly uloženy v anaerobních vodou vyplněných prostředích (prostředí bez vzdušného kyslíku), kde nízké hladiny kyslíku bránily jejich kompletnímu rozkladu a oxidaci (hnití). Většina světových zásob uhlí se začala tvořit v období karbonu, geologické epoše, která začala před 360 milióny let a pokračovala i v dalších obdobích.

Využití uhlí jako primárního energetického zdroje v MSK je velmi rozsáhlé. Jde napříč sektory národního hospodářství rozvíjenými v MSK, přičemž v kraji rezonuje hlavně v sektorech průmyslu (hutnictví a chemický průmysl), energetiky a domácností. V MSK se používá zejména černé uhlí a druhotná paliva od uhlí odvozená (vysokopecní a koksárenský plyn), a to k získávání energie pro:

- dodávku tepla pro technologické procesy v průmyslu, domácnosti a nevýrobní sektor,
- výrobu elektřiny a její další využití v průmyslu, domácnostech, službách a ostatních sektorech národního hospodářství na území MSK.

V současné době ve světě i v ČR dochází k výraznému posunu ve prospěch moderních postupů, při nichž se zvyšuje účinnost spalování uhlí, tj. využití energie obsažené v palivu. Všeobecně se rozšiřují kogenerační energetické zdroje, které současně dodávají teplo např. ve formě horké vody pro vytápění a ohřev vody a elektřinu pro vlastní spotřebu nebo pro veřejný rozvod.

Z hlediska výroby elektřiny je v současné době MSK deficitní, což znamená, že vyrábí méně elektřiny, než kolik sám spotřebuje. Výsledky za rok 2023 jsou uvedeny níže v Tab. 1.

Tab. 1 Výsledky energetické bilance MSK za rok 2023, zdroj: [1], [2], vlastní zpracování VŠB-TUO

MSK 2023	Výroba brutto	TVSe	TVSt	Dodávka do ES	Míra ztrát v sítích	Čistá spotřeba	Spotřeba na prahu ES	Import do MSK	
	GWh	GWh	GWh	GWh	%	GWh	GWh	GWh	%
	3 630,1	285,7	221,4	3 123,0	3,547%	5 805,4	6 018,9	2 895,9	48,1%

Dodávka do ES byla vypočtena z výroby elektřiny brutto po odečtení vlastní spotřeby elektřiny na výrobu elektřiny a na výrobu tepla. Spotřeba elektřiny na rozhraní zdrojů (nebo z pohledu elektrizační soustavy na rozhraní elektrizační soustavy) byla vypočtena jako součet spotřeby elektřiny netto a ztrát v sítích. Import elektřiny do MSK je jedním ze zdrojů, které napájejí ES ČR a RDS na území MSK. Tento import je

vypočten jako rozdíl spotřeby elektřiny v MSK a elektřiny dodané z elektráren na území MSK.

Deficit mezi elektřinou vyrobenou v MSK a elektřinou spotřebovanou v MSK, je způsoben především nízkým využíváním EDĚ. Technický a obchodní model, který používá ČEZ při řízení svých elektráren a při jejich zařazování do provozu řadí elektrárny podle výnosnosti. EDĚ se díky využívání dražšího černého uhlí ve srovnání s hnědým uhlím, které používají ostatní elektrárny ČEZ, nachází většinou na konci řady výrobních zdrojů elektřiny ČEZ. Proto je ve srovnání s elektrárnami ČEZ v jiných krajích méně využívána.

Rozdíl mezi výrobou a spotřebou, podle statistických dat ERÚ a ČEZ Distribuce, a.s. v Tab. 1, činil v roce 2023 v MSK -2,9 TWh, což představuje přibližně -48 %. Chybějící objem elektřiny byl pokrytý dodávkou elektřiny z přenosové soustavy ČR (ES ČR) z výrobních zdrojů elektřiny mimo MSK nebo importem ze zahraničí. Tato skutečnost vytváří zvýšenou poptávku po stabilní a bezpečné dodávce elektřiny. Vyřazení uhlí z výrobního energetického mixu bez adekvátní a stabilní náhrady představuje nejenom pro MSK, ale rovněž pro energetiku celé České republiky, značné bezpečnostní riziko a tento deficit ještě prohloubí. **Vyřazení uhlí (černého i hnědého) z energetického mixu MSK by na základě dat z roku 2023 znamenalo nedostatek přibližně 1,8 TWh elektřiny, což představuje přibližně 29 % spotřeby elektřiny v MSK.**

Klíčové je proto nalézt taková řešení, která zajistí energetickou soběstačnost a zároveň přispějí k dekarbonizaci a podpoří udržitelnost krytí poptávky po elektřině, ve srovnání se současným stavem.

Spotřeba elektřiny v MSK je dominována průmyslem, přičemž nejvýznamnější podíl připadá na sektor hutnictví. Hutnictví má v tomto regionu dlouhou a bohatou historii, sahající až do 19. století, kdy se začaly rozvíjet první železárny a ocelárny. Tento průmysl se stal páteří ekonomického rozvoje kraje, přinášel pracovní příležitosti a přispíval k celkovému hospodářskému růstu. Pro hutnický průmysl, který je energeticky náročný, je nezbytné zabezpečit stabilní dodávky elektřiny. Vyřazení uhlí z energetického mixu a jeho nahrazení nestabilními nebo nedostatečně kapacitními zdroji ohrozí kontinuální provoz hutnických závodů. Zajištění spolehlivých a udržitelných energetických zdrojů je proto klíčové nejen pro zachování ekonomické stability kraje, ale také pro pokračující rozvoj a modernizaci hutnického odvětví v souladu s cíli dekarbonizace a technologických inovací, důležitých nejen pro MSK, ale především pro ČR (a pravděpodobně i pro další země EU).

Na základě výše uvedených skutečností a postupného odklonu od fosilních paliv na evropské i národní úrovni je zpracována tato studie s cílem navrhnout praktická opatření k posílení energetické bezpečnosti a soběstačnosti MSK zejména s ohledem na výkonovou bilanci elektřiny na území kraje.

Studie je rozdělena na dvě části, a to statistickou část a část návrhovou. V rámci statistické části je provedena analýza a popis aktuálního stavu výroby a spotřeby elektřiny v MSK s ohledem na typ zdrojů, využívaná paliva a jejich efektivitu (roční využití instalovaného výkonu). Statistická část vychází z využití historických dat výroby a spotřeby elektřiny v MSK.

Návrhová část stanovuje opatření na straně výroby elektřiny (zdrojová základna) tak, aby do budoucna bylo dosaženo vyrovnanější bilance elektřiny v MSK a byla posílena

energetická suverenita (soběstačnost) a bezpečnost kraje. Opatření reagují na očekávaný nárůst poptávky po elektřině z důvodu pokračující elektrifikace v sektorech dopravy, průmyslu a teplárenství.

V rámci návrhové části studie jsou navrženy, popsány a analyzovány dva scénáře, a to Očekávaný scénář a Extrémní scénář.

Očekávaný scénář řeší rostoucí disparitu MSK pouze existujícími komerčně dostupnými prostředky.

Extrémní scénář zahrnuje elektrifikaci decentrálního vytápění budov jako náhradu za uhlí a zemní plyn (ZP), elektrifikaci místní dopravy a energetické technologie, které jsou známé, ale nejsou v současné době komerčně dostupné.

Oba scénáře pracují s časovými horizonty 2030 a 2030+.

2 Statistika bilance MSK

V rámci této kapitoly je sestavena roční bilance výroby a spotřeby elektřiny v MSK (energetická bilance).

Součástí této analýzy je rovněž přehled instalovaného výkonu podle technologií elektráren (výkonová bilance).

Obě statistiky reflektují data z časového období mezi lety 2004–2023 a při jejich zpracování bylo vycházeno z Ročních zpráv o provozu elektrizačních soustav, které jsou každoročně zveřejňovány Energetickým regulačním úřadem (ERÚ).

V závěru kapitoly je rovněž provedena analýza cenového vývoje komodit, které mají vliv na energetický mix v MSK.

2.1 Výroba elektřiny v MSK

Výroba elektřiny v MSK je uváděna jednak podle technologií provozovaných elektráren (technologických energetických zdrojů) a rovněž podle paliv (primárních energetických zdrojů), která byla k produkci elektřiny použita.

Výroba elektřiny v MSK je uváděna obvykle v brutto hodnotách (protože zahrnuje i vlastní spotřebu elektřiny a tepla nezbytnou pro chod elektráren), zatímco spotřeba elektřiny odběrateli je uváděna v hodnotách netto, které odpovídají elektřině spotřebované zákazníky, včetně ztrát elektřiny po cestě k zákazníkovi. Tato skutečnost souvisí s rozdílem mezi tím, kolik elektřiny je vyrobeno a kolik se skutečně dostane k zákazníkům. Vlastní spotřeba elektřiny a tepla pro samotný provoz dané elektrárny je u různých typů elektráren různě velká část vyrobené elektřiny. Například parní elektrárny (především uhelné a také paroplynové elektrárny) mohou mít vyšší vlastní spotřebu než FVE.

2.1.1 Elektrárenské technologie z hlediska provozu a nákladů

Fotovoltaické elektrárny

FVE produkují elektřinu pouze během dne, když svítí slunce, což omezuje jejich použití při pokrytí základní poptávky. Jsou užitečným zdrojem elektřiny pro denní dobu (a v případě, že investor zaplatí i zvýšené náklady za bateriové úložiště elektřiny, tak i pro část anebo celou noční dobu). Investiční náklady na FVE jsou střední až nízké, provozní náklady jsou velmi nízké. Náklady na skladování elektřiny, pokud se využívají baterie, jsou dosud vysoké, což je nutné zohlednit při integraci těchto elektráren do sítě. Další nákladnou otázkou je prozatím likvidace dožitých fotovoltaických panelů a dalšího zařízení FVE po jejich „dožití“, včetně případných baterií. Nevýhodou pro blízkou i vzdálenější budoucnost je prozatím skutečnost, že investoři těchto technologií nemají povinnost vytvářet rezervy pro jejich likvidaci. Koeficient ročního využití instalovaného výkonu u FVE na území ČR je cca 0,12 (tedy 12 %).

Jaderné elektrárny

Jsou vhodné pro nepřetržitý základní provoz (pro krytí poptávky v tzv. základním zatížení elektrizační soustavy) díky vysoké energetické hustotě toku primární jaderné energie uvolňované štěpením jader uranu, vysoké spolehlivosti a stabilitě výroby. Jejich provozní doba je dlouhá a bez nutnosti častých odstávek, což z nich činí spolehlivý zdroj energie pro pokrytí stálé poptávky s vysokým koeficientem ročního využití. V ČR je koeficient ročního využití instalovaného výkonu cca na úrovni 89 %, s trendem zlepšení až k 90 %.

Investiční náklady na výstavbu jaderných elektráren a zajištění bezpečnosti jsou velmi vysoké. Na druhou stranu provozní náklady jsou poměrně nízké díky nízkým cenám paliva a dlouhým provozním cyklům. Je však nutné počítat s vysokými náklady na likvidaci jaderného odpadu a vyřazení elektrárny z provozu po ukončení její životnosti. K tomu jaderné elektrárny vytvářejí účetní rezervu na likvidaci zařízení po dožití a na ukládání použitého jaderného paliva tak, že po celou dobu produkce elektřiny odvádějí předepsanou částku na likvidaci v souladu se zák. č. 263/2016 Sb., atomovým zákonem na tzv. jaderný účet. Provoz jaderných elektráren je bezemisní.

Parní elektrárny

Parní elektrárny jsou v provozu stabilní a schopné pokrývat jak základní, tak střední zatížení. Tyto elektrárny mají delší dobu náběhu a jsou vhodné pro trvalý provoz. Vzhledem k emisím skleníkových plynů (zejména CO₂) jsou využívány s postupně klesajícím trendem u ročního využití instalovaného výkonu. Samotné investiční náklady jsou střední až vysoké.

Uhelné elektrárny vypouštějí značné množství emisí (zejména CO₂), a proto jsou nutné investice do technologií na jejich snížení, což zvyšuje provozní náklady. Provozní náklady tak zahrnují nejen cenu paliva, ale i platby za emisní povolenky. V úvahu je nutné brát i náklady spojené s ukládáním provozních odpadů (škvára, popílek, kaly).

Vzhledem k těmto skutečnostem se blíží doba, kdy se tyto elektrárny budou stávat nekonkurenceschopnými. Pokračování jejich provozu postupně ztrácí ekonomický smysl, resp. jejich využití bude docházet jen v nezbytných případech.

Paroplynové elektrárny

Vyznačují se vysokou flexibilitou a rychlým náběhem, což z nich činí ideální zdroj pro pokrytí špičkového zatížení a vyrovnávání krátkodobých výkyvů poptávky. Jejich investiční náklady jsou střední, provozní náklady jsou pak vyšší kvůli cenám ZP, přesto však nižší než u čistě plynových elektráren. Důležitou podmínkou je připojení takové elektrárny na odběr tepla (jinak jejich nasazení nemá smysl). A také ekonomicky přijatelná vzdálenost paroplynové elektrárny od vysokotlaké potrubní trasy dopravy plynu.

Plynové a spalovací elektrárny

Jsou charakteristické svou schopností rychlého náběhu a vysokou flexibilitou, což je činí vhodnými pro pokrytí špičkového zatížení nebo jako záložní zdroje. Tyto elektrárny mají nízké investiční náklady, ale vysoké provozní náklady kvůli cenám plynu či ropy. Spalovací elektrárny, pokud spalují ropu, jsou také zdrojem vysokých emisí CO₂.

Vodní elektrárny

Jsou spolehlivým a stabilním zdrojem energie schopným podílet se na krytí jak základního diagramu zatížení, tak i na krytí špičkového zatížení. Investiční náklady na výstavbu vodních elektráren (VE) jsou vysoké, ale provozní náklady jsou velmi nízké. Díky dlouhé životnosti a nízkým nákladům na údržbu se jedná o velmi efektivní zdroj energie s minimálními emisemi a ekologickým dopadem. Rizikem by se mohly stát (a v praxi se také stávají) negativní postoje veřejnosti v přípravě projektů a povolovacím řízení. To může v konečném důsledku vést až k následnému neuskutečnění investice se všemi doprovodnými riziky (viz případ vodního díla Nové Heřminovy).

Přečerpávací vodní elektrárny

Využívají se především pro vyrovnávání zátěže v energetické síti a akumulaci energie, což je důležité pro pokrytí špičkového zatížení. Investiční náklady na jejich výstavbu jsou vysoké a provozní náklady střední. Účinnost jejich provozu je nižší než u přímých zdrojů, přesto jsou klíčové pro stabilizaci elektrizační soustavy.

Větrné elektrárny

Jsou závislé na větrných podmínkách, což znamená, že nejsou vhodné pro základní zatížení, ale dobře slouží jako doplňkový zdroj. Investiční náklady na VTE jsou střední, provozní náklady jsou nízké, ale vyšší jsou náklady na údržbu kvůli opotřebením mechanických částí. Jsou považovány za ekologicky šetrný zdroj s minimálním dopadem na životní prostředí. Průměrný koeficient ročního využití VTE v ČR je 23 % (v průměru za roky 2015–2020).

2.1.2 Výroba elektřiny brutto podle technologií elektráren

Na výrobě elektřiny v MSK se z největší části podílí parní elektrárny, následované elektrárnami plynovými a spalovacími. V menší míře jsou na produkci elektřiny zastoupeny elektrárny využívající OZE. Podíl jednotlivých typů elektráren na produkci elektřiny v MSK je znázorněn v Tab. 2 a rovněž v Obr. 1.

Tab. 2 Výroba elektřiny brutto podle technologií elektráren v MSK, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

	2004	2008	2012	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CELKEM výroba elektřiny brutto [MWh]	6 514 500,0	6 477 000,0	5 830 900,0	6 759 540,3	5 720 810,8	5 102 697,0	3 892 398,0	3 583 956,6	4 532 221,9	4 365 447,0	3 703 062,7
Jaderné (JE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Parní (PE)	6 444 800,0	6 220 800,0	5 336 700,0	6 139 308,6	5 079 772,2	4 488 402,0	3 230 374,7	2 913 255,5	3 857 034,6	3 707 051,5	2 975 032,2
Paroplynové (PPE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Plynové a spalovací (PSE)	17 400,0	177 300,0	376 800,0	467 600,3	479 226,3	447 867,3	466 813,9	462 938,3	488 206,4	483 699,4	456 777,4
Vodní (VE)	52 300,0	67 200,0	54 800,0	46 244,4	45 401,3	49 330,2	52 203,0	64 455,7	59 943,2	42 557,9	58 968,2
Přečerpávací (PVE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Větrné (VTE)	0,0	11 500,0	9 900,0	47 343,9	56 794,3	54 839,1	78 690,8	80 270,5	66 057,5	67 515,5	77 980,8
Fotovoltaické (FVE)	0,0	200,0	52 700,0	59 043,2	59 616,7	62 258,5	64 315,6	63 036,5	60 980,2	64 622,6	134 304,2

Celková výroba elektřiny v brutto vyjádření zaznamenala mezi lety 2004 a 2023 výrazný pokles. V roce 2004 byla produkce 6 514,5 GWh, zatímco v roce 2023 to bylo 3 703 GWh. Tento trend naznačuje celkové snižování produkce elektřiny v průběhu sledovaného období.

Parní elektrárny jsou tradičním zdrojem výroby elektřiny v MSK. V roce 2004 jejich produkce činila 6 444,8 GWh, ale do roku 2023 se snížila na 2 975 GWh. Tento pokles

je výrazný a odráží obecný ústup od využívání parních elektráren a fosilních paliv jako primárního zdroje energie.

Plynové a spalovací elektrárny naopak zaznamenaly výrazný nárůst produkce elektřiny. V roce 2004 vyráběly pouze 17,4 GWh, ale do roku 2022 jejich produkce vzrostla na 483,7 GWh. Tento růst naznačuje zvýšenou důležitost těchto zdrojů v technologickém mixu, což potvrzuje i rok 2023, kdy z těchto zdrojů bylo vyrobeno 456 GWh elektřiny. V rámci MSK se jedná především o zdroje fungující na bázi kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET).

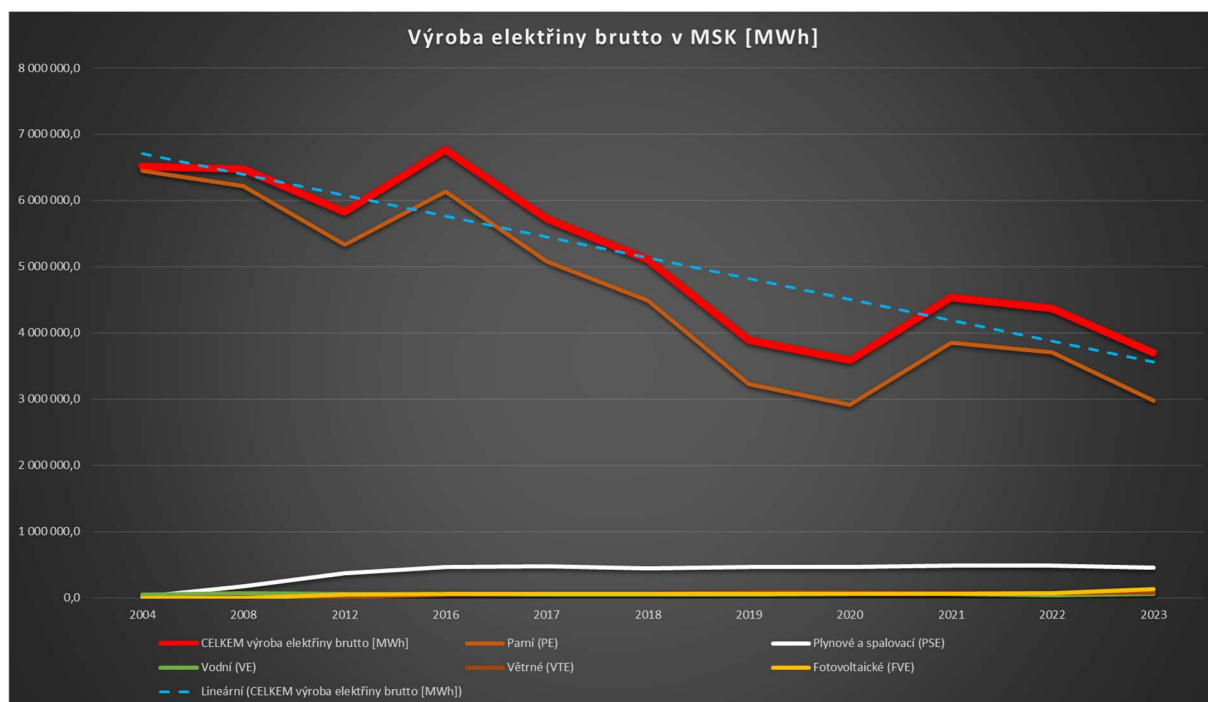
VE zaznamenaly mírný nárůst v produkci elektřiny. V roce 2004 jejich výroba činila 52,3 GWh, zatímco v roce 2023 to bylo 59 GWh.

VTE zažily významný nárůst ve výrobě elektřiny. Z nulové produkce v roce 2004 se jejich výroba zvýšila na 78 GWh v roce 2023. Tento nárůst je zvláště patrný po roce 2012 a ukazuje rostoucí význam větrné energie.

FVE rovněž vykazují výrazný růst. V roce 2004 nevyráběly žádnou elektřinu, ale do roku 2022 jejich produkce vzrostla na 64,6 GWh. Patrný je především nárůst produkce z FVE mezi lety 2022 a 2023, a to až na hodnotu 134,3 GWh, což představuje nárůst o více než 100 %. Důvodem je pravděpodobně výrazný vzestup instalací malých FVE zejména na střechách rodinných a bytových domů v regionu. Tento trend, podobně jako u VTE, začal výrazněji růst po roce 2012 a naznačuje zvýšené investice do solární energie v MSK.

Je potřeba zmínit, že v letech 2004 a 2008 se v rámci Ročních zpráv o provozu elektrizačních soustav zveřejňovaných ERÚ objevovala kategorie elektráren „jiná alternativní elektrárna“ (AOE). Vzhledem k faktu, že v dalších sledovaných letech již tato kategorie ve statistikách ERÚ není uvedena, byla její hodnota, která byla ve srovnání s ostatními kategoriemi elektráren minimální, připočítána ve výše zmíněných letech k výrobě VTE.

Z těchto údajů je zřejmé, že energetický mix se v průběhu let mění. Zatímco tradiční zdroje jako parní elektrárny zaznamenaly pokles, OZE (především VTE a FVE) výrazně zvýšily svou produkci, což odráží globální trend směrem k udržitelnějším zdrojům energie. Dosud se však, podle dostupných informací, nejedná o plnohodnotnou náhradu.



Obr. 1 Výroba elektřiny brutto v MSK podle technologií elektráren, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

Z hlediska využitelnosti jednotlivých zdrojů elektřiny pro krytí spotřeby je důležitý podíl jejich výroby v průběhu roku. I když pro toto zpracování nejsou k dispozici data za MSK, lze tento pohled ilustrovat i na datech za ES ČR jako celek. Výsledky jsou nejlépe viditelné v tabulkovém vyjádření. Výsledky za rok 2023 jsou znázorněny v Tab. 3.

Tab. 3 Podíl technologií na výrobě elektřiny brutto ČR v průběhu roku 2023, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

Technologie elektrárny	Leden	Únor	Březen	Duben	Květen	Červen	Červenec	Srpen	Září	Říjen	Listopad	Prosinec
Jaderné (JE)	40,3%	37,5%	40,1%	36,4%	42,7%	44,6%	42,1%	41,5%	36,2%	38,6%	38,3%	38,0%
Parní (PE)	46,8%	47,6%	42,1%	45,8%	36,1%	33,8%	38,3%	41,4%	46,1%	46,6%	48,3%	47,4%
Paroplynové (PPE)	2,4%	3,4%	3,1%	1,6%	0,9%	4,8%	4,1%	2,8%	3,1%	2,4%	1,7%	2,4%
Plynové a spalovací (PSE)	4,5%	4,7%	5,0%	4,9%	5,7%	5,1%	4,8%	4,5%	4,5%	4,5%	4,9%	4,9%
Vodní (VE)	3,2%	3,2%	4,2%	5,0%	4,5%	2,4%	1,6%	2,0%	1,8%	2,1%	2,7%	3,8%
Přečerpávací (PVE)	1,2%	0,9%	1,2%	1,3%	1,8%	1,1%	1,4%	1,6%	1,8%	1,5%	1,4%	1,5%
Větrné (VTE)	1,0%	1,0%	1,1%	0,7%	0,9%	0,6%	0,7%	0,7%	0,6%	1,0%	1,2%	1,3%
Fotovoltaické (FVE)	0,7%	1,7%	3,2%	4,1%	7,4%	7,5%	7,0%	5,5%	6,0%	3,2%	1,4%	0,8%
Součet	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Z tabulky je zřejmé, že rozhodující podíl ve výrobě elektřiny brutto v chladnější polovině roku mají parní elektrárny. Nezanedbatelný podíl mají i v letním období. V kontextu očekávaného vývoje lze konstatovat, že útlum výroby v uhelných elektrárnách v ČR bude vyvažován v první řadě snížením exportu. To se projeví zvýšením podílu jaderných elektráren na pokrývání spotřeby v průběhu celého roku. Z pohledu MSK, který jaderné elektrárny nemá, to znamená významný nárůst importu elektřiny z jiných krajů a zahraničí v průběhu celého roku.

2.1.3 Výroba elektřiny brutto podle podílu paliv

Na výrobě elektřiny v MSK se z největší části podílí černé uhlí, následované plynnými palivy a OZE. Z menší části se na produkci elektřiny podílí také hnědé uhlí. Podíl jednotlivých paliv na produkci elektřiny v MSK v GWh je znázorněn v Tab. 4 a rovněž v Obr. 2.

Tab. 4 Výroba elektřiny brutto podle podílu paliv v MSK, hodnoty uvedeny v GWh, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CELKEM výroba elektřiny brutto	6 759,4	5 720,7	5 102,6	3 892,3	3 583,8	4 532,0	4 365,4	3 703,1
Hnědé uhlí	101,0	202,3	238,3	193,6	83,6	83,2	308,0	133,6
Jaderné palivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Obnovitelné zdroje energie (OZE)	729,8	751,8	766,4	791,5	806,9	770,5	729,4	817,1
Zemní plyn	95,7	94,3	84,4	94,5	104,7	127,9	115,2	127,6
Černé uhlí	4 928,2	3 714,5	3 070,4	1 964,1	1 780,7	2 650,6	2 382,0	1 910,8
Přečerpávací	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
Ostatní plyny	876,2	928,8	913,9	819,7	775,9	871,3	802,4	686,0
Ostatní pevná paliva (mimo BRKO)	2,2	2,5	2,2	2,7	2,6	2,3	2,2	1,1
Odpadní teplo	24,9	25,2	25,3	25,4	28,1	25,1	25,3	26,1
Topné oleje	1,4	1,3	1,7	0,9	1,4	1,1	0,9	0,7
Ostatní kapalná paliva	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Ostatní	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
Koks	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Celkem OZE	729,8	751,8	766,4	791,5	806,9	770,5	729,4	817,1
Biomasa	421,0	434,8	446,1	441,1	444,7	429,6	397,8	392,6
Bioplyn	156,2	155,4	154,0	155,3	154,5	154,1	156,9	153,3
Vodní	46,2	45,4	49,3	52,2	64,5	59,9	42,6	59,0
Fotovoltaika	59,0	59,5	62,2	64,2	62,9	60,7	64,6	134,3
Větrné	47,3	56,8	54,8	78,7	80,3	66,1	67,5	78,0
BRKO	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
Podíl OZE ¹⁾	11%	13%	15%	20%	23%	17%	17%	22%

Černé uhlí bylo v roce 2016 hlavním zdrojem výroby elektřiny s produkcí 4 928 GWh. V roce 2017 došlo k poklesu na 3 715 GWh, a i když produkce mírně kolísala v následujících letech, zaznamenala další pokles na 1 781 GWh v roce 2020. V roce 2023 se z černého uhlí vyrobilo 1 910,8 GWh. Tento pokles odráží trend snižování využívání černého uhlí ve prospěch čistějších energetických zdrojů. Mezi významné energetické zdroje v MSK, které stále využívají černé uhlí k výrobě elektřiny a tepla, patří EDĚ a elektrárna Třebovice. Tyto provozy postupně směřují k přechodu na ekologičtější alternativy, které by měly zahrnovat především kombinaci využití ZP s dalšími palivy, např. biomasou (s užitím biomasy bude nezbytné pečlivě analyzovat množství dostupnost v čase).

Produkce elektřiny ze ZP se v roce 2016 pohybovala na úrovni 96 GWh. Po roce 2016 kolísala, avšak celkově zaznamenala růst, kdy v roce 2023 dosáhla 128 GWh. Tento nárůst ukazuje rostoucí důležitost ZP v energetickém mixu.

Produkce elektřiny z hnědého uhlí byla v roce 2016 relativně nízká, s hodnotou 101 GWh. Počet vyrobených GWh z hnědého uhlí kolísala v následujících letech, ale v roce 2022 dosáhl 308 GWh, což naznačuje zvýšené využívání hnědého uhlí v některých obdobích. Následně se v roce 2023 jeho využití snížilo na hodnotu 133,6 GWh vyrobené elektřiny. Hnědé uhlí se obecně v MSK používá spíše ve středních a menších zdrojích tepla, jako jsou teplárny, které zásobují místní komunity a průmyslové závody teplem a elektřinou.

OZE v MSK zahrnují biomasu, bioplyn, VE, FVE a VTE. Produkce z těchto zdrojů vzrostla ze 730 GWh v roce 2016 na 807 GWh v roce 2020. Tento trend pokračoval i v roce 2023, kdy bylo z OZE vyrobeno 817 GWh elektřiny. Tento vývoj odráží obecné snahy o zvýšení podílu OZE v energetickém mixu. Toto potvrzuje i podíl OZE na

celkové výrobě elektřiny, který se postupně zvyšoval z 11 % v roce 2016 na 22 % v roce 2023.

Biomasa jako zdroj energie vykázala mírný růst produkce elektřiny, z 421 GWh v roce 2016 na vrchol 446 GWh v roce 2018, ale v roce 2022 produkce klesla na 398 GWh. Přibližně stejné využití biomasy bylo i v roce 2023 (393 GWh). Tento kolísavý trend naznačuje proměnlivou dostupnost a využití biomasy.

V rámci přechodu na ekologičtější zdroje výroby elektřiny je biomasa plánovaným palivem, např. EDĚ v současnosti modernizuje své technologie a připravuje se na využití biomasy jako klíčového zdroje pro výrobu elektřiny a tepla. Taková kombinace bude mít své limity z hlediska množství dostupné biomasy v čase a velikosti výkonu daného elektrárenského zdroje. Není pravděpodobně prokazatelné, zda bude dostupné adekvátní množství biomasy, které by plně a dlouhodobě nahradilo černé uhlí. Zřejmě bude vhodnější předpokládat, že by se omezené množství dlouhodobě spalované biomasy přimíchávalo do jiného základního paliva.

Rovněž Teplárna Frýdek-Místek (VEČR), která vyrábí i elektřinu, letos ukončila výrobu tepla a elektřiny z uhlí a primárním palivem je nyní biomasa, doplněná ZP.

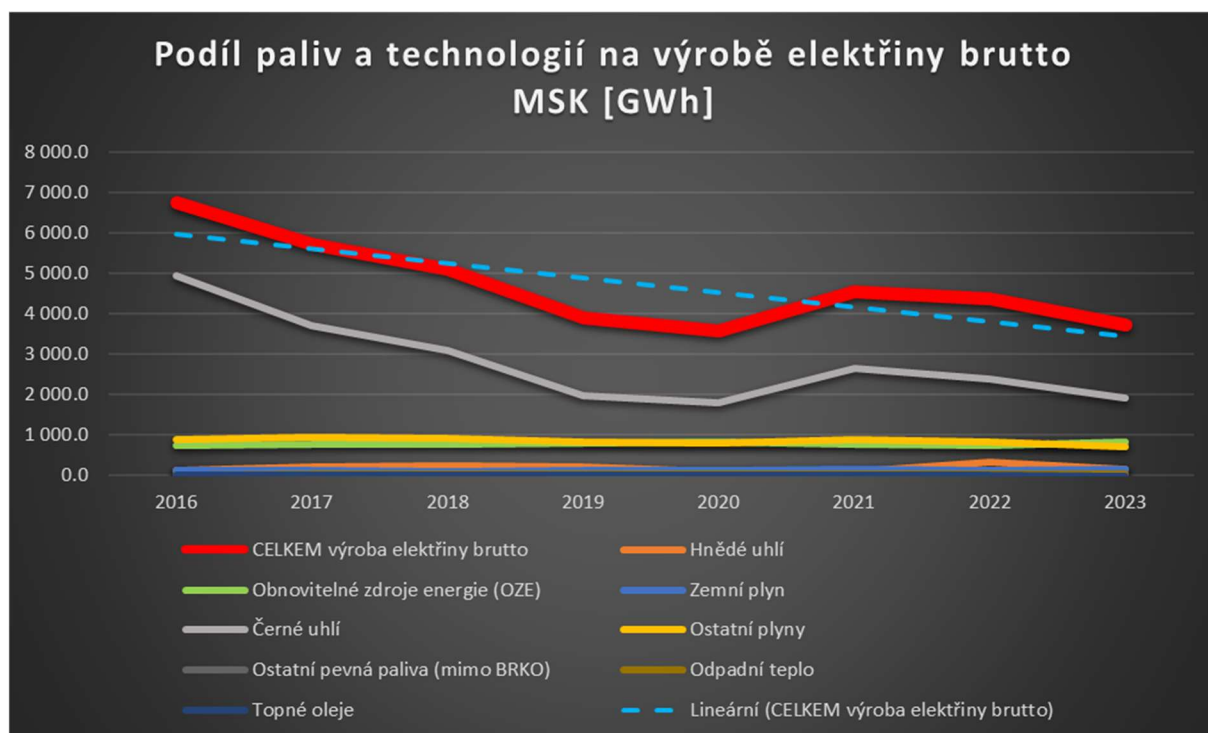
Produkce elektřiny z bioplynu se dlouhodobě drží na stejné úrovni, kdy v roce 2023 vykázala hodnotu 153 GWh. Tento trend svědčí o stabilním využívání bioplynu jako OZE. V MSK se nachází několik bioplynových stanic. Podle ÚEK MSK v MSK působí 34 subjektů, které aktuálně využívají bioplyn jako energetický zdroj. Patří mezi ně zejména čistírny odpadních vod, průmyslové podniky, pivovary a další provozy, které efektivně využívají bioplyn nejen k výrobě elektřiny pomocí kogeneračních jednotek (KJ), ale také zcela využívají vyprodukované teplo. Mezi ty významné co do kapacity zpracování odpadu a výroby energie patří např. bioplynová stanice v Horní Suché. Současné trendy naznačují, že budoucí vývoj se bude zaměřovat především na modernizaci stávajících bioplynových stanic a jejich konverzi na produkci biometanu.

Výroba elektřiny z vodních zdrojů se postupně zvyšovala, a to ze 46 GWh v roce 2016 na 65 GWh v roce 2020, což ukazuje na růst využívání energie vody. Nicméně stále platí, že v MSK jsou vodní elektrárny s celkovým instalovaným výkonem 18,3 MWe nejméně významným zdrojem elektřiny z OZE. V MSK jsou významnými vodními zdroji pro výrobu elektřiny především VE (např. Slezská Harta a Šance).

FVE zaznamenala růst produkce elektřiny z 59 GWh v roce 2016 na 65 GWh v roce 2022. V roce 2023 došlo k nárůstu o více než 100 % na hodnotu 134 GWh. V posledních letech se zvyšuje počet instalovaných FVE, zejména na střechách rodinných domů a veřejných budovách. Rovněž v rámci rozvoje komunitní energetiky je předpoklad nárůstu instalací společných FVE. Co do nárůstu těchto instalací je v oblasti výroby elektřiny spíše pozitivní trend, který naznačuje, že výroba elektřiny z fotovoltaických zdrojů bude v MSK nadále růst.

Produkce elektřiny z VTE se zvýšila z 47 GWh v roce 2016 na 78 GWh v roce 2023. Tento růst odráží rostoucí význam energie větru jako součásti OZE a např. zavedení tzv. akceleračních zón (speciálně určené oblasti, kde by měl být zjednodušený proces schvalování a výstavby OZE) může mít do budoucna významný pozitivní dopad na plánovanou výstavbu VTE v MSK.

Celkově se tedy ukazuje snížení produkce elektřiny z tradičních fosilních paliv, jako je černé uhlí, a nárůst využívání OZE, což je v souladu s globálními trendy směřujícími k čistší a udržitelnější energetice.



Obr. 2 Výroba elektřiny brutto v MSK podle paliv, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

2.2 Spotřeba elektřiny v MSK

Spotřeba elektřiny v MSK je uváděna jednak podle kategorizace spotřeb dle jednotlivých napěťových hladin a rovněž podle sektorů národního hospodářství. Spotřeba elektřiny v MSK je uváděna v netto hodnotách.

2.2.1 Spotřeba elektřiny netto podle kategorizace spotřeb

Na spotřebě elektřiny se v MSK z největší části podílí kategorie spotřeby velkooběru elektřiny z vysokého napětí (VO z VN), následovaná kategoriemi velkooběr elektřiny z velmi vysokého napětí (VO z VVN), malooběru obyvatelstva (MOO) a malooběru podnikatelů (MOP). Podíl jednotlivých kategorií spotřeb na celkové spotřebě elektřiny v MSK je znázorněn v Tab. 5 a rovněž v Obr. 3.

Tab. 5 Spotřeba elektřiny netto podle kategorizace spotřeb v MSK, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CELKEM spotřeba elektřiny netto [MWh]	6 178 725,0	6 168 506,6	6 330 803,0	6 440 808,1	6 272 426,5	6 417 843,6	5 886 716,0	5 805 429,7
VO z vvn	1 567 157,4	1 469 470,4	1 603 238,9	1 762 340,8	1 777 279,0	1 710 688,3	1 367 430,0	1 415 414,2
VO z vn	2 582 812,8	2 644 028,8	2 694 144,1	2 641 885,6	2 423 977,5	2 521 805,6	2 478 640,0	2 383 407,0
MOP	707 463,0	712 150,6	699 509,4	698 513,0	672 406,6	657 131,3	662 363,0	631 658,6
MOO	1 321 291,7	1 342 856,9	1 333 910,7	1 338 068,7	1 398 763,3	1 528 218,4	1 378 282,9	1 374 949,9

Vývoj spotřeby elektřiny podle kategorizace spotřeb mezi lety 2016 a 2023 lze popsat následujícím způsobem:

Celková spotřeba elektřiny netto zaznamenala v uvedeném období určité výkyvy, ale v roce 2023 dosáhla svého minima ve výši 5 805 GWh, zatímco nejvyšší byla v roce 2019 s hodnotou 6 441 GWh.

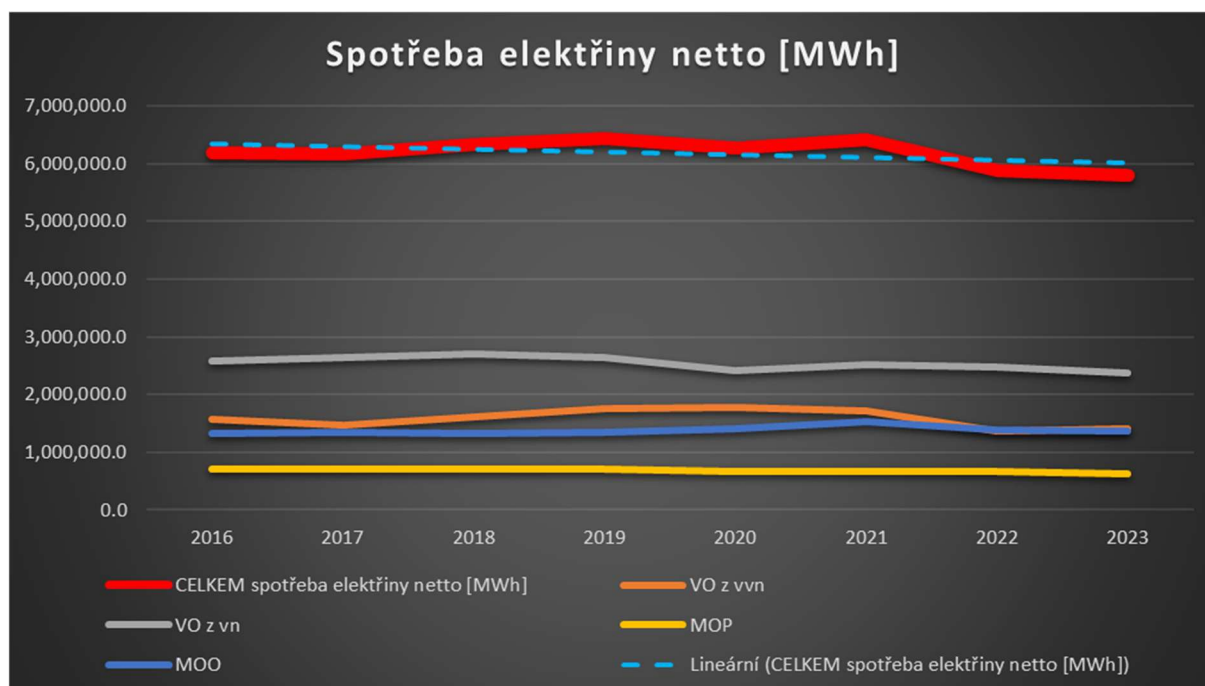
Pokles spotřeby elektřiny v roce 2022 může pravděpodobně souviset se snahou průmyslových podniků a domácností vyrovnat se s vysokými cenami energií, ke kterým docházelo v průběhu roku 2022 v důsledku geopolitických událostí a situaci na evropském velkoobchodním trhu s energiemi.

VO z VVN vykazoval pokles mezi lety 2016 a 2017, poté rostl do roku 2020. V letech 2021 a 2022 následoval klesající trend až na hodnotu 1 367 GWh, což je nejnižší hodnota v celém sledovaném období. V roce 2023 se hodnota spotřeby elektřiny z velmi vysokého napětí zvýšila na 1 415 GWh.

VO z VN zaznamenal postupný růst z 2 583 GWh v roce 2016 na 2 694 GWh v roce 2018, poté následoval klesající trend s výjimkou v roce 2021, kdy bylo v rámci VO z VN spotřebováno 2 522 GWh. V roce 2023 bylo spotřebováno 2 383 GWh.

Kategorie MOP se pohybovala relativně stabilně s menšími výkyvy mezi lety 2016 a 2022. Nejvyšší spotřeba byla v roce 2017 s 712 GWh, nejnižší v roce 2023 s 632 GWh.

Kategorie MOO zaznamenala mírný růst od roku 2016 až do roku 2021, kde dosáhla svého vrcholu s hodnotou 1 528 GWh. Následoval pokles spotřeby na hodnotu 1 375 MWh v roce 2023.



Obr. 3 Spotřeba elektřiny netto podle kategorizace spotřeb v MSK, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

2.2.2 Spotřeba elektřiny netto podle sektorů národního hospodářství

Na spotřebě elektřiny se v MSK z největší části podílí průmysl, následovanými domácnostmi a obchodem, službami, školstvím a zdravotnictvím. Podíl jednotlivých sektorů národního hospodářství na celkové spotřebě elektřiny v MSK je znázorněn v Tab. 6 a rovněž v Obr. 4.

Tab. 6 Spotřeba elektřiny netto podle sektorů národního hospodářství v MSK, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

	Roční spotřeba elektřiny brutto										
	2004	2008	2012	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CELKEM spotřeba elektřiny netto v krajích ČR podle sektorů národního hospodářství [MWh]	9 754 800,0	10 029 900,0	9 034 000,0	7 996 566,4	7 999 802,1	8 189 795,8	8 087 558,4	7 787 890,9	7 965 147,2	7 435 633,0	7 090 283,3
Průmysl	4 367 300,0	4 529 800,0	4 001 100,0	3 675 156,2	3 730 101,7	3 766 899,1	3 575 931,7	3 547 472,3	3 778 545,8	3 782 445,0	3 367 436,6
Energetika	1 900 200,0	1 853 700,0	1 588 800,0	938 019,7	1 317 633,4	1 472 113,5	1 531 981,8	1 317 045,5	1 172 179,9	843 555,8	997 040,3
Doprava	363 500,0	358 700,0	322 900,0	355 456,5	52 304,3	53 338,4	53 831,3	51 953,9	54 836,2	53 344,8	53 890,2
Stavebnictví	38 600,0	45 400,0	19 300,0	27 852,6	48 097,2	50 547,4	45 354,2	36 355,5	46 314,6	49 284,4	42 445,2
Zemědělství a lesnictví	78 500,0	43 300,0	35 100,0	30 369,0	51 578,5	51 290,3	48 781,1	45 622,7	46 333,6	44 778,1	40 716,7
Domácnosti	1 256 100,0	1 257 500,0	1 211 700,0	1 321 291,7	1 342 856,9	1 333 934,7	1 338 103,8	1 398 845,2	1 528 301,1	1 378 377,5	1 375 001,4
Obchod, služby, školství, zdravotnictví	729 900,0	764 200,0	758 100,0	1 640 654,2	1 446 871,7	1 456 147,6	1 476 572,0	1 361 353,4	1 326 874,4	1 281 401,7	1 208 471,5
Ostatní	1 020 700,0	1 177 300,0	1 097 000,0	7 766,5	10 358,4	5 524,9	17 002,6	29 242,4	11 761,7	2 445,6	5 281,4

Vývoj spotřeby elektřiny podle sektorů národního hospodářství mezi lety 2004 a 2023 lze popsat následujícím způsobem. Je důležité upozornit, že v letech 2004, 2008 a 2012 jsou hodnoty spotřeby za jednotlivé sektory národního hospodářství uvedeny v brutto vyjádření, zatímco v letech 2016 až 2022 jsou hodnoty uvedeny v netto vyjádření. Tento fakt je dán tím, že v letech 2004, 2008 a 2012 nejsou pro MSK hodnoty netto spotřeby ve statistikách ERÚ uvedeny.

Rovněž je potřeba uvést, že spotřeba podle sektorů národního hospodářství je vypočítána podle jiné metodiky než spotřeba podle kategorizace spotřeb. Spotřeba podle sektorů národního hospodářství tedy zahrnuje kromě spotřeby podle kategorizace spotřeb navíc spotřebu provozovatelů přenosové a distribuční soustavy, lokální spotřebu a technologickou vlastní spotřebu.

Celková spotřeba elektřiny v roce 2004 činila 9 755 GWh, v roce 2008 dosáhla vrcholu s hodnotou 10 030 GWh, a následně v roce 2012 mírně poklesla na 9 034 GWh. Od roku 2016 je spotřeba vykazována v netto vyjádření, přičemž v roce 2016 byla 7 997 GWh, a do roku 2022 zaznamenala drobné výkyvy. Minima dosáhla v roce 2023 s hodnotou 7 090 GWh. Jak již bylo zmíněno, pokles spotřeby elektřiny v roce 2022 oproti roku 2021 pravděpodobně souvisel se snahou průmyslových podniků a domácností vyrovnat se s vysokými cenami energií.

V průmyslu byla spotřeba elektřiny v roce 2004 na úrovni 4 367 GWh. V roce 2012 je patrný pokles na hodnotu 4 001 GWh. Mezi lety 2016–2023 byly zaznamenány výkyvy, přičemž v roce 2023 byla nejnižší spotřeba za celé sledované období, a to 3 367 GWh. Průmysl v MSK je energeticky velmi náročný, především kvůli těžkému hutnímu průmyslu, strojírenství a chemickým závodům. Velké podniky jako **TŘINECKÉ ŽELEZÁRNY, a. s., Liberty Ostrava a.s., VÍTKOVICE HEAVY MACHINERY a.s. a Hyundai Motor Manufacturing Czech s.r.o.** patří mezi hlavní spotřebitele elektřiny, což je dáno jejich rozsáhlou výrobou a specifickými technologickými procesy.

V energetice došlo ke snížení spotřeby z 1 900 GWh v roce 2004 na 1 589 GWh v roce 2012. Mezi lety 2016 a 2017 byl zaznamenán výrazný nárůst spotřeby elektřiny z 938 GWh na 1 318 GWh, který pokračoval i v dalších dvou letech. Následně spotřeba klesla a v roce 2022 dosáhla nejnižší hodnoty sledovaného období, a to 844 GWh. V roce 2023 spotřeba v sektoru energetiky opět vzrostla na hodnotu 997 GWh.

Sektor dopravy zaznamenal pokles spotřeby z 364 GWh v roce 2004 na 323 GWh v roce 2012. V roce 2016 byla spotřeba 356 GWh a vykazovala mírné výkyvy, přičemž v roce 2023 byla 54 GWh.

V sektoru dopravy došlo k výraznému poklesu spotřeby elektřiny mezi lety 2016 a 2017, kdy došlo k poklesu na 52 GWh v roce 2017 z 356 GWh v roce 2016.

Ve stavebnictví došlo k poklesu spotřeby z 39 GWh v roce 2004 na 19 GWh v roce 2012. Od roku 2016, kdy byla spotřeba 28 GWh a následně kolísala, dosáhla 42 GWh v roce 2023.

Zemědělství a lesnictví zaznamenaly pokles spotřeby z 79 GWh v roce 2004 na 35 GWh v roce 2012. V roce 2016 byla spotřeba 30 GWh a rostla až do roku 2017. Od roku 2018 je patrný postupný pokles spotřeby. V roce 2023 byla pak spotřeba elektřiny v zemědělství a lesnictví 41 GWh.

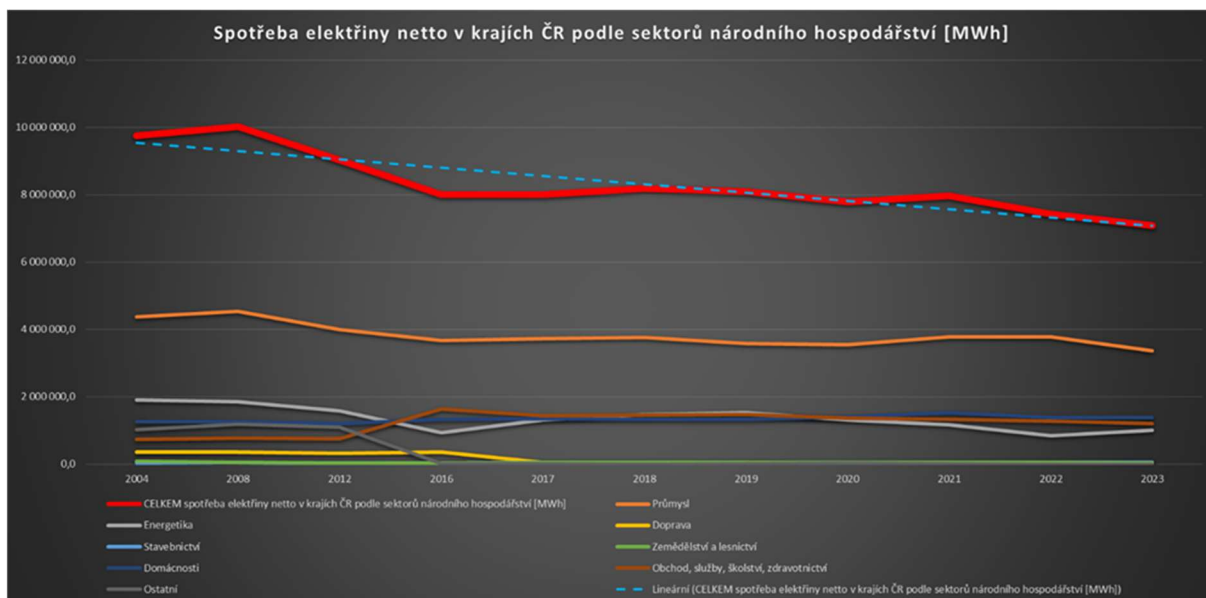
Spotřeba domácností se vyvíjela z 1 256 GWh v roce 2004 na 1 212 GWh v roce 2012. V roce 2016 byla 1 321 MWh a s drobnými výkyvy bylo dosaženo spotřeby domácností až 1 528 MWh v roce 2021, což je zároveň nejvyšší dosažená hodnota spotřeby v rámci sledovaného období. Od roku 2022 pak nastává pokles spotřeby až na hodnotu 1 375 GWh v roce 2023.

V sektoru obchodu, služeb, školství a zdravotnictví byla spotřeba 730 GWh v roce 2004 a postupně rostla na 758 GWh v roce 2012. Mezi lety 2012-2016 je patrný výrazný nárůst ve spotřebě, kdy v roce 2016 bylo dosaženo hodnoty 1 641 GWh. Jedná se o nejvyšší hodnotu spotřeby v rámci sledovaného období. Následně spotřeba kolísala až v roce 2023 dosáhla hodnoty 1 209 GWh.

Ostatní sektory vykazovaly spotřebu 1 021 GWh v roce 2004, která rostla na 1 177 GWh v roce 2008. Poté klesla na 1 097 GWh v roce 2012. Od roku 2016 je

patrný výrazný pokles v této kategorii spotřeby, který může být spojen s úpravami metodiky, kterou ERÚ používá k zaznamenávání a vykazování spotřeby elektřiny. Takové změny mohou zahrnovat přeřazení některých činností do jiných kategorií, změny v klasifikaci sektoru nebo úpravy ve sběru dat. V roce 2016 byla spotřeba 7,8 GWh a vykazovala různé výkyvy, v roce 2023 dosáhla hodnoty 5,3 GWh.

Tento přehled ukazuje, jak spotřeba elektřiny v různých sektorech národního hospodářství vykazovala v letech 2004 až 2023 různé trendy, přičemž některé sektory zaznamenaly růst, zatímco jiné klesaly.



Obr. 4 Spotřeba elektřiny netto podle sektorů národního hospodářství v MSK, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

2.3 Rozdíl mezi výrobou a spotřebou elektřiny v MSK

Na základě provedených analýz výroby a spotřeby elektřiny v MSK byl vypočítán rozdíl mezi výrobou a spotřebou elektřiny v MSK mezi lety 2004–2023. Aby byl reflektován věrnější a přesnější rozdíl mezi skutečnou výrobou a spotřebou v MSK, bylo rozhodnuto pro potřeby tohoto výpočtu použít hodnoty v netto vyjádření. Data o spotřebě elektřiny v MSK jsou v Roční zprávě o provozu elektrárenských soustav v netto vyjádření standardně, nicméně jak již bylo zmíněno, v letech 2004, 2008 a 2012 jsou tato data uvedena pouze v brutto vyjádření. Pro účely této analýzy rozdílu mezi výrobou a spotřebou elektřiny v MSK byla hodnota celkové spotřeby v MSK v letech 2004, 2008 a 2012 poměrově přepočítána na hodnotu netto dle spotřeby za ČR. Data o výrobě elektřiny v MSK jsou standardně uváděna pouze v brutto vyjádření. Tato data bylo tedy rovněž nutno přepočítat na hodnoty v netto vyjádření.

Obecně platí, že výroba elektřiny v netto vyjádření se rovná hodnotě výroby elektřiny v brutto vyjádření, od které je odečtena hodnota technologické vlastní spotřeby na výrobu elektřiny. Jelikož hodnota technologické vlastní spotřeby pro výrobu elektřiny není v rámci Ročních zpráv o provozu elektrizační soustavy pro MSK uvedena, bylo zapotřebí použít průměry podle kategorií zdrojů v ČR. Rozdíl mezi výrobou a spotřebou elektřiny v MSK mezi lety 2004-2023 je uveden v Tab. 7 a Obr. 5.

Tab. 7 Rozdíl mezi výrobou a spotřebou elektřiny v Moravskoslezském kraji, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

	2004	2008	2012	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Výroba elektřiny brutto MSK (MWh)	6 514 500,0	6 477 000,0	5 830 900,0	6 401 605,7	6 787 120,5	6 759 540,3	5 720 810,8	5 102 697,0	3 892 398,0	3 583 956,6	4 532 221,9	4 365 447,0	3 703 062,7
Výroba elektřiny netto MSK (MWh)	5 925 880,0	5 888 645,1	5 302 086,9	5 832 416,2	6 180 673,9	6 166 926,3	5 226 042,8	4 664 469,6	3 563 012,1	3 283 056,6	4 149 060,8	3 998 803,6	3 394 811,4
Spotřeba elektřiny netto MSK (MWh)	8 016 383,4	8 419 030,9	7 539 555,3	7 630 583,1	7 649 367,7	7 996 566,4	7 999 802,1	8 189 795,8	8 087 558,4	7 787 890,9	7 965 147,2	7 435 633,0	7 090 283,3
Rozdíl mezi výrobou a spotřebou v MSK (MWh)	2 090 503,4	2 530 385,8	2 237 468,4	1 798 166,9	1 468 693,8	1 829 640,1	2 773 759,3	3 525 326,1	4 524 546,3	4 504 834,4	3 816 086,4	3 436 829,4	3 695 471,9
Rozdíl mezi výrobou a spotřebou v MSK (%)	26,08%	30,06%	29,68%	23,57%	19,20%	22,88%	34,67%	43,05%	55,94%	57,84%	47,91%	46,22%	52,12%

Vývoj rozdílu mezi výrobou a spotřebou elektřiny v MSK ukazuje dlouhodobě narůstající zápornou energetickou bilanci, tedy nedostatek elektřiny. I když jsou zdroje v MSK z pohledu instalovaného výkonu pro pokrytí spotřeby elektřiny dostatečné, je kraj závislý na importu elektřiny z jiných krajů či ze zahraničí. Tento nedostatek elektřiny vzniká důsledkem obchodních a provozních rozhodnutí výrobce elektřiny v rámci optimalizace výroby v celém portfoliu elektráren v ČR.

V roce 2004 byl rozdíl mezi výrobou a spotřebou elektřiny 2 091 GWh, což představovalo 26,08 %. Tento rozdíl byl značný, ale ve srovnání s následujícími roky stále relativně menší. V roce 2008 rozdíl vzrostl na 2 530 GWh, což odpovídalo 30,06 %. To značí jasný trend zvyšující se spotřeby v kraji oproti regionální výrobě.

V roce 2012 došlo k mírnému poklesu nedostatku elektřiny na 2 237 GWh, což představovalo 29,68 %, ale poté následovalo období, kdy se rozdíl opět zvyšoval. V roce 2015 se tento rozdíl snížil na 1 469 GWh (19,20 %), ale už od roku 2016 začal prudce narůstat. Tento trend byl zřejmý zejména v roce 2018, kdy bylo dosaženo rozdílu 3 525 GWh, tedy 43,05 %. Tento prudký nárůst naznačuje, že regionální výroba začala výrazně zaostávat za stále rostoucí poptávkou po elektřině.

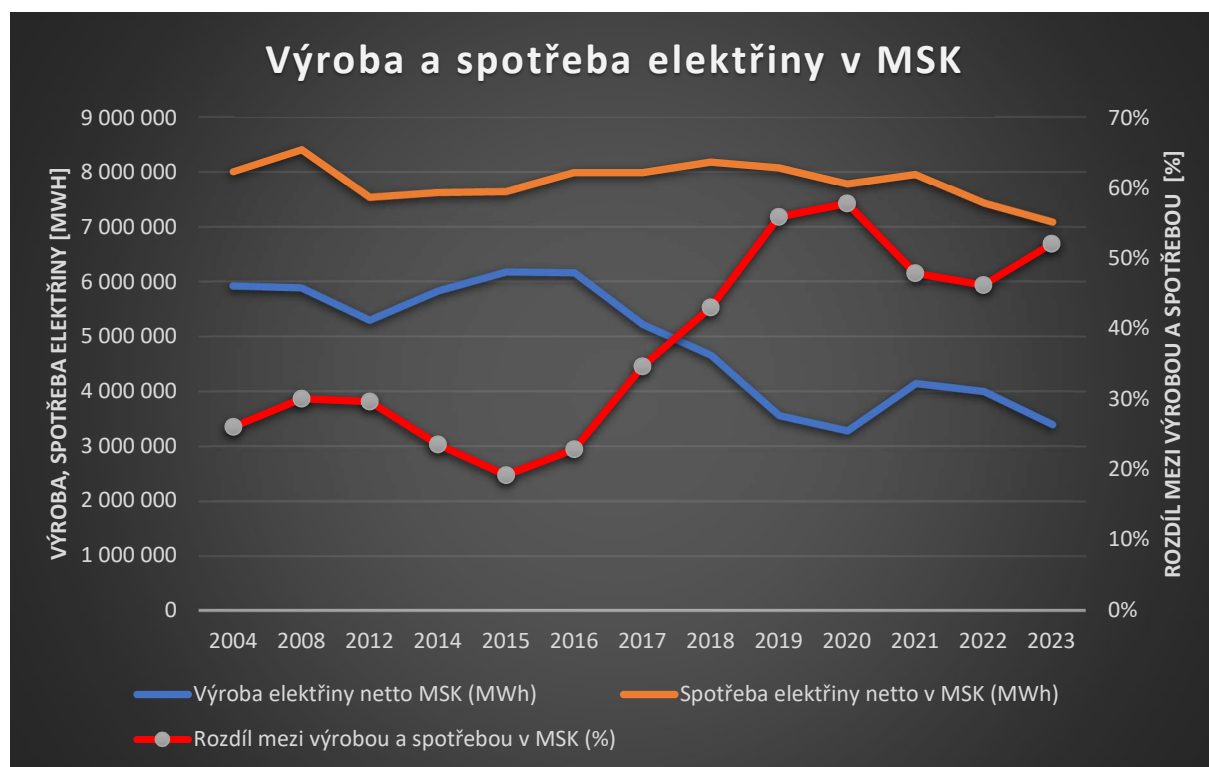
Vrchol rozdílu mezi výrobou a spotřebou nastal v roce 2020, kdy bylo dosaženo hodnoty 4 505 GWh (57,84 %), což byl nejvyšší zaznamenaný rozdíl za celé sledované období. V posledních letech, zejména v roce 2023, se rozdíl mírně snížil, ale stále se drží na vysoké úrovni 3 695 GWh (52,12 %). Toto svědčí o trvajícím problému s pokrytím spotřeby elektřiny v MSK z lokálních zdrojů.

Celkově tedy MSK vykazuje dlouhodobou zápornou energetickou bilanci v produkci a spotřebě elektřiny. Tento nedostatek elektřiny je nutné doplňovat importem elektřiny z jiných krajů ČR nebo ze zahraničí, což podtrhuje závislost kraje na externích zdrojích energií. Tato situace představuje několik zásadních rizik, jež mohou mít vliv jak na stabilitu dodávek elektřiny, tak na širší ekonomické a sociální podmínky v regionu.

Jedním z hlavních rizik je závislost na externích zdrojích elektřiny. Tato závislost znamená, že kraj je zranitelný vůči výkyvům v dodávkách elektřiny, ať už kvůli výpadkům v jiných krajích ČR nebo kvůli omezeným možnostem importu ze zahraničí. Pokud by došlo ke snížení dostupnosti elektřiny v rámci ČR či na zahraničních trzích, může to vést k nedostatkům nebo k nárůstu cen pro spotřebitele v MSK.

Dalším významným rizikem je kolísání cen energií na trhu. S rostoucí závislostí na importované elektřině je MSK vystaven riziku náhlých cenových šoků, ať už kvůli výkyvům v cenách na mezinárodních energetických trzích nebo kvůli změnám v poptávce a nabídce v rámci ČR. To může negativně ovlivnit jak domácnosti, tak průmyslové podniky, které jsou silně závislé na stabilních a dostupných dodávkách elektřiny.

Rovněž ekonomická konkurenceschopnost regionu může být ohrožena. MSK je tradičně průmyslovým regionem s energeticky náročnými odvětvími, jako je hutnictví a strojírenství. Rostoucí ceny elektřiny a nejistota dodávek mohou vést k tomu, že průmyslové podniky zváží přesun svých výrobních kapacit do jiných regionů či zemí, kde jsou energetické podmínky stabilnější a nákladově příznivější. To by mohlo mít negativní dopad na zaměstnanost a celkový hospodářský růst kraje.



Obr. 5 Rozdíl mezi výrobou a spotřebou elektřiny v MSK v %, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

Z dlouhodobého hlediska je zde i environmentální riziko. Vzhledem k omezené vlastní produkci elektřiny může být tlak na rychlejší rozvoj OZE v kraji nedostatečný. To by mohlo zpomalit přechod k čistším a udržitelnějším zdrojům energie a ztížit plnění dekarbonizačních cílů, které jsou stanoveny jak na národní, tak na evropské úrovni.

V neposlední řadě lze zmínit energetickou bezpečnost. MSK, závislý na dodávkách elektřiny z externích zdrojů, může čelit rizikům spojeným s geopolitickými nebo technologickými problémy, které by mohly ovlivnit přenos elektřiny přes hranice nebo v rámci národní sítě. Takové výpadky by mohly mít okamžitý dopad na ekonomickou a sociální stabilitu v kraji.

2.4 Instalovaný výkon výroben elektřiny v MSK

Instalovaný výkon výroben elektřiny v MSK je uváděn podle technologií elektráren, které byly k produkci elektřiny použity a je znázorněn v Tab. 8.

Tab. 8 Instalovaný výkon výroben elektřiny v MSK v MW_e, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

Instalovaný výkon [MW _e]	2004	2008	2012	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		1 685,1	1 644,1	1 767,7	1 787,0	1 788,4	1 792,7	1 706,8	1 484,0	1 462,1	1 464,6
Jaderné (JE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Parní (PE)	1 666,5	1 586,2	1 604,4	1 606,1	1 606,1	1 606,1	1 513,1	1 283,1	1 260,2	1 260,2	1 296,2
Paroplymové (PPE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Plymové a spalovací (PSE)	4,6	37,9	68,7	80,7	82,3	82,3	87,2	92,8	93,1	93,9	97,9
Vodní (VE)	14,0	15,3	16,6	17,5	17,3	17,3	17,3	17,9	17,8	18,0	18,3
Přechodové (PVE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Větrné (VTE)	0,0	4,0	19,8	21,8	21,8	26,2	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4
Fotovoltaické (FVE)	0,0	0,7	58,2	60,9	60,8	60,8	60,8	61,8	62,6	64,1	178,7

Instalovaný výkon parních elektráren zaznamenal pokles z 1 667 MW_e na 1 604 MW_e v roce 2012. Od roku 2016 výkon zůstával stabilní na hodnotě 1 606 MW_e až do roku 2018. V roce 2019 klesl na hodnotu 1 513 MW_e. Klesající trend pokračoval i v letech 2020 až 2022, kdy se výkon snížil na 1 260 MW_e. V roce 2023 byl instalovaný výkon parních elektráren v MSK 1 296 MW_e. Parní elektrárny postupně směřují k přechodu na ekologičtější alternativy, což koresponduje i s klesající hodnotou instalovaného výkonu této technologie.

Instalovaný výkon plynových a spalovacích elektráren vzrostl z 4,6 MW_e v roce 2004 na 68,7 MW_e v roce 2012. V roce 2016 výkon vzrostl na 80,7 MW_e a v následujících letech pokračoval v růstu, až dosáhl hodnoty 97,9 MW_e v roce 2023.

VE zaznamenaly mírný růst instalovaného výkonu z 14,0 MW_e v roce 2004 na 15,3 MW_e v roce 2008. Tento trend pokračoval až do roku 2012, kdy výkon dosáhl 16,6 MW_e. V roce 2016 instalovaný výkon vzrostl na 17,5 MW_e a poté zůstával relativně stabilní, přičemž v roce 2023 dosáhl 18,3 MW_e.

VTE zaznamenaly růst instalovaného výkonu z 0 MW_e v roce 2004 na 4,0 MW_e v roce 2008. Tento růst pokračoval až do roku 2012, kdy výkon dosáhl 19,8 MW_e. V roce 2016 výkon vzrostl na 21,8 MW_e a následně pokračoval v růstu, dosáhl 28,4 MW_e v roce 2019. Tento výkon zůstal stabilní až do roku 2023.

Instalovaný výkon FVE zaznamenal růst z 0 MW_e v roce 2004 na 0,7 MW_e v roce 2008. Tento růst pokračoval až do roku 2012, kdy výkon dosáhl 58,2 MW_e. V roce 2016 výkon vzrostl na 60,9 MW_e a následně zůstával relativně stabilní, přičemž v roce 2022 dosáhl 64,1 MW_e. Významný je nárůst instalovaného výkonu FVE v roce 2023, kdy tato hodnota vzrostla až na 178,7 MW_e (více než 100% nárůst). Tato skutečnost výrazně ovlivnila a zapříčinila tedy i celkový nárůst instalovaného výkonu v MSK, což není úplně obvyklé pro předchozí období, nicméně reflektuje to potřebu uživatelů elektrické energie snížit energetickou náročnost objektů.

V rámci MSK dominují parní elektrárny. Z přiložené tabulky lze vidět, že instalovaný výkon těchto elektráren je výrazně vyšší než u jiných technologií v každém z uvedených let. Tato dominance je v MSK dána historickým rozvojem energetiky v regionu, kde byly tyto elektrárny tradičně využívány díky dostupnosti uhlí a rozvinutému průmyslu.

Celkově tedy parní elektrárny zůstávají nejvýznamnější technologií v energetickém mixu MSK díky jejich historickému významu a velké kapacitě instalovaného výkonu. Přestože se obecně přechází na čistější a OZE, parní elektrárny stále hrají a budou hrát klíčovou roli v rámci vyrovnávání energetické bilance a zabezpečení spolehlivých dodávek elektřiny.

2.4.1 Využití instalovaného výkonu výroben elektřiny v MSK

Využití instalovaného výkonu představuje informaci o tom, jak byly z časového hlediska jednotlivé typy elektráren během sledovaného roku využívány ve vztahu k celkové vyrobené elektřině v MSK. Využití instalovaného výkonu je uvedeno v hodinách a je znázorněno v Tab. 9 a v Obr. 6.

Tab. 9 Využití instalovaného výkonu výroben elektřiny v MSK (hod), zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

Využití instalovaného výkonu (hod)	2004	2008	2012	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	3 865,9	3 939,5	3 298,6	3 782,7	3 198,8	2 846,4	2 280,5	2 415,1	3 099,7	2 980,6	2 286,6
Jaderné (JE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Parní (PE)	3 867,3	3 921,8	3 326,3	3 822,5	3 162,8	2 794,6	2 135,0	2 270,5	3 060,8	2 941,7	2 295,3
Paroplymové (PPE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Plymové a spalovací (PSE)	3 782,6	4 678,1	5 484,7	5 792,2	5 819,9	5 442,6	5 354,6	4 990,8	5 242,5	5 152,1	4 666,6
Vodní (VE)	3 735,7	4 392,2	3 301,2	2 645,6	2 616,9	2 848,8	3 012,8	3 597,0	3 361,9	2 360,3	3 220,3
Přechřívání (PVE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Větrné (VTE)	0,0	2 875,0	500,0	2 170,5	2 603,8	2 092,1	2 770,8	2 826,4	2 326,0	2 377,3	2 744,7
Fotovoltaické (FVE)	0,0	285,7	905,5	969,8	979,8	1 024,5	1 057,0	1 019,8	973,6	1 007,6	751,6

Využití instalovaného výkonu v MSK se liší podle typu elektrárny a vykazuje různé trendy v závislosti na technologii a roce.

Parní elektrárny měly vysoké využití instalovaného výkonu v roce 2004 (3 867 hod). V roce 2008 se mírně zvýšilo jejich využití na 3 922 hod a v roce 2012 kleslo na 3 326 hod. V následujících letech časová hodnota jejich využití kolísala, přičemž v roce 2019 dosáhla minima (2 135 hod). V roce 2023 bylo využití instalovaného výkonu parních elektráren 2 295 hod.

Využití instalovaného výkonu u plynových a spalovacích elektráren vzrostlo z 3 783 hod v roce 2004 na 4 678 hod v roce 2008 a dále na 5 485 hod v roce 2012. Od té doby zaznamenalo určité výkyvy, s vrcholem 5 820 hod v roce 2017 a poklesem na 4 667 hod v roce 2023. V MSK jsou plynové a spalovací elektrárny zastoupeny především KVET. V MSK se nenachází elektrárna, jejímž primárním palivem by byl pouze ZP, ani žádná JE.

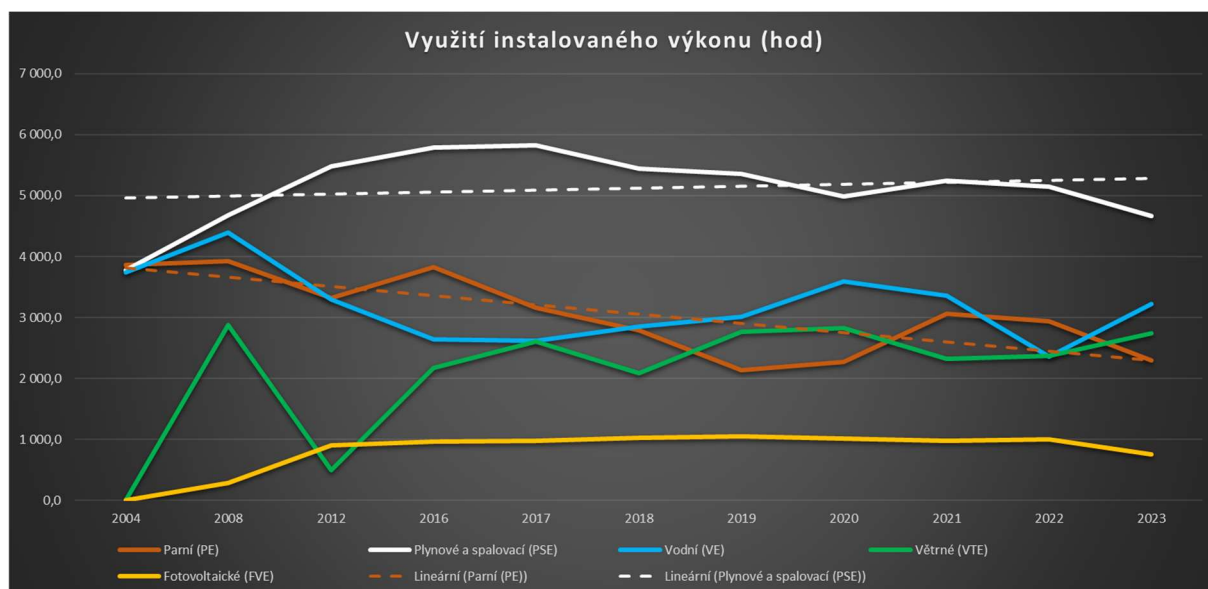
VE vykazovaly stabilní využití instalovaného výkonu, s mírnými výkyvy od 3 736 hod v roce 2004 na 4 392 hod v roce 2008. V roce 2012 kleslo využití na 3 301 hod a 2 617 hod v roce 2017, ale do roku 2020 opět vzrostlo na 3 597 hod. V roce 2023 dosáhlo využití instalovaného výkonu hodnoty 3 220 hod.

VTE v roce 2008 dosáhly využití 2 875 hod. Jak již bylo zmíněno v kapitole 2.1.2, v rámci výroby elektřiny z VTE byla započítána i hodnota výroby AOE. V roce 2012 kleslo využití na 500 hod, ale od té doby rostlo s různými výkyvy, s využitím 2 826 hod v roce 2020. V roce 2023 dosáhlo využití instalovaného výkonu VTE hodnoty 2 745 hod.

FVE zaznamenaly růst využití z 286 hod v roce 2008 na 906 hod v roce 2012. V roce 2016 dále vzrostlo využití na 970 hod a poté kolísalo, přičemž v roce 2023 dosáhlo hodnoty 752 hod. Toto je rovněž zajímavé vzhledem ke skutečnosti, že nárůst instalovaného výkonu FVE byl v roce 2023 o více než 100 % vyšší než v roce 2022 a jednoznačně potvrzuje nutnost využití akumulčních jednotek pro zvýšení efektivity využití tohoto OZE.

Celkově lze říci, že parní elektrárny a plynové a spalovací elektrárny vykazovaly nejvyšší využití instalovaného výkonu, což odráží jejich klíčovou roli v technologickém mixu MSK. VTE a FVE vykazovaly nižší, ale postupně zvyšující se využití, což svědčí o jejich rostoucím významu v regionu.

MSK, tradičně závislý na uhlí, prochází energetickou transformací. Jednou z cest, kterou se v rámci této plánované transformace chystá kraj vydat, je přechod na ZP. Ten umožní pokračovat v energetické produkci bez závažného přerušení a zároveň splňuje přísnější emisní normy týkající se spalování paliva při výrobě elektřiny (emisní faktor černého uhlí je 0,330 t CO₂/MWh, zatímco emisní faktor ZP je 0,200 t CO₂/MWh). Proces přechodu od spalování uhlí k ZP byl v hlavních energetických zdrojích MSK již zahájen. S odkazem na DS 1 je však potřeba zdůraznit, že přechod na ZP je pouze přechodné řešení při odchodu od spalování uhlí.



Obr. 6 Využití instalovaného výkonu výroben elektřiny v MSK (hod), zdroj: [1], vlastní zpracování MEC

2.5 Vývoj cen komodit

V rámci této kapitoly byla provedena analýza hlavních komodit, které mají vliv na energetický mix v MSK. Cena elektřiny a ZP na organizovaném krátkodobém trhu OTE a cena emisní povolenky významným způsobem ovlivňují produkci elektřiny v MSK. Informace o jednotlivých cenách byly čerpány z ročních statistik OTE, a.s. (operátor trhu) a dále pak z průměrných tržních cen povolenek na emise skleníkových plynů pro konkrétní rok zveřejňované ERÚ. Jako kurz EUR/CZK byl použit jednotný kurz pro konkrétní rok stanovený podle jednotlivých pokynů Generálního finančního ředitelství.

2.5.1 Cena elektřiny na denním trhu OTE

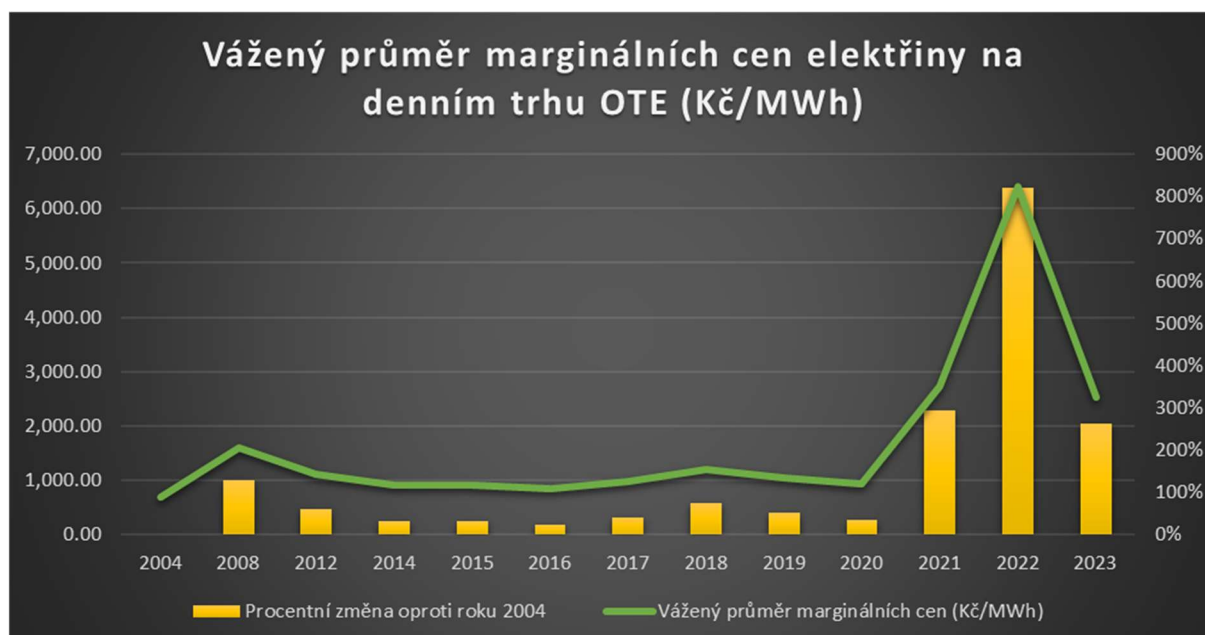
Na denním trhu v ČR, který je organizován operátorem trhu, mají účastníci z ČR i dalších zemí EU možnost dorovnat své dlouhodobější obchodní pozice při nákupu nebo prodeji elektřiny na následující den ve všech tržních oblastech, aniž by museli explicitně získávat přenosovou kapacitu. Na denním trhu mohou účastníci anonymně nabízet nebo poptávat elektřinu pro každou hodinu následujícího dne. Vývoj váženého průměru marginálních cen na denním trhu OTE je znázorněn v Tab. 10 a v Obr. 7.

Tab. 10 Vážený průměr marginálních cen na denním trhu OTE, zdroj: [3], vlastní zpracování MEC dle pokynů GFŘ z jednotlivých Finančních zpravodajů GFŘ

Denní trh OTE	2004	2008	2012	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Vážený průměr marginálních cen (EUR/MWh)	0,0	0,0	44,17	33,38	33,42	31,44	37,51	47,11	41,18	35,03	106,75	260,71	105,18
Kurz EUR/CZK	31,89	25,05	25,12	27,55	27,27	27,04	26,29	25,68	25,66	26,50	25,65	24,54	23,97
Vážený průměr marginálních cen (Kč/MWh)	694,21	1 598,53	1 109,67	919,68	911,44	850,14	986,03	1 209,76	1 056,56	928,42	2 738,27	6 397,89	2 521,16
Procentní změna oproti roku 2004		130%	60%	32%	31%	22%	42%	74%	52%	34%	294%	822%	263%

Od roku 2004 do roku 2023 prošel vážený průměr marginálních cen na denním trhu OTE výraznými změnami. Zpočátku, od roku 2004 do roku 2008, ceny výrazně vzrostly. V roce 2004 se navíc obchodovalo prostřednictvím tzv. organizovaného krátkodobého trhu s elektřinou, tzv. OKO. Tento systém byl používán před zavedením denního trhu a umožňoval účastníkům trhu v ČR obchodovat s elektřinou na krátkodobé bázi. Tento nárůst byl poté následován obdobím poklesu, zejména mezi lety 2008 a 2016.

Výraznější změny nastaly v letech 2021 a 2022, kdy ceny prudce vzrostly na historicky nejvyšší úroveň. V roce 2022 vzrostl vážený průměr marginálních cen oproti roku 2004 o více než 800 %. Tento skok byl způsoben kombinací zvýšené poptávky po elektřině po pandemii COVID-19, narušením dodávek energií a geopolitickými faktory, včetně konfliktu na Ukrajině, který ovlivnil zejména evropský trh se ZP. Následný pokles v roce 2023 naznačuje určitou stabilizaci, i když ceny zůstaly stále vysoké ve srovnání s obdobím před krizí.



Obr. 7 Vážený průměr marginálních cen elektřiny na denním trhu OTE, zdroj: [3], vlastní zpracování MEC dle pokynů GŘ z jednotlivých Finančních zpravodajů GŘ

2.5.2 Cena zemního plynu na vnitrodenním trhu OTE

Vnitrodenní trh se ZP organizovaný OTE je trh, na kterém mohou účastníci obchodovat se ZP s dodávkou během aktuálního dne. Tento trh poskytuje flexibilitu a možnost reagovat na okamžité změny v poptávce nebo nabídce plynu. Používá se hlavně k dorovnání dlouhodobější tržní pozice. Funguje na principu kontinuálního obchodování, což znamená, že obchody jsou uzavírány v reálném čase na základě aktuálních nabídek a poptávek. Obchodování v rámci vnitrodenního trhu s plynem bylo zahájeno v roce 2010. Vývoj váženého průměru cen plynu na vnitrodenním trhu OTE je znázorněn v Tab. 11.

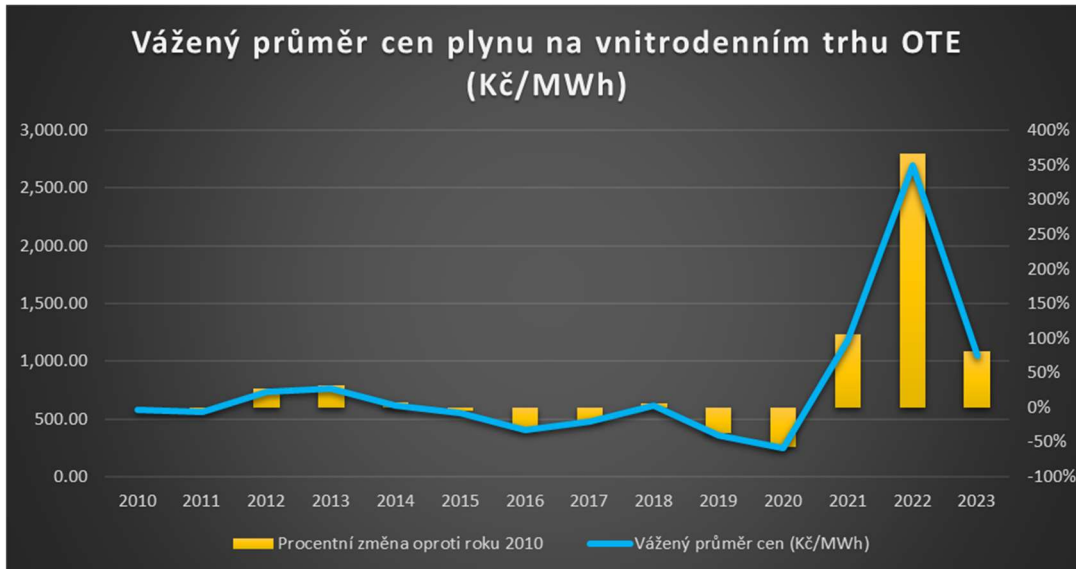
Tab. 11 Vážený průměr cen plynu na vnitrodenním trhu OTE, zdroj: [3], vlastní zpracování MEC dle pokynů GŘ z jednotlivých Finančních zpravodajů GŘ

Vnitrodenní trh OTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Vážený průměr cen (EUR/MWh)	22,88	22,88	29,30	29,31	22,46	20,25	15,09	18,02	23,88	14,02	9,52	46,25	109,94	43,76
Kurz EUR/CZK	25,27	24,60	25,12	26,03	27,55	27,27	27,04	26,29	25,68	25,66	26,50	25,65	24,54	23,97
Vážený průměr cen (Kč/MWh)	578,24	562,74	736,10	762,94	618,84	552,20	407,95	473,84	613,14	359,79	252,16	1 186,38	2 697,87	1 048,93
Procentní změna oproti roku 2010		-3%	27%	32%	7%	-5%	-29%	-18%	6%	-38%	-56%	105%	367%	81%

Vývoj váženého průměru cen na vnitrodenním trhu s plynem v letech 2010 až 2023 vykazuje několik klíčových trendů. Na začátku sledovaného období došlo k postupnému nárůstu cen, nicméně v polovině tohoto období ceny poklesly. V roce 2022, stejně jako u elektřiny, byl zaznamenán dramatický nárůst cen na vnitrodenním trhu s plynem, kdy ceny dosáhly 2 697,87 Kč/MWh (nárůst oproti roku 2010 byl více než 350 %). Jedním z hlavních důvodů prudkého nárůstu cen byla válka na Ukrajině, která vedla k narušení dodávek ZP z Ruska. Sankce proti Rusku a snaha EU snížit závislost na ruském plynu vedly k hledání alternativních zdrojů, což vyvolalo tlak na růst cen. Vzhledem k omezení dodávek plynu a nejistotě na trhu došlo ke zvýšení poptávky po alternativních zdrojích energie, což dále zvyšovalo ceny plynu. Rovněž energetická politika Německa, tzv. strategie Energiewende, může být považována za jeden z faktorů, které přispěly k prudkému nárůstu cen plynu v roce 2022. Odstavení JE v Německu vedlo ke zvýšené závislosti na fosilních palivech, včetně ZP. Tento krok snížil dostupnost stabilních a relativně levných zdrojů elektřiny, čímž vytvořil tlak na

zvýšení cen plynu, protože plyn začal hrát klíčovou roli při vyrovnávání energetické bilance a při stanovení vypořádacích cen elektřiny na veřejných trzích (settlement price). V době nízké výroby elektřiny z OZE totiž hrály klíčovou roli právě plynové, tzv. závěrné elektrárny.

Na konci sledovaného období došlo k poklesu cen, což naznačuje určitou stabilizaci trhu, i když stejně jako v případě elektřiny, ceny zůstaly stále vysoké ve srovnání s obdobími před krizí. Tento obecný trend ilustruje, jak jsou ceny plynu citlivé na globální ekonomické a geopolitické události.



Obr. 8 Vážený průměr cen plynu na vnitrodenním trhu OTE, zdroj: [3], vlastní zpracování MEC dle pokynů GFŘ z jednotlivých Finančních zpravodajů GFŘ

2.5.3 Vývoj cen emisních povolenek

Emisní povolenky jsou nástrojem pro regulaci emisí skleníkových plynů, zejména oxidu uhličitého (CO₂). Jejich hlavním cílem je motivovat firmy k snižování emisí a přechodu na čistší technologie. Systém obchodování s emisními povolenkami je klíčovým prvkem politiky EU v oblasti ochrany klimatu. Cena emisních povolenek se určuje na trhu prostřednictvím systému European Union Emission Trading System (EU ETS). EU ETS funguje na principu „cap and trade“, což znamená, že je stanoven strop pro celkové množství emisí, které mohou účastníci vypouštět. Povolenky jsou buď přidělovány zdarma, nakoupeny na trhu nebo draženy. Firmy, které potřebují více povolenek, než kolik jim bylo přiděleno, musí za tyto povolenky zaplatit tržní cenu. Cena je tedy určována nabídkou a poptávkou po povolenkách. Emisní povolenky jsou určeny hlavně velkým emitentům CO₂, jako jsou energetické společnosti, těžký průmysl (např. výroba železa a oceli, cementárny) a letecké společnosti. Tyto firmy jsou povinny zakoupit povolenky za každou tunu CO₂, kterou vypustí do ovzduší. Cena emisní povolenky má přímý vliv na cenu elektřiny, zejména u zdrojů, které spalují fosilní paliva (uhlí, ZP). Vyšší cena emisních povolenek zvyšuje náklady na výrobu elektřiny z těchto zdrojů, protože provozovatelé elektráren musí tyto náklady započítat do ceny vyrobené elektřiny, kterou prodávají. To vede k růstu cen elektřiny na trhu, protože fosilní zdroje jsou zpravidla základním prvkem energetického mixu. Pro účely této analýzy byla použita hodnota průměrné tržní ceny emisní povolenky za konkrétní rok,

kteřou každoročně zveřejňuje ERÚ. Vývoj průměrné ceny emisní povolenky dle ERÚ je znázorněn v Tab. 12 a v Obr. 9.

Tab. 12 Průměrná cena emisní povolenky, zdroj: [4], vlastní zpracování MEC

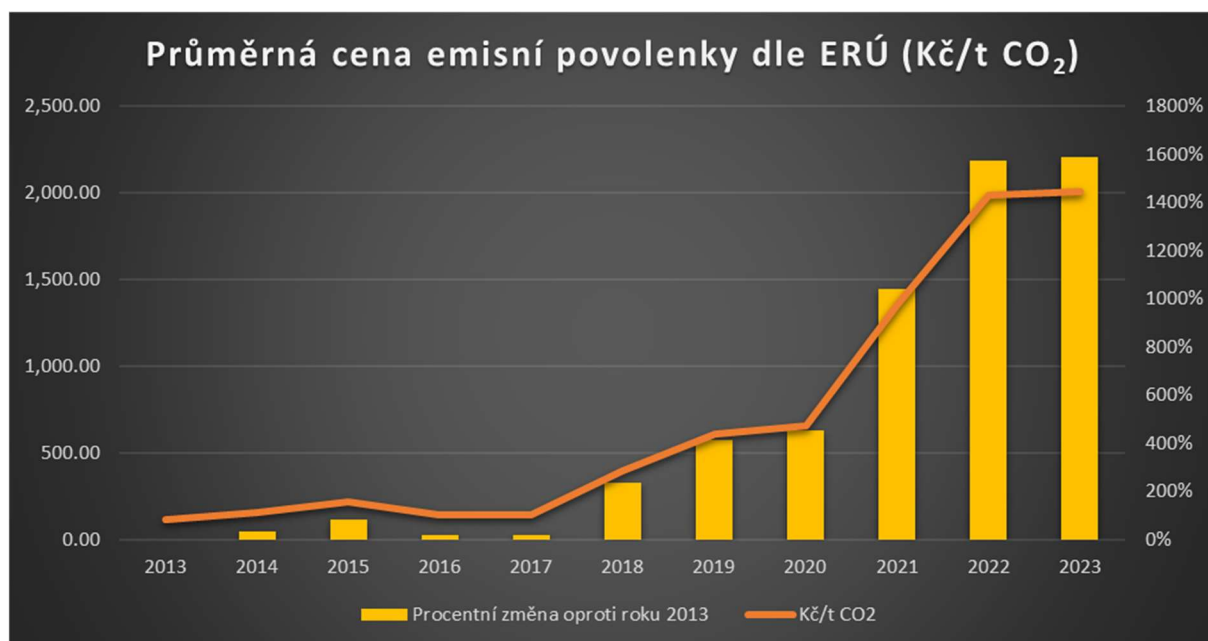
Průměrná cena emisní povolenky	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Kč/t CO ₂	118,64	156,44	217,88	142,14	144,00	399,08	607,45	654,12	1 355,69	1 986,21	2 004,49
Procentní změna oproti roku 2013		32%	84%	20%	21%	236%	412%	451%	1043%	1574%	1590%

Vývoj průměrné ceny emisních povolenek v letech 2013 až 2023 vykazoval výrazné výkyvy, avšak obzvláště dramatický nárůst byl zaznamenán v posledních třech letech sledovaného období.

V roce 2021 se cena emisní povolenky výrazně zvýšila na 1 356 Kč/t CO₂, což znamenalo více než desetinásobný nárůst oproti výchozí hodnotě z roku 2013 (nárůst o více než 1 000 %). Tento trend pokračoval i v roce 2022, kdy cena povolenky dosáhla 1 986 Kč/t CO₂, a v roce 2023, kdy cena vzrostla na 2 004 Kč/t CO₂ (nárůst o 1 590 %). EU v posledních letech přijala ambicióznější klimatické cíle a zpřísnila emisní limity, což vedlo ke zvýšené poptávce po emisních povolenkách. Tento tlak na snižování emisí a dekarbonizaci ekonomiky přispěl k růstu cen. Regulace EU také zahrnovaly snižování celkového počtu dostupných povolenek na trhu, což vedlo k jejich nedostatku a následnému růstu cen.

Nelze opomíjet ani vliv spekulantů a finančních institucí. Spekulanti a finanční instituce mají na trhu s emisními povolenkami významný vliv, protože jejich obchodní aktivity mohou zvyšovat volatilitu a ceny povolenek. Tito hráči nakupují a prodávají povolenky za účelem dosažení zisku, aniž by je sami potřebovali k pokrytí emisí. Jejich vstup na trh může vytvářet umělou poptávku a tlačit ceny povolenek výše, což zvyšuje náklady na povolenky pro průmyslové podniky, které je potřebují pro pokrytí svých emisí.

Při pohledu na vývoj ceny emisních povolenek v souvislosti s výše uvedeným lze učinit závěr, že užití emisních povolenek v dnešním slova smyslu vede pouze ke zdražení elektřiny. V situaci, kdy poptávka po elektřině roste, což je dnešní trend v důsledku elektrifikace různých sektorů a zvyšující se spotřeby, rostoucí ceny emisních povolenek vedou k výraznějšímu zdražování elektřiny. Tento efekt je zesílen tím, že při vyšší poptávce jsou často zapotřebí i méně efektivní a více emisní elektrárny, které potřebují více povolenek, což dále zvyšuje náklady na výrobu.



Obr. 9 Průměrná cena emisní povolenky, zdroj: [4], vlastní zpracování MEC

3 Analytický výstup statistiky bilance MSK

Cílem této kapitoly je shrnout výstupy z rozboru výkonové bilance MSK za období 2014 až 2023 jako východisek pro návrhovou část studie.

Statistika výroby a spotřeby elektřiny popsala dosavadní vývoj elektroenergetiky v MSK za co nejdelší období. Některé tabulky a grafy pracují s časovým obdobím 2004 až 2023, jiné s obdobím 2010 až 2023 nebo 2013 až 2023. Volba různých časových pásem byla ovlivněna dostupností relevantních dat (viz např. přístup ke KVET, veřejný trh s elektřinou a s emisními povolenkami, které se po roce 2004 teprve formovaly). Výstupy z analýzy představují prvořadě vstupy do návrhové části. Zkrácení časové základny analytického výstupu bylo zvoleno z těchto důvodů:

- Pro odhad vývoje v letech 2023 až 2030 a 2030 až 2050 nemají 20 let stará data žádný význam. Spíše by odhad rozostřovala, než aby přispěla k lepšímu výsledku.
- Desetiletá časová řada (v některých případech i kratší) lépe zachycuje stávající trend, na který musí plynule navazovat odhad dalšího vývoje.
- Metodika zpracování ročních zpráv ERÚ o provozu ES ČR se poměrně dlouhou dobu vyvíjela a upřesňovala. Za konzistentní lze proto považovat teprve datové soubory od roku 2014.

Vývoj spotřeby elektřiny netto v MSK v období 2014 až 2023 a jeho sumarizace jsou znázorněny v Tab. 13.

Tab. 13 Charakteristiky vývoje spotřeby elektřiny netto v MSK za období 2014 až 2023, zdroj: [1], vlastní zpracování VŠB-TUO

	jednotka	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Spotřeba elektřiny netto	MWh	5 733 192	5 910 405	6 178 725	6 168 507	6 330 803	6 440 808	6 272 426	6 417 844	5 900 371	5 805 430
meziroční změna	%		3,1%	4,5%	-0,2%	2,6%	1,7%	-2,6%	2,3%	-8,1%	-1,6%
změna za období	%	1,3%									

Spotřeba elektřiny netto v MSK se v období 2014 až 2023 zvýšila celkem o 1,3 %. Nejvyšší spotřeby v tomto období dosáhl MSK v roce 2019, kdy nárůst spotřeby ve srovnání s rokem 2014 dosáhl 12,3 %. K největšímu meziročnímu poklesu spotřeby došlo v roce 2022, kdy se celková spotřeba elektřiny vrátila na úroveň roku 2015.

Vývoj v oblasti regionálních zdrojů elektřiny, které by měly zvýšenou spotřebu pokrýt byl zcela odlišný viz Tab. 14.

Tab. 14 Charakteristiky vývoje instalovaného výkonu a výroby elektřiny v MSK za období 2014 až 2023, zdroj: [1], vlastní zpracování VŠB-TUO

	jednotka	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	1 785,7	1 787,8	1 787,0	1 788,4	1 792,7	1 706,8	1 483,9	1 462,1	1 504,1	1 620,2
meziroční změna	%		0,1%	0,0%	0,1%	0,2%	-4,8%	-13,1%	-1,5%	2,9%	7,7%
změna za období	%	-9,3%									
roční využití výkonu	hod	3 589	3 800	3 786	3 203	2 850	2 284	2 419	3 104	2 920	2 289
výroba elektřiny brutto	MWh	6 408 679	6 794 146	6 766 302	5 727 610	5 109 164	3 898 809	3 589 967	4 538 438	4 392 147	3 708 481
meziroční změna	%		6,0%	-0,4%	-15,4%	-10,8%	-23,7%	-7,9%	26,4%	-3,2%	-15,6%
změna za období	%	-42,1%									

(Pozn.: ve statistické části v podkapitole 2.1.2 je souhrn uveden v Tab. 2, rozdíl proti datům obsahující Tab. 14 je dán upřesněním statistiky ze strany ERÚ)

Instalovaný výkon elektráren v MSK se v období 2014 až 2023 snížil o 9,3 %, výroba elektřiny brutto se snížila o 42,1 %. Příčinou nesouladu mezi snížením instalovaného výkonu a snížením výroby brutto je snížení ročního využití instalovaného výkonu a změna struktury výroby elektřiny. Snížení ročního využití instalovaného výkonu je zřejmé z Tab. 14. Nejdůležitější vlivy na změnu zdrojového mixu jsou analyzovány v tabulce Tab. 15.

Tab. 15 Rozbor hlavních vlivů na strukturu výroby elektřiny v MSK za období 2014 až 2023, zdroj: [1], vlastní zpracování VŠB-TUO

PE	jednotka	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	1 607,8	1 607,8	1 606,1	1 606,1	1 606,1	1 513,1	1 283,1	1 260,2	1 260,2	1 296,2
meziroční změna	%		0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	-5,8%	-15,2%	-1,8%	0,0%	2,9%
změna za období	%	-19,4%									
roční využití výkonu	hod	3 592	3 817	3 823	3 163	2 795	2 135	2 271	3 061	2 942	2 295
výroba elektřiny brutto	MWh	5 774 875	6 136 525	6 139 309	5 079 772	4 488 402	3 230 375	2 913 256	3 857 035	3 707 052	2 975 032
meziroční změna	%		6,3%	0,0%	-17,3%	-11,6%	-28,0%	-9,8%	32,4%	-3,9%	-19,7%
změna za období	%	-48,5%									
PSE	jednotka	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	78,5	80,0	80,7	82,3	82,3	87,2	92,8	93,1	93,9	97,9
meziroční změna	%		1,9%	1,0%	2,0%	-0,1%	5,9%	6,4%	0,4%	0,8%	4,2%
změna za období	%	24,8%									
roční využití výkonu	hod	6 083	5 988	5 792	5 820	5 443	5 355	4 991	5 243	5 151	4 667
výroba elektřiny brutto	MWh	477 240	478 861	467 600	479 226	447 867	466 814	462 938	488 206	483 699	456 777
meziroční změna	%		0,3%	-2,4%	2,5%	-6,5%	4,2%	-0,8%	5,5%	-0,9%	-5,6%
změna za období	%	-4,3%									
FVE	jednotka	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	60,8	60,8	60,9	60,8	60,8	60,8	61,8	62,6	102,7	178,7
meziroční změna	%		0,0%	0,1%	-0,1%	-0,1%	0,1%	1,6%	1,3%	64,0%	74,0%
změna za období	%	193,7%									
roční využití výkonu	hod	990	1 037	970	980	1 024	1 057	1 020	974	829	752
výroba elektřiny brutto	MWh	60 224	63 063	59 043	59 617	62 258	64 316	63 036	60 980	85 116	134 304
meziroční změna	%		4,7%	-6,4%	1,0%	4,4%	3,3%	-2,0%	-3,3%	39,6%	57,8%
změna za období	%	123,0%									

Vliv instalovaného výkonu a výroby elektřiny ve VE a VTE na změny v bilanci elektřiny v MSK v období 2014 až 2023 nebyl významný (Tab. 2). Nejdůležitější změny se v tomto období odehrály u parních, plynových a spalovacích a u FVE.

Parní elektrárny byly v období 2014 až 2023 nejdůležitější kategorií výrobních zdrojů elektřiny v MSK. Podmínky provozu těchto zdrojů zejména z hlediska životního prostředí se neustále zpříšňují, což významně zhoršuje jejich konkurenceschopnost. Proto se jejich využití postupně snižovalo a jejich výroba je postupně nahrazována

ekonomičtějšími zdroji (i z jiných krajů ČR) a nejméně ekonomické parní elektrárny jsou vyřazovány z provozu.

Snižování instalovaného výkonu parních elektráren při mírném růstu/stagnaci spotřeby elektřiny nebylo na území MSK dostatečně kompenzováno výstavbou nových ekonomičtějších zdrojů.

V segmentu plynových a spalovacích elektráren došlo v období 2014 až 2023 k mírnému nárůstu instalovaného výkonu. Tomu ale neodpovídá vývoj výroby elektřiny brutto v této kategorii zdrojů (Tab. 4). Příčina spočívá v užitečné dodávce tepla pro vytápění, která se řídí teplotní charakteristikou roku, a je pro tuto kategorii zdrojů prioritní. V MSK nejsou instalovány žádné plynové turbíny s kotlem na odpadní teplo spalin. Jedinými zástupci segmentu plynových a spalovacích elektráren jsou proto KJ spalující ZP, degazační plyn nebo bioplyn. Podrobný rozbor obsahuje podkapitola 5.2.4.

Dynamický rozvoj zejména v posledních dvou letech zaznamenaly FVE a zejména jejich střešní instalace. V letech 2022 a 2023 se jejich instalovaný výkon meziročně zvýšil o 64 % resp. 74 %, celkově za celé období 2014 až 2023 o 193,7 %. Výroba elektřiny brutto se v tomto období zvýšila o 123 %. Rozvoj FVE však vykompenzoval útlum parních elektráren pouze z velmi malé části.

(Pozn.: ve statistické části v podkapitole 2.4 je souhrn uveden v Tab. 8, rozdíl proti datům obsahující Tab. 15 je dán upřesněním statistiky ze strany ERÚ pro rok 2023.)

Snižování instalovaného výkonu a klesající roční využití výkonu parních elektráren spolu s nízkým ročním využitím výkonu FVE nejvýrazněji reprezentují změnu struktury výroby elektřiny v období 2014 až 2024. Změna struktury zdrojů, jak bude ukázáno dále, má významné dopady na výkonovou bilanci MSK.

Potřeba zásadně odlišit, pro účely této studie, import elektřiny v důsledku obchodních a ekonomických rozhodnutí podnikatelských subjektů a výkonovou disparitu jako provozně technickou charakteristiku rovnováhy mezi dosažitelným výkonem zdrojů elektřiny a ročním maximem zatížení elektrizační soustavy vedla k zavedení dvou následujících pojmů.

Bilanci elektřiny lze analyzovat pomocí dvou přístupů. První z nich se zabývá vývojem rozdílu mezi velikostí výroby a spotřeby elektřiny v čase. Srovnává se výroba a spotřeba energie (MWh), proto se používá termín **energetická bilance**.

Druhý přístup se zabývá vztahem mezi dosažitelným výkonem zdrojů elektřiny a zatížením elektrizační soustavy (MW). Proto se používá termín **výkonová bilance**. Výkonová bilance charakterizuje schopnost zdrojů pokrýt spotřebu v každém okamžiku.

Energetická bilance se posuzuje většinou podle měsíčních nebo ročních dat. Rozdíl může být kladný nebo záporný a pak jde o export nebo import elektřiny. Na straně zdrojů i spotřeby se při tomto pohledu uplatňují ekonomické a obchodní mechanismy, proto tento způsob vyjádření nevypovídá téměř nic o schopnosti regionálních zdrojů pokrývat spotřebu elektřiny v MSK.

Z praktických důvodů se výkonová bilance řeší nejčastěji pro dva krajní stavy – zimní maximum a letní minimum zatížení, se kterými se elektrizační soustava jako celek musí vyrovnat.

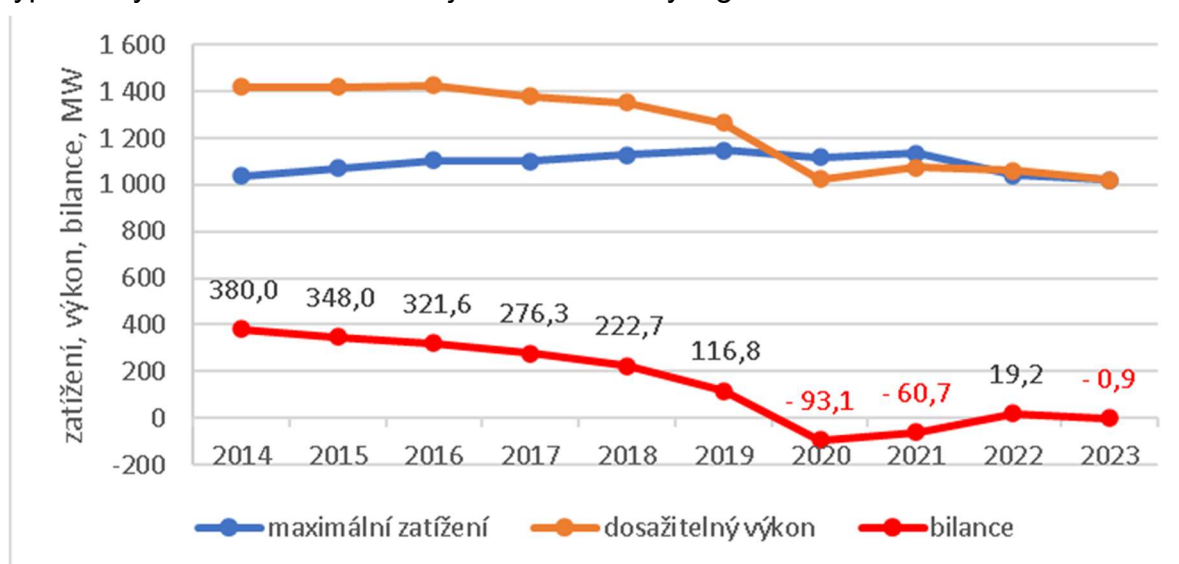
V letním období není obtížné přebytek elektřiny transformovat do tepla a využít ho, pokud to poptávka po teple umožňuje nebo ho „mařit“ a udržet tak stabilitu provozu elektrizační soustavy.

Kritická je zejména zimní špička zatížení, kdy může dojít k deficitu výroby elektřiny, protože zdroje elektřiny nemají dostatečnou kapacitu k vyrovnání spotřeby nebo k uspokojení poptávky. Nepříznivá situace může vést až k rozpadu ES ČR v kritickém období roku.

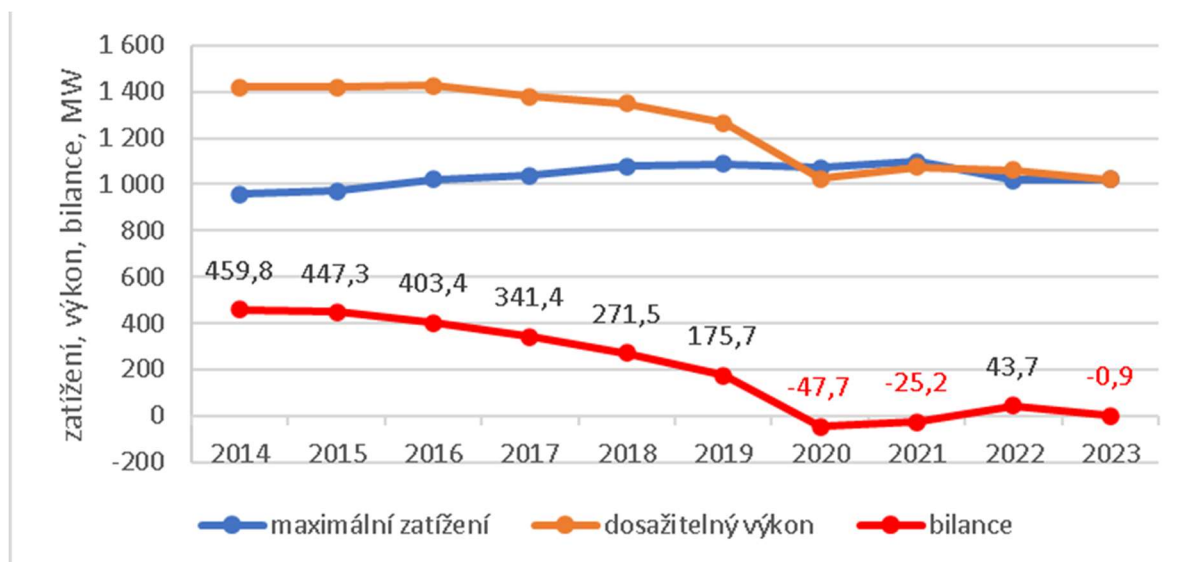
Proto se tato studie zabývá, z hlediska výkonové bilance MSK, především zimní špičkou zatížení. V ČR to v současné době není příliš významné, protože instalovaný výkon elektráren značně převyšuje potřeby ES ČR. ČR je stále schopna poměrně velké přebytky vyrobené elektřiny exportovat do okolních zemí. Zdá se ovšem, že tato skutečnost bude platit ještě letos a možná příští rok a pak už ne, protože ČR se stane importní zemí [5]. MSK je trvale importní z hlediska bilance elektřiny dlouhodobě (viz. Obr. 5). **V případě, že se nepodaří schválit pro ČR nějakou formu kapacitních mechanismů tak, aby na přechodnou dobu mohly být zakonzervovány uhelné elektrárny (včetně EDĚ), nebude v ČR a ani v MSK splněno kritérium bezpečnosti dodávek (o soběstačnosti nelze vůbec hovořit). Kardinální otázkou pak je, jak dlouho bude tento stav udržitelný.**

Minimálním požadavkem by mělo být zajištění bezpečnosti dodávek alespoň na úrovni ČR. Pokud by v této situaci došlo k nedostatku elektrického výkonu na zdrojích umístěných v MSK, byla by elektřina dodána ze zdrojů z jiných regionů na území ČR. Je to dáno také tím, že ČR má na rozdíl od některých sousedů (Polsko, Německo) historicky vybudovanou robustní přenosovou síť.

Vstupní data pro výpočet dosažitelného výkonu zdrojů elektřiny byla získána od ERÚ a od provozovatelů elektráren. Postup výpočtu ročního maximálního zatížení elektrizační soustavy na území MSK byl konzultován s ČEZ Distribuce, a.s. Metodika výpočtu bilance je podrobně vysvětlena a zdůvodněna v podkapitole 4.2.5. Výsledky výpočtu výkonové bilance MSK jsou znázorněny v grafech na Obr. 10 a Obr. 11.



Obr. 10 Vývoj ročního maxima zatížení elektrizační soustavy, dosažitelného výkonu zdrojů a výkonové bilance elektřiny MSK podle dat ČEZ Distribuce v období 2014 až 2023, zdroj: [2], vlastní zpracování VŠB-TUO



Obr. 11 Vývoj ročního maxima zatížení elektrizační soustavy, dosažitelného výkonu zdrojů a výkonové bilance elektřiny MSK v roční špičce podle dat za ES ČR, zdroj: [1], vlastní zpracování VŠB-TUO

Pro výpočet ročního zatížení elektrizační soustavy v grafech na Obr. 10 byla použita doba trvání zatížení a ztráty v sítích společnosti Severomoravské energetiky, a.s. (SME) pro rok 2023. Tato společnost byla transformována do společnosti ČEZ, a.s. k datu 1. 10. 2007. Je to nejpřesnější údaj, který je v současné době pro tyto výpočty k dispozici. Podle názoru ČEZ Distribuce, a.s. je rok 2023 prvním rokem po pandemii Covid, ve kterém se spotřeba v ES ČR vrací do normálu. Pro výpočet odhadu výkonové bilance v grafu na Obr. 11 byly použity roční doby trvání zatížení z Ročních zpráv ERÚ a ztráty v sítích jako průměr za ČR. Rozdíl mezi oběma přístupy není zanedbatelný.

Podle názoru ČEZ Distribuce, se jak bývalý Severomoravský kraj, tak i MSK, ve srovnání s ostatními kraji chovají specificky. Proto lze považovat odhad bilance v grafu na Obr. 10 za správnější.

Vývoj cen elektřiny jako komodity byl po roce 2020 z pohledu koncového spotřebitele neuspokojivý viz graf na Obr. 7. Analýza dosavadního vývoje cen a stručná charakteristika vlivu okolností v podkapitole 4.4 neposkytuje důvody k optimistickému výhledu, protože neodhalila žádný náznak, který by signalizoval možné obrácení trendu růstu cen této komodity, ale ani zárodek možného zlomu nebo změny trendu. Vývoj cen elektřiny je, kromě zanedbatelného efektu válečného konfliktu Rusko – Ukrajina, ovlivněn zejména následujícími dlouhodobě uplatňovanými a stále se zdokonalujícími mechanismy, které Evropská komise (EK) a Evropský parlament v rámci boje proti globální klimatické změně postupně prosadily:

- systém obchodování s emisními povolenkami jako nástroje k prosazení postupného útlumu a konečného odchodu od využívání fosilních zdrojů energie,
- mechanismus stanovení zúčtovací ceny elektřiny na veřejných trzích, kdy se cena celého zúčtovaného množství elektřiny řídí cenou nejdražšího akceptovaného zdroje (princip závěrné elektrárny),
- princip udržitelného rozvoje, od kterého se odvíjí mimo jiné i princip udržitelných financí, podle kterého musí banky, pojišťovny a ostatní podniky kotované na veřejných

tržích v podstatě dodržovat a pravidelně reportovat formou prohlášení o udržitelnosti evropské standardy udržitelnosti [6].

Postup uplatňování nařízení EK týkající se ESG reportingu je znázorněn na Obr. 12.



Obr. 12 Postup uplatňování nařízení Evropské komise č. 2023/2772, [7]

Kromě aukcí, které se postupně zavádějí pro přidělování dotací na OZE, neobsahují popsané politiky žádný mechanismus, který by ve svém důsledku systematicky vedl ke snižování cen elektřiny. Přitom úspěšnost aukcí se dosud jednoznačně nepotvrdila, protože se některé aukce nepodařilo uskutečnit z důvodu nezájmu podnikatelské sféry.

Cena elektřiny jako komodity je celosystémová záležitost, proto i pro MSK platí její možný indikativní vývoj prezentovaný ve studii ČEPS, a.s. [5]. Podle této studie lze po prvotním krátkodobém poklesu očekávat v dlouhodobém časovém horizontu spíše postupný nárůst cen elektřiny doprovázený cenovou volatilitou než jejich pokles.

Pohled na indikativní vývoj ceny ve studii ČEPS, a.s. je však zpracovaný čistě z technického a obchodního hlediska a dostatečně nezdůvodňuje zejména očekávaný počáteční pokles ceny elektřiny v období 2025 až 2030. Toto je v rozporu s výrazným poklesem nabídky elektřiny (v důsledku ukončování provozu uhelných elektráren) a se situací, kdy cenu elektřiny na trhu uzavírá nejdražší akceptovaná nabídka. Odhad nezahrnuje vliv kapacitních mechanismů, které v podstatě znamenají přesun velké části fixních nákladů málo využívaných regulačních elektráren do sféry státní podpory, a nezahrnuje ani aktivity subjektů trhu jako jsou dlouhodobé smlouvy a spekulace na komoditních tržích s emisními povolenkami, zemním plynem a elektřinou. Cena elektřiny pro koncové spotřebitele obsahuje také regulovanou fixní část, ve které se přesun nákladů v rámci kapacitních mechanismů postupně musí projevit. Fixní část ceny elektřiny pro koncovou spotřebu trvale roste v návaznosti na rozvoj OZE a s tím souvisejícím růstem nákladů na investice do sítí a na systémové a distribuční služby. FVE budou postupně pokrývat stále větší část koncové spotřeby elektřiny. Sníží se tím spotřeba elektřiny z distribuční soustavy a fixní náklady provozovatele distribuční soustavy se budou rozdělovat na postupně se snižující dodávku elektřiny. Tento mechanismus bude přispívat k růstu fixní části ceny elektřiny. Očekávaný vývoj spotřebitelských cen elektřiny tudíž nelze přesněji kvantifikovat, protože jsou funkcí mnoha proměnných veličin, jejichž vývoj není předvídatelný.

Často zmiňované argumenty o možnostech snížení cen elektřiny např. formou zestátnění ČEZ s upřednostněním dodávek formou dlouhodobých bilaterálních kontraktů (místo burzy) by v ČR, podle názoru zpracovatelů studie, nevedly k deklarovanému cíli. Bilaterální kontrakty se používají i v současné době a pro jejich používání neexistují prakticky žádná omezení. Pro zachování hodnoty energetických firem se i tyto kontrakty musí řídit principem řádného hospodaření, náklady ušlé příležitosti, a tudíž i cenou na burze. Druhým argumentem proti zestátnění ČEZ ve výše uvedeném případě je fakt, že z pohledu státu by regulované snížení cen elektřiny vedlo k významnému snížení příjmů např. ve formě nižšího výnosu daně z příjmu právnických osob, dividendy apod. Při současném růstu zadlužování ČR by tento výpadek byl pravděpodobně nahrazen zvýšením daní.

Politiky a postupy popsané výše představují okrajové podmínky pro podnikání, které se kromě energetiky vztahují na všechny důležité oblasti národního hospodářství, a proto musí být respektovány v návrhové části této studie.

S ohledem na náklady na realizaci navrhovaných opatření bude důležité navrhnout co nejlevnější soubor řešení, která by podpořila především bezpečnost dodávek elektřiny v rámci MSK. Bezpečnost dodávek elektřiny v MSK podle definice v kapitole s názvem Vysvětlení pojmů znamená, že by spotřeba elektřiny brutto měla být pokryta zdroji umístěnými na území MSK. Z pohledu bezpečnosti dodávek elektřiny by vyrovnané výkonové bilance v ročním maximu zatížení mělo být dosaženo s co nejmenšími investičními náklady.

Dosažení soběstačnosti MSK v elektřině podle definice v kapitole Vysvětlení pojmů by znamenalo realizovat takový zdrojový mix (včetně VTE a FVE), který by byl v každé čtvrt hodině (čtvrt hodiny platí od 1. července 2024) z hlediska ceny konkurenceschopný s elektřinou OZE v zahraničí (pro ČR zejména Německo). Důvodem je to, že obchodní rozhodnutí o nákupu a prodeji elektřiny (na rozdíl od krizových situací) neřídí stát, ale nezávislí obchodníci, kteří nakupují elektřinu podle toho, kde je zrovna nejlevnější [8]. Vzhledem k podstatně méně příznivým podmínkám ČR pro využívání zejména větrné energie ve srovnání s přímořskými státy nepovažují zpracovatelé této studie dosažení soběstačnosti MSK v elektřině za ekonomicky realizovatelné.

Doprovodným efektem posilování bezpečnosti dodávek elektřiny v MSK by mohla být lepší akumulace kapitálu v ČR, pokud by se podařilo realizaci zajistit z co největší části českými vlastníky, tj. s možností podpory tuzemského průmyslu s motivací udržení vědomostní domény a kapitálu v ČR.

Z analýzy dosavadního vývoje elektroenergetiky v MSK za období 2014 až 2023 vyplývají tyto hlavní poznatky:

- Celkový instalovaný výkon elektráren poklesl o 9,3 %. Instalovaný výkon parních elektráren, které jsou v MSK klíčovými zdroji elektřiny a tepla, se snížil o 19,4 % (312 MW). Největší podíl na tom má odstavení bloku B2 EDĚ s instalovaným výkonem 200 MW do studené zálohy v roce 2019. Výkon plynových a spalovacích elektráren vzrostl o 24,8 % (19,4 MW) a výkon FVE vzrostl o 193,7 % (117,8 MW).
- Celková výroba elektřiny brutto se snížila o 42,2 %, z toho v parních elektrárnách o 48,5 % při nárůstu celkové spotřeby o 1,3 %. Vzniklý rozdíl byl kompenzován zvýšením importu do MSK.
- Další pokles výroby elektřiny lze očekávat i v roce 2024 a to kvůli ukončení dodávek elektřiny a tepla z teplárny TAMEH Czech s.r.o. do hutí Liberty v prosinci 2023

(důsledek platební neschopnosti). Situace se však dále vyvíjí. Intenzivně se jedná o pokračování výroby v některých provozech Liberty. To by pomohlo v budoucnu provoz teplárny obnovit.

- Roční doba využití instalovaného výkonu parních elektráren se snížila o 36,1 %, další pokles využití výkonu lze očekávat i v roce 2024 jako důsledek odstavení výroby a dodávek na konci roku 2023.
- Roční doba využití instalovaného výkonu plynových a spalovacích elektráren se snížila o 19,8 %. Plynové a spalovací elektrárny (plynové spalovací motory pohánějící elektrický generátor) na území MSK spalují zemní a degazační plyn a bioplyn. KJ na ZP se používají téměř výhradně k vytápění budov. Výroba elektřiny proto závisí na dodaném užitečném teple pro vytápění a ohřev vody. Dobrou korelaci meziročního vývoje výroby elektřiny s vývojem denostupňů potvrzuje srovnání meziročních změn výroby elektřiny s vývojem denostupňů v grafu na Obr. 24.
- Roční doba využití instalovaného výkonu FVE se snížila o 23,3 %. Z Tab. 13 je zřejmý strmý nárůst instalací FVE zejména v letech 2022 a 2023. Vysvětlení nesouladu mezi nárůstem instalovaného výkonu a výrobou souvisí s roční úhrnnou dobou trvání slunečního svitu. Druhý vliv může mít i skutečnost, že se v letech 2022 a 2023 uváděly do provozu hlavně střešní instalace FVE. Část střech není optimálně orientovaná z pohledu maximálního zachycení slunečního svitu.

Faktory, které negativně ovlivnily dosavadní vývoj a stále přetrvávají:

- Neustálé snižování celkového množství emisních povolenek a spekulace na trhu s emisními povolenkami vedly ke zvýšení cen a cenové volatility emisních povolenek.
- Neexistence dlouhodobých kontraktů na nákup ZP pro ČR způsobila růst jeho cen a cenové volatility.
- Není dostatečná kapacita dopravních sítí ZP pro pokrytí výhledových potřeb. Investice do jejího posílení by mohly způsobit nárůst regulované části ceny ZP.
- Zúčtovací cena na elektroenergetickém trhu se řídí nejdražší (plynovou) elektrárnou, což spolu s nárůstem ceny a cenové volatility ZP a emisních povolenek způsobilo růst cen a cenové volatility elektřiny. Takto fungující současný systém proto znemožňuje uzavírání stabilnějších dlouhodobých smluv na dodávku elektřiny. Tato letitá praxe, zdá se, soustavně podporuje nechvalně známý přístup „socializace nákladů s cílem privatizace zisků“.
- Přenosová a distribuční elektroenergetická síť byla historicky přizpůsobena převažující centralizované výrobě elektřiny. Podpora a zvýhodňování decentralizované výroby elektřiny vede již nyní ke zvýšené potřebě posílení přenosové kapacity a zvýšení investic zejména do distribučních sítí, a tím i k nárůstu regulované části ceny elektřiny. I zde zřejmě platí a bude platit totéž, tedy: soustavná podpora nechvalně známého přístupu „socializace nákladů s cílem privatizace zisků“.
- Legislativa EU stanoví požadavek na zvýšení kapacity mezistátního tranzitu elektřiny. Vyšší investice do přenosové soustavy by mohly ve svém konečném důsledku vyvolat další růst regulované části ceny elektrické energie (viz poznámky u předchozích položek výše).

Nejzávažnější analytické výstupy ze statistiky bilance MSK jsou formulovány v podkapitole 2.3. Patří mezi ně zejména:

- Zranitelnost MSK v důsledku závislosti na vnějších zdrojích elektřiny, která se projevila v posledních letech sledovaného období.
- Růst a volatilita cen energií, jejichž vliv se s rostoucím importem elektřiny zvyšuje. Má to negativní vliv na hospodaření průmyslových podniků a negativně působí i na hospodaření domácností.
- Růst cen energií podlamuje konkurenceschopnost průmyslu a má velmi negativní vliv zejména na kraje s velkým podílem energeticky náročného průmyslu jako je MSK.
- Nízká konkurenceschopnost energeticky náročného průmyslu může mít za následek růst environmentálního rizika, protože si podniky nemohou dovolit významnější investice do technologií příznivějších k životnímu prostředí.
- Energetická bezpečnost – MSK, který je závislý na importu elektřiny, by mohl ve zvýšené míře čelit rizikům spojeným s geopolitickými problémy. Takové výpadky by mohly mít dopad na ekonomickou a sociální stabilitu v kraji.

Hledání způsobů a cest, jak zabránit negativnímu vývoji, je náplní návrhové části studie.

4 Návrhová část – obecná ustanovení

Návrhová část této studie navazuje na výstupy z analýzy dosavadního vývoje elektroenergetiky v MSK. V úvodní části jsou systematicky popsány zdroje dat, metodika zpracování jednotlivých podkapitol, včetně průběžně se vyvíjejících trendů v energetické legislativě a mixu tradičních i nových energetických technologií. Legislativa a komerční dostupnost technologií předznamenávají budoucí vývoj energetiky v MSK. Bude záviset na úsilí a úspěšnosti významných energetických společností (výrobců, distributorů) a velkých i malých spotřebitelů energií, kteří hledají cestu k budoucímu racionálnímu uspořádání energetiky kraje a určují v tomto smyslu i svoje investiční priority.

Důležitou částí této kapitoly je posouzení efektivity využívání stávajících zdrojů elektřiny a technickoekonomických možností zvýšení jejich využívání. Racionální využití stávajících výroben elektřiny by umožnilo překlenutí přechodného období do doby, kdy budou komerčně dostupné moderní bezemisní zdroje elektřiny bez dodatečných přechodných investic a s minimálními riziky.

Nejdůležitější součástí kapitoly je návrh a zdůvodnění vývojových scénářů jako variant vývoje elektroenergetiky kraje.

4.1 Zdroje dat

Smyslem této podkapitoly je popsat strukturu a zdroje dat, které byly použity pro naplnění scénářů a jejich rozbor.

Základním zdrojem dat pro analýzu byly roční zprávy ERÚ o provozu ES ČR za období 2014 až 2023. Roční zprávy ERÚ neobsahují v krajském vyjádření data o technologické vlastní spotřebě elektřiny na výrobu elektřiny (TVSe) podle jednotlivých kategorií elektroenergetických zdrojů, o členění spotřeby netto podle distribučních tarifů, údaje o ztrátách v rozvodu elektřiny a o velikosti a časovém využití ročního maxima zatížení elektrizační soustavy. Data o TVSe v MSK byla získána přímo od ERÚ, data o ztrátách, o době využití maximálního zatížení elektrických sítí a o využití distribučních tarifů v MSK byla získána od ČEZ Distribuce, a.s. Spolupráce s těmito dvěma důležitými subjekty byla na vysoké profesionální úrovni.

Důležitým zdrojem informací byly schůzky s významnými aktéry elektroenergetického trhu v MSK. Byly tak získány přímé informace, názory a relevantní data od řady odborníků, kteří problematiku, kterou se tato studie zabývá, aktuálně řeší.

V případě, že data z jednoho zdroje nebyla pro analýzu úplná nebo dostatečně spolehlivá, byla kombinována data z různých zdrojů.

Další data a informace byly získány z veřejně dostupných zdrojů v tisku a na internetu.

Konkrétní identifikace zdrojů informací a odkazy jsou uvedeny přímo v textu studie a u všech obrázků a tabulek. Detailně v souladu s pravidly VŠB-TUO jsou odkazy na literaturu a zdroje informací identifikovány v kapitole pod názvem Reference.

4.2 Vysvětlení metodických přístupů použitých v návrhové části

Ve studii je použita celá řada metodických přístupů:

1. Metodika hodnocení KVET,
2. Poznámky k hodnocení kondenzační výroby,
3. Poznámky k poskytování podpurných služeb pro ČEPS, a.s.,
4. Metodika hodnocení instalovaného a dosažitelného výkonu parních turbogenerátorů,
5. Použití lineární regrese k odhadu trendů a k extrapolaci dat,
6. Metodika výpočtu výkonové bilance MSK,
7. Stanovení hustoty spotřeby elektřiny v rozvojových zónách,
8. Metodika What-If analýzy.

Pro přehlednost jsou použité metodické postupy shrnuty a popsány v této podkapitole. Cílem je zajistit transparentnost způsobu zpracování studie.

4.2.1 Metodika hodnocení kombinované výroby elektřiny a tepla

Kombinovaná (společná) výroba elektřiny a tepla (KVET) v jednom procesu a na jednom zařízení je účinnější než oddělená výroba (mono výroba) těchto komodit.

KVET se uskutečňuje nejčastěji v průmyslových nebo veřejných teplárnách vybavených:

- parními kotli a parními protitlakovými nebo odběrovými turbínami,
- plynovými turbínami pohánějícími elektrický generátor, u kterých se využívá teplo spalin,
- plynovými motory pohánějícími elektrický generátor, u kterých se využívá teplo spalin a teplo z chlazení motoru.

Mono výroba elektřiny se uskutečňuje nejčastěji:

- v kondenzačních parních elektrárnách,
- v plynových spalovacích elektrárnách bez využívání tepla spalin.

Mono výroba tepla probíhá nejčastěji při spalování paliva v kotelnách, kde se teplo z kotlů používá pouze k vytápění nebo pro technologické účely.

Zařízení zdrojů s KVET je o něco složitější než zařízení pro mono výrobu tepla nebo elektřiny. Proto se přednostně používá všude tam, kde je dostatečně velká spotřeba tepla, aby se složitější zařízení ekonomicky vyplatilo. Teplo a elektřina ze zdrojů KVET se využívá buď pro spotřebu průmyslového závodu, do kterého je teplárna začleněna nebo pro veřejný rozvod.

Spotřeba tepla u průmyslových tepláren se řídí spotřebou technologických zařízení, které ho pro svou funkci potřebují. V nepřetržitém provozu závodů, např. v hutním, strojírenském nebo chemickém průmyslu, je spotřeba tepla a elektřiny celoročně vysoká. Průmyslové teplárny proto patří k nejefektivnějším energetickým zdrojům.

Spotřeba tepla u tepláren pro veřejný rozvod se řídí spotřebou tepla v sítích centralizovaného zásobování teplem (SZT). Spotřeba tepla se v průběhu roku mění v závislosti na venkovní teplotě. Proto je hospodárnost těchto tepláren nižší než

u průmyslových tepláren. Pořád je ale podstatně vyšší než u oddělené výroby obou komodit.

Je tomu tak proto, že u KVET se energie páry (u parních turbín) nebo spalin (u plynových turbín nebo plynových motorů) použije nejdříve k pohonu elektrického generátoru a teprve zbývající teplo z výstupu parních nebo plynových turbín a motorů se využije k vytápění. U oddělené výroby elektřiny a tepla to možné není.

Poznámka 1:

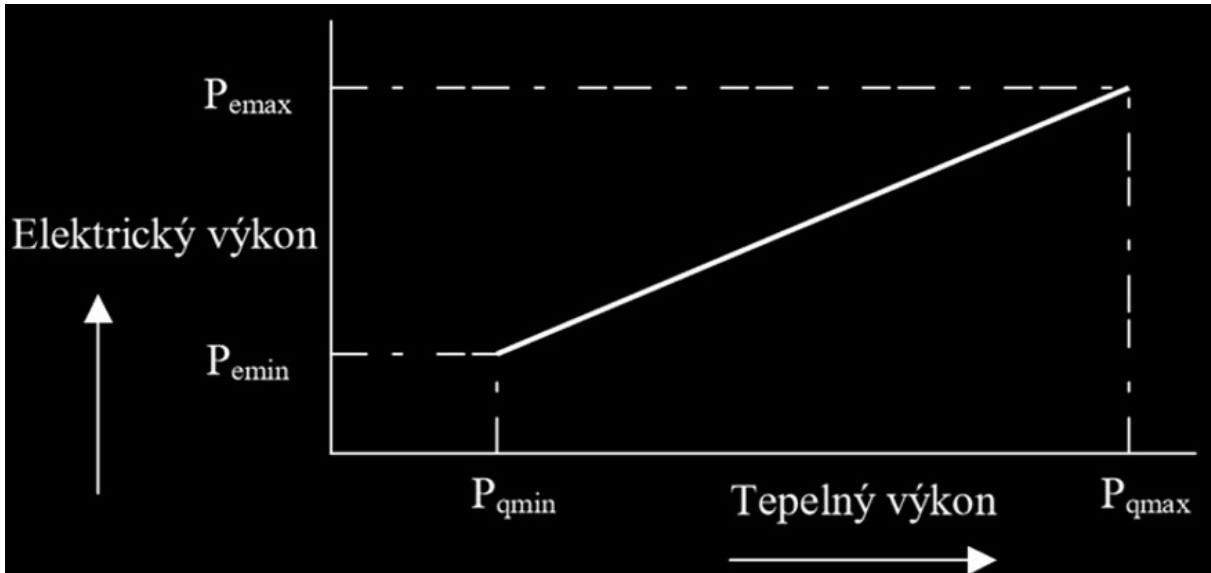
Pravda je, že i u velkých kondenzačních parních elektráren se malá část tepla odebraného z turbíny může používat k vytápění SZT (EDĚ k vytápění Orlové a části Bohumína). Z tohoto důvodu lze považovat přiměřený malý podíl elektřiny z celkového množství elektřiny vyrobené takovou elektrárnou za KVET. Zásadní rozdíl je v celkové energetické účinnosti elektrárny nebo teplárny jako energetického zdroje. U plynových elektráren je to cca 40 %, u uhelných elektráren cca 30 % a u tepláren s KVET cca 80 až 90 %.

Poznámka 2:

Specifickou kategorií elektroenergetických zdrojů jsou paroplynové elektrárny a teplárny. Základem je plynová turbína, která pohání elektrický generátor. Spaliny z plynové turbíny procházejí spalínovým parním kotlem, ve kterém se vyrobí pára pohánějící parní turbínu s elektrickým generátorem. Výsledná výroba elektřiny je pak součtem výroby elektřiny na generátorech plynové a parní turbíny. Pokud se pára z výstupu parní turbíny a teplo spalin za spalínovým kotlem používá pro technologickou spotřebu průmyslového závodu nebo pro vytápění budov v SZT, jedná se o paroplynovou teplárnu pracující v režimu KVET.

Závazná pravidla pro hodnocení KVET obsahují definice v evropské směrnici o energetické účinnosti [9].

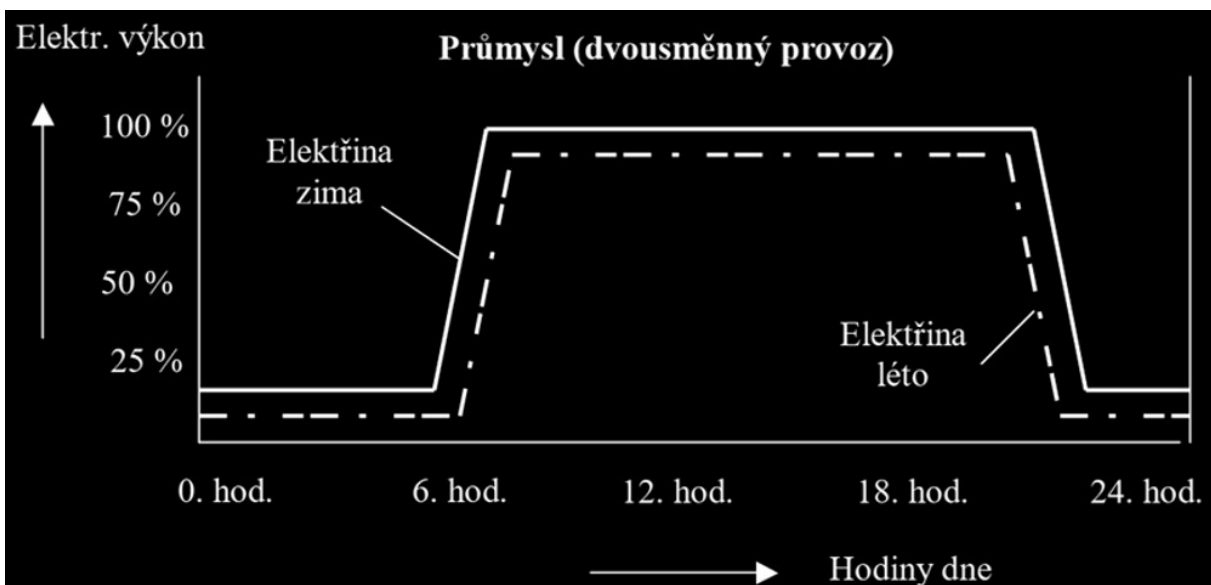
Výroba elektřiny v KVET, kde dosažitelný elektrický výkon je svázaný s dodávkou užitečného tepla, probíhá na protitlakových nebo odběrových turbogenerátorech. Závislost elektrického výkonu na svorkách turbogenerátoru (P_{sv} , MW_e) na dodaném tepelném výkonu (MW_t) na prahu elektrárny s KVET je znázorněna na Obr. 13. KVET je nejehospodárnější způsob výroby elektřiny. Jeho nevýhodou je, že je striktně vázaný na souběžně probíhající dodávku užitečného tepla.



Obr. 13 Závislost elektrického výkonu na dodaném tepelném výkonu u protitlakové a odběrové parní turbíny, zdroj: [10]

Elektrický výkon na svorkách turbogenerátoru je přímo úměrný množství páry, která protéká protitlakovou parní turbínou. Totéž platí i pro regulované odběry u protitlakové nebo odběrové turbíny, kde změna elektrického výkonu na svorkách turbogenerátoru je přímo úměrná množství páry, která protéká odběrem parní turbíny. Regulační ventily na vstupu do turbíny a regulační ventily na odběrech řídí průtok páry tak, aby parametry páry a její množství v odběrech a na výstupu protitlakové turbíny v každém okamžiku odpovídaly spotřebě navazujícího průmyslového zařízení.

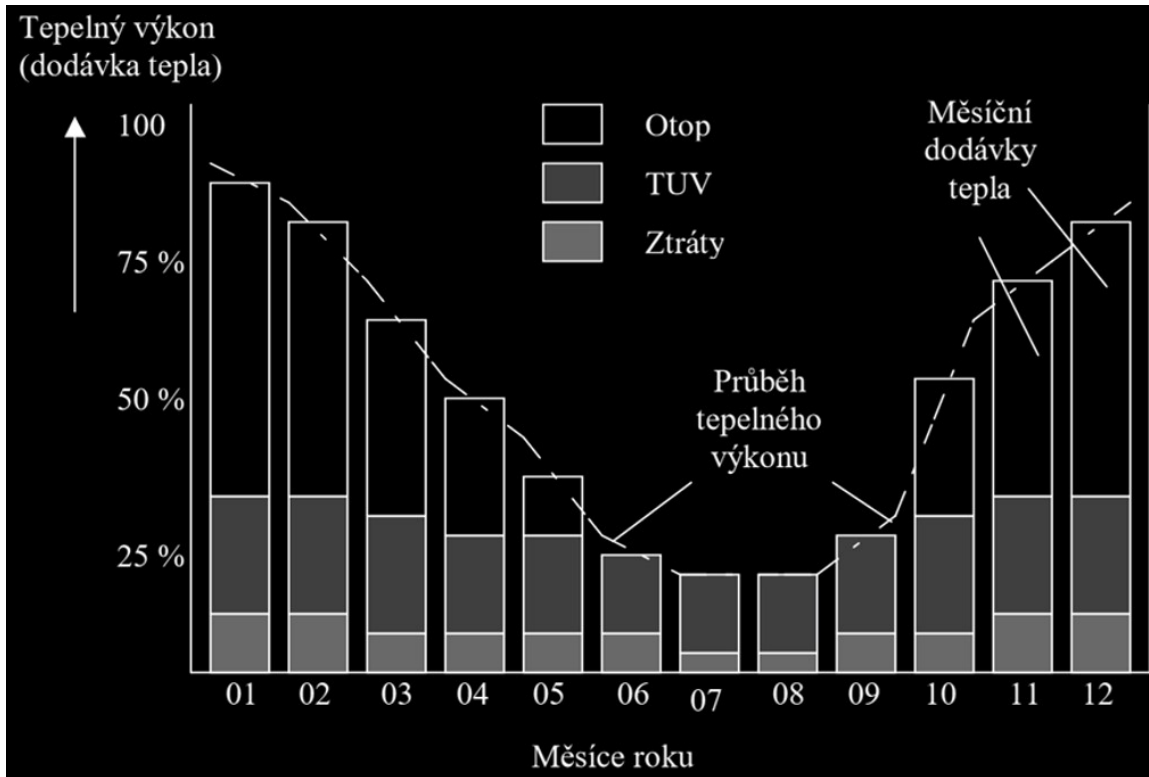
Spotřeba užitečného tepla, a tím i výroba elektřiny v KVET u průmyslových elektráren, se v průběhu roku řídí spotřebou průmyslové výroby (např. strukturou a množstvím výrobků). Schematický/zjednodušený průběh výroby elektřiny v KVET s průmyslovým odběrem tepla při dvousměnném provozu je znázorněn na Obr. 14.



Obr. 14 Schematický průběh výroby elektřiny v průběhu dne v průmyslové elektrárně při dvousměnném provozu, zdroj: [10]

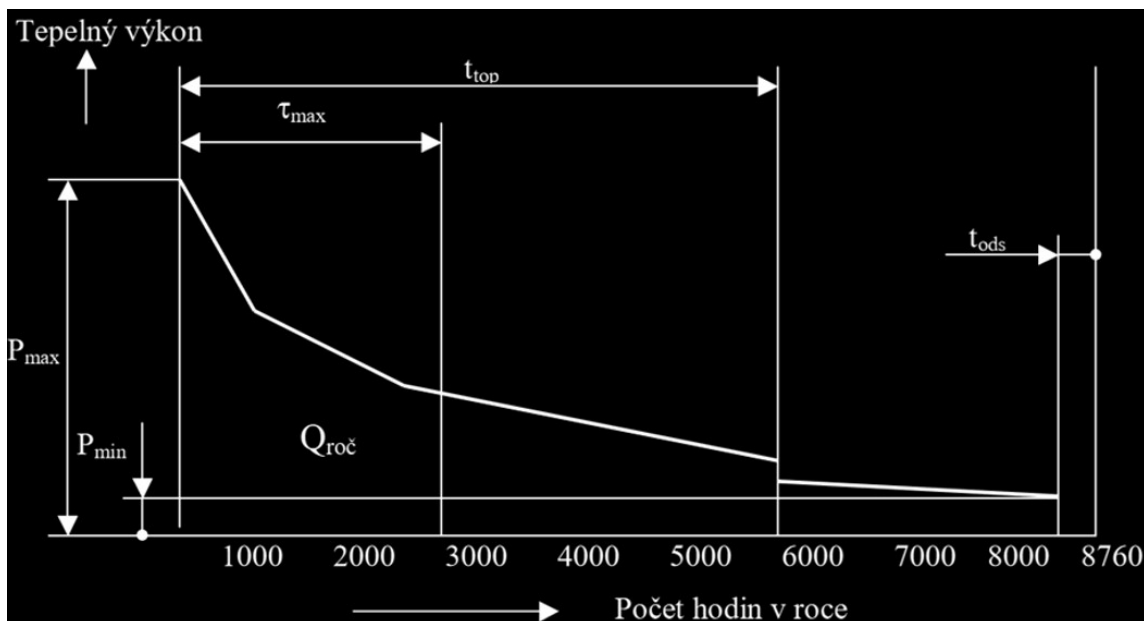
Ve tříměsíčním provozu typickém pro hutní provozy bude výroba elektřiny vyšší i v nočních hodinách.

U elektráren zásobujících veřejný rozvod tepla závisí výroba elektřiny na množství tepla, které SZT v průběhu roku spotřebuje pro vytápění a pro ohřev vody. Příklad ročního průběhu spotřeby tepla v měsíčním vyjádření je znázorněn v grafu na Obr. 15.



Obr. 15 Typický měsíční diagram potřeb tepla s rozlišením účelů spotřeby, zdroj: [7]

Vyhodnocení ročního využití maximálního zatížení (maximální příkon na prahu SZT) vychází z ročního diagramu trvání tepelného výkonu, který je pro SZT znázorněn v grafu na Obr. 16.

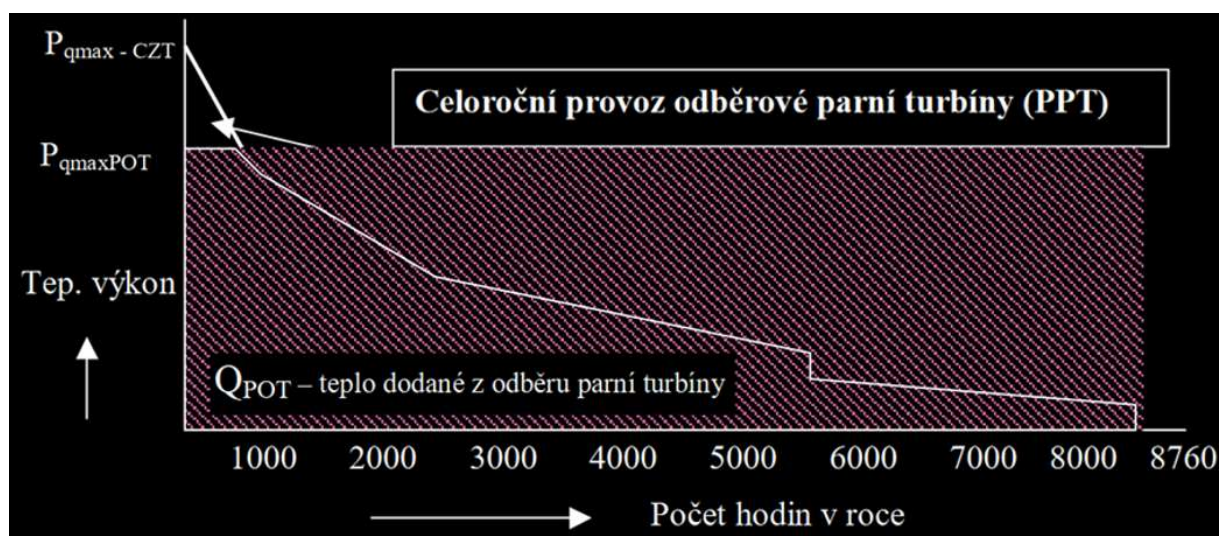


Obr. 16 Typické základní ukazatele teplotních soustav, zdroj: [10]

Vysvětlení veličin použitých v grafu na Obr. 16:

- $Q_{ro\check{c}}$ je celková roční dodávka tepla do SZT na prahu zdroje,
- P_{max} je maximální výkonové zatížení teplárenské soustavy,
- P_{min} je minimální výkonové zatížení teplárenské soustavy,
- T_{max} je doba využití maximálního tepelného výkonu (udává dobu, za kterou by byla realizována celková roční dodávka tepla $Q_{ro\check{c}}$ při max. zatížení teplárenské soustavy P_{max} ,
- t_{top} je doba trvání topné sezóny,
- t_{ods} je doba odstávky v letním období.

Zařazení parní odběrové turbíny do ročního diagramu odběru tepla je znázorněno v grafu na Obr. 17.



Obr. 17 Průběh dodávek tepla z odběrové parní turbíny, zdroj: [10]

Výrobci / dodavatelé tepla neřídí spotřebu tepelné energie. Výroba tepla je řízena tak, aby byla dodržena rovnováha mezi výrobou a spotřebou. Nejdůležitější postulát KVET tak stanoví, že množství elektřiny v KVET nelze zvýšit bez odpovídajícího zvýšení spotřeby užitečného tepla. Termín užitečné teplo je přesně definován v příslušné legislativě EU a ČR.

4.2.2 Poznámky k hodnocení kondenzační výroby

Výroba elektřiny kondenzačním způsobem je přímo úměrná průtoku páry turbínou. Na výstupu z nízkotlakého dílu kondenzační nebo odběrové turbíny má pára tak nízké parametry (tlak, teplota), že ji nelze ekonomicky využít. Kdyby se taková pára měla použít k vytápění budov v SZT, mělo by potrubí průměr několik metrů. Proto je na výstupu z nízkotlakého dílu kondenzační nebo odběrové turbíny zařazen vodou nebo vzduchem chlazený kondenzátor, ve kterém pára kondenzuje na vodu, která se pak zpětně vrací do termodynamického cyklu elektrárny. Kondenzační teplo uvolněné v kondenzátoru se odvede do ovzduší buď chladicími věžemi nebo přímo vzduchovým kondenzátorem. Výhodou kondenzačního způsobu výroby elektřiny je nezávislost množství vyrobené elektřiny na využití páry (na potřebném množství užitečného tepla). Nevýhodou je ale významně nižší účinnost kondenzačního způsobu. Každá kondenzační turbína má technické omezení – minimální průtok páry kondenzačním / nízkotlakým dílem, který musí provozovatel elektrárny dodržovat, aby nedocházelo

k přehřívání této části parní turbíny a k následným výpadkům. Minimálnímu průtoku páry odpovídá i minimální elektrický výkon, což je technické omezení na straně výroby elektřiny.

4.2.3 Poznámky k poskytování podpůrných služeb ČEPS, a.s.

Nezávislost kondenzační výroby elektřiny na dodávkách tepla a její dynamika se v současné době maximálně využívá pro řízení rovnováhy mezi výkonem zdrojů a zatížením ES ČR. Část kondenzačního výkonu elektráren (mimo technické minimum) je přitom vyčleněna do pravomoci centrálního dispečinku ČEPS, a.s. Provozní personál elektráren nemá, kromě havarijních případů, žádnou možnost tuto část (smluvně vyčleněného) elektrického výkonu, a tím i svorkové výroby elektřiny, ovlivnit. Nemůže jej tedy využít ani ke kompenzaci změny výroby elektřiny KVET v důsledku kolísání spotřeby páry pro průmysl nebo SZT.

Programy rychlého ukončení provozu uhelných elektráren v ČR, nedotažená náhrada uhelných elektráren plynovými elektrárnami a zčásti preferovanými elektrárnami OZE (hlavně VTE a FVE) může vést k situaci, že např. v letním minimu zatížení a při vysoké výrobě z OZE nebude v provozu dostatek pohotových regulačních zdrojů adekvátních točivé rezervě u uhelných elektráren, které by okamžitě dokázaly reagovat na nestabilitu provozu propojené elektrizační soustavy (UCTE) a vyrovnávat zatížení.

Okamžitá přirozená reakce elektrizační soustavy je možná v situaci, kdy jsou všechny relevantní turbogenerátory v parních elektrárnách (tedy v synchronně spolupracujících uhelných, plynových, paroplynových a jaderných elektrárnách) v provozu a připojeny k elektrické přenosové nebo distribuční síti. V takovém případě setrvačnost rotujících hmot turbogenerátorů automaticky umožňuje zachytit první náraz nestability frekvence sítě okamžitě, to znamená ještě dříve, než stačí zareagovat i ty nejlepší regulátory a řídicí systémy.

Poznámka:

Moment setrvačnosti je skalární fyzikální veličina, která vyjadřuje míru setrvačnosti tělesa při otáčivém pohybu. Jeho velikost závisí na rozložení hmoty v tělese vzhledem k ose otáčení. Body (části) tělesa (rotoru turbogenerátoru) s větší hmotností a umístěné dál od osy otáčení k setrvačnosti tělesa (rotoru turbogenerátoru) přispívají více.

Návazně na fyzikální vliv setrvačnosti pak reagují regulátory turbogenerátorů zapojených v primární regulaci frekvence, které po překonání nastaveného pásma necitlivosti téměř okamžitě reagují na změnu frekvence v místě připojení turbogenerátoru k elektrizační síti.

Pro řízení přebytků výroby OZE, jsou už dnes připraveny zdroje (elektrokotle), které umožňují okamžité přebytky elektřiny z OZE v lepším případě transformovat / akumulovat transformací Joulova tepla do vody, pokud existuje dostatečně velká spotřeba tepla, a v poslední době také do pískových úložišť tepla. Nebo v havarijním případě odfukováním vzniklého tepla do ovzduší pomocí vzduchových chladičů, což je zejména z ekonomického hlediska neefektivní.

Popsané způsoby elegantní přeměny nespojitě / přerušované produkce elektřiny z OZE a/nebo elektřiny s nízkou / zápornou cenou z RDS na spojitě kvalitní teplo s požadovanou teplotou pro centrální vyhřívání budov anebo k využití ve formě tepla do průmyslových procesů budou stále více využívány. V dřívějších obdobích byla používána obdobná metoda hromadného dálkového ovládní jako podpora regulace odchylek frekvence v sítích připojováním / odpojováním vhodných spotřebičů elektřiny. A naopak, při pokrývání ročního maxima zatížení elektrizační soustavy může nedostatek zdrojů pro základní zatížení a/nebo regulačních zdrojů vést k situaci, že nebude k dispozici dostatek elektrického výkonu pro krytí špičkového zatížení, protože vítr, ani sluneční svit, se potřebou jakékoliv elektrizační soustavy neřídí. Roční maximum zatížení elektrizační soustavy by proto mělo být pokryto stabilními zdroji (JE, biomasa, ZP, uhlí).

4.2.4 Metodika hodnocení instalovaného a dosažitelného výkonu turbogenerátorů

Jmenovitý výkon turbosoustrojí / turbogenerátoru (TG) je největší zaručený výkon na svorkách generátoru, který musí soustrojí trvale dodávat při dodržení jmenovitých parametrů a který byl prokázán při záručních zkouškách (úředně stanovená hodnota).

Instalovaný elektrický výkon elektrárny (IV) je součet jmenovitých činných výkonů všech generátorů elektrárny.

Dosažitelný elektrický výkon elektrárny (DV) je instalovaný výkon opravený o trvalou změnu výkonu. Je to nejvyšší výkon, kterého je elektrárna schopna dosáhnout. Vypočte se z rovnice:

$$DV = IV + \sum TZV \quad , \quad (1)$$

kde

- TZV je trvalá změna jmenovitého výkonu, to znamená trvalé snížení nebo zvýšení jmenovitého výkonu doložené potvrzením výrobce a výsledky měření turbogenerátoru.

Pohotový výkon výroby (PV) je nejvyšší činný elektrický výkon, kterého může elektrárna v určitém časovém období dosáhnout na svorkách svých generátorů s ohledem na technické a provozní podmínky. Je to dosažitelný elektrický výkon zmenšený o dočasné snížení výkonu.

$$PV = DV - DSV \quad , \quad (2)$$

kde

- DSV je změna pohotového výkonu v důsledku:

- dodávek tepla,
- plánovaných oprav,
- ekonomických vlivů.

Vztah mezi jmenovitým / instalovaným výkonem elektrárny a roční výrobou elektřiny na svorkách turbogenerátoru (výroba elektřiny brutto) popisuje rovnice:

$$T_{Pi} = \frac{E_{vyr}}{p_i} \quad , \quad (3)$$

kde

- T_{Pj} je roční doba využití instalovaného výkonu [hod],
- E_{vyr} je roční výroba elektřiny na svorkách turbogenerátoru/turbogenerátorů (TG) [MWh],
- P_j je jmenovitý/instalovaný výkon zdroje elektřiny [MW].

Zjednodušené posuzování efektivity výroby podle ročního využití instalovaného výkonu v sobě skrývá detaily, jejichž nesprávná interpretace může zásadně změnit pohled na výsledek rozboru.

Jedním z nejčastějších pojmů vyvolávajících nedorozumění, je hodnota ročního využití instalovaného výkonu T_{Pj} . Pokud je hodnota T_{Pj} nižší než 8 760 hodin neznámá to automaticky, že elektrárna má disponibilní rezervu, kterou je možné využít ke zlepšení bilance MSK v elektřině. V dalším textu je vysvětleno, že elektrárna nemusí mít žádnou použitelnou rezervu ani při ročním využití instalovaného výkonu 3 000 hodin.

Maximální dosažitelnou roční dobu využití instalovaného výkonu omezuje především účel, kterému má elektrárna sloužit. Snížení dodávky tepla / tepelného výkonu pro průmysl nebo pro SZT snižuje množství elektřiny vyrobené s využitím vysoce účinné technologie KVET. Pro elektrárnu je z ekonomických důvodů nemožné takové snížení výroby elektřiny při provozu v režimu KVET vykompenzovat (např. zvýšeným zatížením kondenzačních dílů TG).

Maximální roční dobu využití instalovaného výkonu technologického zdroje elektřiny v praxi dále snižují odstávky pro údržbu a opravy a odstávky nebo snížení dosažitelného výkonu z provozních důvodů. Použití lineární regrese k odhadu trendů a k extrapolaci dat

Pro extrapolaci dat o spotřebě a hromadných / skupinových dat o výrobě elektřiny do roku 2030 a 2030+ byla použita lineární regrese. Tento postup není v odborné literatuře doporučován, protože výsledky regrese jsou relevantní pouze pro oblast odpovídající rozsahu vstupních dat. Na druhé straně lineární regresní model může za určitých podmínek identifikovat dominantní trend v příslušné oblasti dat a navrhnout tak matematický model řešeného problému. Pokud nedojde ke skokové změně vnějších podmínek, nemělo by dojít k diskontinuitě ve vývoji sledované veličiny. Lineární regresní analýza byla provedena nástroji, které jsou k dispozici v MS Excel.

Trend za období 2014 až 2023 resp. 2020 až 2023 je, s určitou mírou nepřesnosti, aplikovatelný pro odhad vývoje v dalším období za těchto podmínek:

- nejsou k dispozici konkrétní kvantifikovatelné informace o záměrech rozhodujících subjektů,
- hodnota spolehlivosti neboli koeficient determinace R^2 , který vyjadřuje, jakou část celkové variability závisle proměnné objasňuje regresní model, se nejvíce blíží k hodnotě 1,
- neočekává se významná změna vnějších faktorů (politika Green Deal, zrušení nebo zásadní změna státní podpory).

Poznámka:

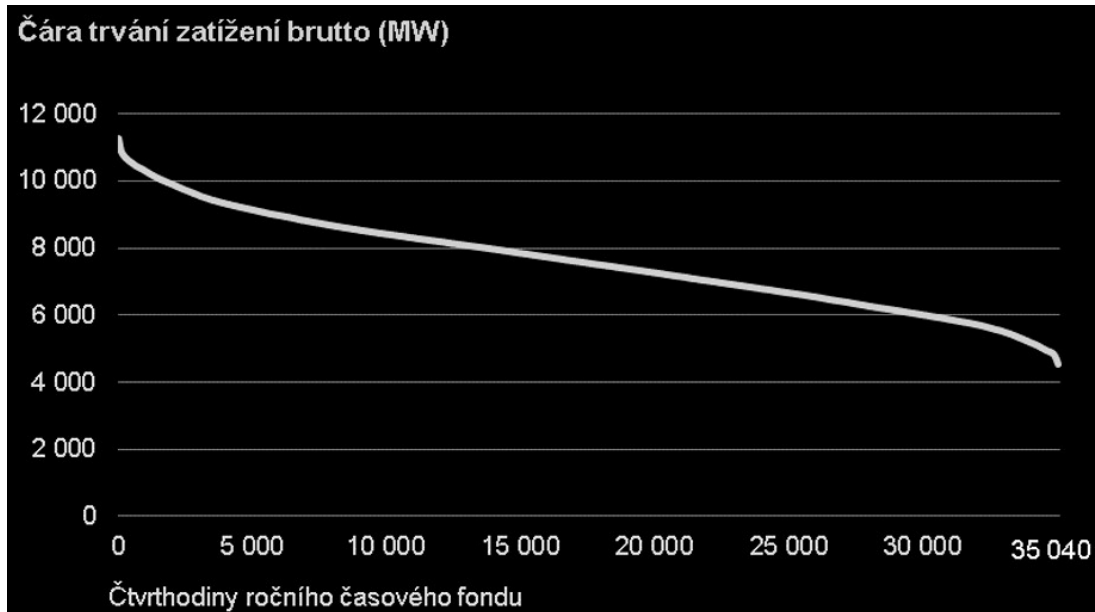
Tato podmínka je pouze pravděpodobná, s mírou pravděpodobnosti v rozpětí, které je značně neurčité, resp. závislé na mnoha, často i protichůdných faktorech.

Pro extrapolaci možného vývoje byly použity konstanty lineární regresní rovnice.

4.2.5 Metodika výpočtu výkonové bilance elektřiny v MSK

Spotřeba elektřiny v elektroenergetické soustavě, včetně technologické vlastní spotřeby a ztrát v RDS v MSK, musí být v každém okamžiku pokryta vlastní výrobou a když vlastní zdroje nestačí, tak importem z vnějších zdrojů mimo MSK. Porušení rovnováhy má za následek změnu frekvence a při fatální nerovnováze může dojít k rozpadu elektrizační soustavy (blackout).

Potřebu elektrického výkonu v ES ČR za rok 2023 znázorňuje roční diagram trvání zatížení, který je znázorněn v grafu na Obr. 18.



Obr. 18 Diagram trvání zatížení ES ČR za rok 2023, zdroj: [1]

Výkonová bilance [MW] se posuzuje pro nejhorší případ, to znamená v okamžiku ročního maxima zatížení elektrizační soustavy. Pro bilanční pokrytí ročního maxima zatížení elektrizační soustavy jsou relevantní stabilní zdroje elektřiny. Za stabilní zdroje se nepovažují intermitentní zdroje (FVE a VTE), u kterých není záruka, že budou schopny v době největšího zatížení ES ČR řízeným způsobem přispět k pokrytí zatížení. Pokud by se tyto OZE podílely v reálné provozní situaci na pokrytí zatížení, byl by výkon regulačních elektráren nižší.

Výkonová bilance může být přebytková, vyrovnaná nebo nedostatková/disparitní.

Vypočte se z rovnice:

$$\frac{\text{přebytek+}}{\text{disparita}} = DV - (\text{zatížení brutto}) \quad , \quad (4)$$

kde

- DV je dosažitelný výkon stabilních zdrojů elektřiny v okamžiku největšího zatížení [MW],
- zatížení brutto je roční maximum zatížení elektrizační soustavy v příslušném roce vč. ztrát v rozvodu a technologické vlastní spotřeby elektřiny na výrobu elektřiny [MW].

Roční diagram zatížení, roční maxima a minima zatížení elektrizační soustavy a jejich pokrytí jednotlivými kategoriemi elektráren se sleduje pouze za ES ČR jako celek. Za MSK nejsou tato data k dispozici.

Roční diagram trvání zatížení je znázorněn v grafu na Obr. 18, výše. Je to graf znázorňující trvání potřeby elektrického výkonu [MW] v ES ČR v průběhu roku. Plocha pod křivkou grafu reprezentuje roční množství spotřebované elektřiny [MWh].

Maximální zatížení P_{max} je skutečné maximální zatížení elektrizační soustavy v příslušném roce (na levé straně grafu) [MW].

Prakticky se stanoví z údajů měřidel jako hodinová hodnota elektrického výkonu dodávaného do ES ČR připojenými výrobci elektřiny očištěná o +/- saldo se zahraničím a s odečtením elektřiny na čerpání PVE.

Doba trvání maxima τ [hod] ročního diagramu trvání zatížení je pro elektrizační soustavu charakteristická hodnota. Je to čas, za který by při trvale maximálním zatížení byla odebrána stejná energie jako při proměnném zatížení za celý rok.

Vypočte se podle následujícího vzorce

$$\tau = \frac{\text{spotřeba elektřiny brutto}}{P_{max}} \quad [\text{hod}] \quad , \quad (5)$$

kde

- spotřeba elektřiny brutto je roční spotřeba elektřiny v elektrizační soustavě včetně celkových ztrát v rozvodu elektřiny a TVSe [MWh].

Roční maximum zatížení elektrizační soustavy za MSK se nesleduje. Lze jej ale při znalosti ostatních parametrů stanovit úpravou rovnice (5):

$$P_{max} = \frac{\text{spotřeba elektřiny brutto}}{\tau} \quad [\text{MW}] \quad . \quad (6)$$

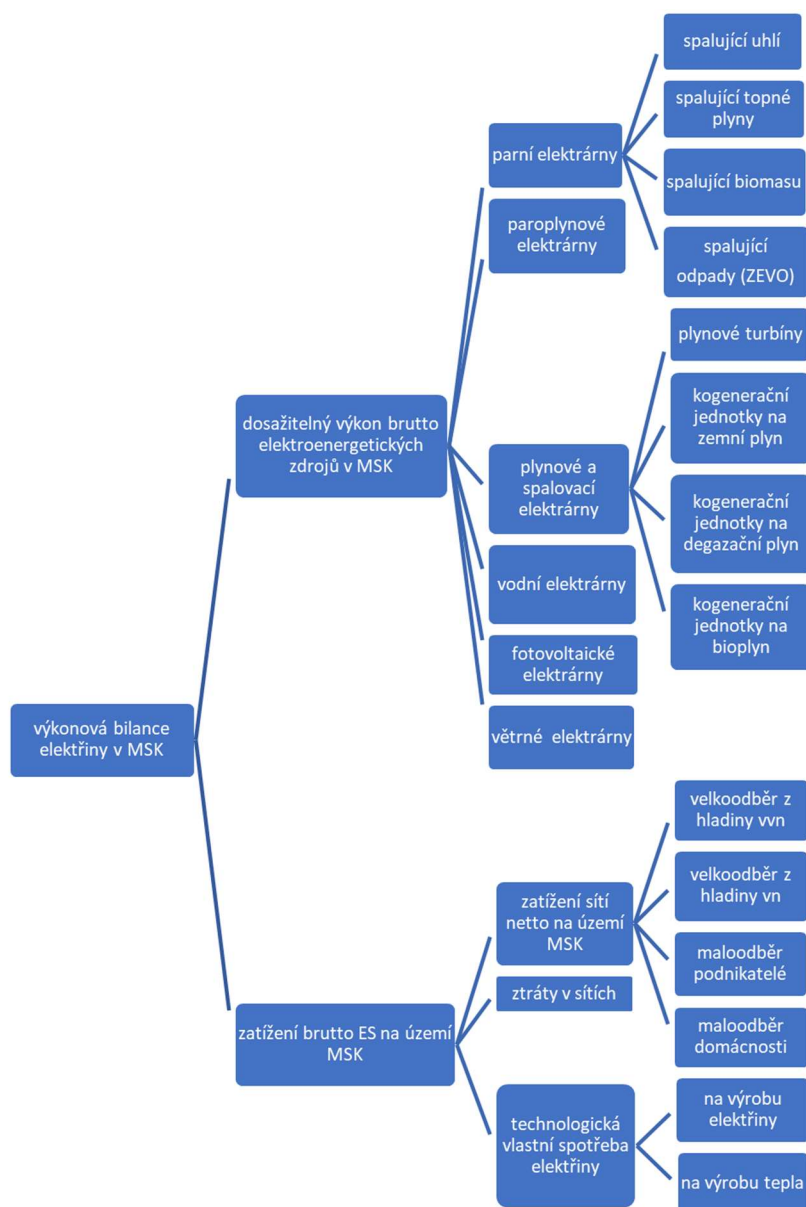
Spotřeba elektřiny brutto se pak vypočte z rovnice:

$$\text{spotřeba elektřiny brutto} = \frac{\text{spotřeba elektřiny netto}}{1 - (\text{poměrná ztráta v sítích})} + TVSe \quad [\text{MWh}] \quad . \quad (7)$$

ČEZ Distribuce, a.s. nesleduje celkové ztráty v sítích ani dobu trvání maxima τ podle stávajícího uspořádání krajů. Na základě konzultace s příslušným pracovištěm ČEZ Distribuce, a.s. bylo rozhodnuto, použít v rovnici (7) hodnotu síťových ztrát a dobu trvání maxima ve vyjádření za bývalý Severomoravský kraj, které ČEZ Distribuce, a.s. sleduje a vyhodnocuje. Díky specifickému chování bývalého Severomoravského kraje a stávajícího MSK jsou hodnoty za Severomoravský kraj nejbližší skutečnosti v MSK.

Maximální zatížení P_{max} pro MSK v příslušném roce se vypočte z rovnice (6). Odhad výkonové bilance elektřiny MSK ve formě přebytek (+) / disparita (-) se vypočte z rovnice (5).

Chyba odhadu: Síťové ztráty a doba trvání maxima zatížení ve vyjádření za bývalý Severomoravský kraj představují určitá zjednodušení, která mohou mít za následek nepřesnost odhadu oproti skutečnosti. Vzhledem k nedostupnosti relevantních dat za MSK je zvolený postup nejpřesnější možný. Názorný diagram zobrazující syntézu dat pro výpočet výkonové bilance je znázorněn na Obr. 19.



Obr. 19 Schematické znázornění syntézy dat pro výpočet výkonové bilance, zdroj: VŠB-TUO

4.2.6 Stanovení hustoty spotřeby elektřiny v rozvojových zónách

Předaná data MSID, a.s. o výhledových rozvojových lokalitách v MSK u důlních a průmyslových areálů obsahují odhad spotřeby elektřiny a plochu v hektarech (ha). Z těchto údajů lze vypočítat průměrnou hustotu spotřeby elektřiny v těchto areálech [MWh / ha] jako podíl spotřeby a plochy dotčeného areálu.

U plánované bytové zástavby byly udány pouze plochy (ha). Proto byly pro zjištění předpokládané hustoty toku elektřiny a celkové spotřeby ploch určených pro bytovou zástavbu využity výsledky blíže nespecifikovaného projektu sídliště v MSK.

Spotřeba elektřiny na jednu domácnost byla stanovena jako podíl spotřeby domácností v MSK (Roční zpráva ERÚ 2022, tab. 4.3 v této zprávě) a počtu domácností v MSK. Z příkonu nejobvyklejšího jističe 16 A / 230 V byl stanoven průměrný instalovaný příkon domácnosti, který byl korigován koeficientem současnosti podle výše zmíněného projektu. Tak byl získán realistický maximální současný příkon na jednu

domácnost. Trvání maxima zatížení bylo stanoveno jako podíl spotřeby na jednu domácnost a maximálního současného příkonu jedné domácnosti.

V modelovém projektu byla vypočtena roční spotřeba elektřiny netto jako součin maximálního souběžného příkonu a trvání maxima zatížení. Vydělením roční spotřeby elektřiny netto plochou areálu byla zjištěna hustota spotřeby elektřiny pro novou bytovou zástavbu.

4.2.7 Metodika what-if analýzy

Odhady budoucího vývoje veličin vstupujících do výkonové bilance elektřiny v MSK jsou dány vstupním souborem dat (roční zprávy o provozu ERÚ, data předaná ČEZ Distribuce, a.s., data a informace o záměrech do budoucna poskytnutá významnými výrobci a spotřebiteli elektřiny v MSK) a zvolenou metodikou výpočtu odhadů budoucího vývoje. To, že skutečný vývoj všech parametrů výkonové bilance bude probíhat podle zvoleného způsobu výpočtu, nelze předem zaručit. Je to odborný odhad zpracovatele studie.

Praktický význam této studie spočívá v získání podrobnějších informací o současném stavu a možnostech řízení / korekce procesu vývoje výkonové bilance v MSK, zejména v případě nepříznivého vývoje / disparitních stavů výkonové bilance. Proto se studie zaměřila na zjištění dopadu změn těchto parametrů procesu, které lze řídit nebo jednoduše ovlivnit např. rozhodnutím příslušného orgánu nebo vlivného subjektu.

Pro zjištění dopadu změn důležitých veličin byla zvolena what-if analýza, která umožňuje zjistit dopad změn vstupních veličin na výsledek procesu. Procesy v této studii představují varianty vývoje výkonové bilance v MSK podle jednotlivých scénářů a ve zvolených časových horizontech. Vstupními veličinami jsou data o výrobě elektřiny, dosažitelném elektrickém výkonu, spotřebě elektřiny a zatížení sítí v MSK v členění podle ročních zpráv ERÚ o provozu elektrizační soustavy ČR.

V prvním kroku byly s využitím dat za období 2014 až 2023 zjištěny dosavadní trendy vývoje vstupních veličin výkonové bilance a byl proveden výpočet odhadů jejich budoucího vývoje.

Druhým krokem byl výpočet očekávaného vývoje výkonové bilance podle zvolených scénářů a časových milníků.

Ve třetím kroku byl pomocí analýzy what-if zjišťován vliv změny dosažitelného výkonu zdrojů elektřiny na výkonovou bilanci s cílem ukázat možnosti řízení jejího vývoje. Analýza byla zaměřena na vyrovnání výkonové bilance a zejména na eliminaci disparity mezi zatížením elektrizační soustavy a dosažitelným výkonem regionálních zdrojů elektřiny v MSK.

4.3 Metoda scénářů předpokládaného vývoje

Cílem volby metody scénářů je poskytnout státní správě a politické a rozhodovací sféře dostatečně přesvědčivé argumenty podporující prosazení návrhů adekvátních k ambicím transformace energetiky ve vazbě na očekávaný vývoj bilance elektřiny v MSK.

Smyslem této podkapitoly je upozornit na specifika elektroenergetiky MSK a na potřebu racionálního, individuálního přístupu v probíhajícím procesu dekarbonizace hospodářství EU. Individuální přístup již byl v podstatě potvrzen zařazením MSK mezi regiony, které jsou oprávněné čerpat podporu z Operačního programu Spravedlivá transformace.

Elektroenergetika v MSK se nevyvíjí samostatně, ale jako integrální součást hierarchicky uspořádaných celků jako jsou ES ČR a propojená soustava UCTE (Sdružení pro koordinaci přenosu elektrické energie).

MSK, a původně i Severomoravský kraj, vždycky byl a stále je do určité míry specifický ve srovnání s ostatními kraji ČR. Jeho specifika se historicky odvíjela od průmyslového a důlního charakteru kraje.

Důsledky jsou: velký rozsah spotřeby užitečného tepla pro průmyslovou spotřebu a pro SZT v průmyslových aglomeracích a logické využívání regionální zásoby černého uhlí.

Kromě plynů vznikajících v rámci průmyslových procesů má MSK velmi omezené zdroje důlního / degazačního plynu odsávaného z podloží při provozu důlní degazace. Z hlediska spotřeby ZP v domácnostech, sektoru služeb a v průmyslu je kraj plně závislý na dodávce plynu dálkovými plynovody.

Racionální přístup k transformaci elektroenergetiky průmyslového kraje na vyspělé nízkoemisní a bezemisní dekarbonizační technologie je řízen tak, aby generoval pozitivní impulsy pro udržení a rozvoj průmyslového charakteru MSK. Příklady dobré praxe u průmyslových a energetických podniků jsou uvedeny dále v textu studie.

4.3.1 Green Deal, Fit for 55 v České republice a v MSK

Green Deal neboli Zelená dohoda, zavazuje Evropu, aby se stala prvním klimaticky neutrálním kontinentem na světě. Struktura dokumentů, kterými se transformace řídí, je velmi složitá a stále se doplňuje a dopracovává. Smyslem této podkapitoly je zdůraznění aktivit, které podporují záměr studie a mají vztah k udržitelné transformaci elektroenergetiky MSK jako bývalého uhelného regionu.

Jedním z důležitých výstupů Statistiky bilance MSK je postupně se zhoršující výkonová bilance MSK. Je to způsobeno tím, že výroba elektřiny v MSK jako bývalém uhelném regionu byla logicky založena na uhlí. Hnacím motorem odchodu od uhlí, a návazně od využívání fosilních paliv vůbec, je Green Deal. Původní trajektorii dekarbonizace hospodářství Green Deal z prosince 2019 dále urychluje iniciativa EK Fit for 55. Je opravdu otázkou, zda budou cíle zrychleného postupu skutečně dosahovány. Překážkou by mohl být neúnosně rychlý růst nejen cen elektřiny, ale i cen tepla při přechodu decentrálního vytápění z plynu a uhlí na tepelná čerpadla.

Na druhé straně Green Deal obsahuje i mechanismy, které mají pomáhat regionům postiženým odchodem od uhlí. Tyto mechanismy obsahují kromě pasivní podpory v sociální a ekonomické oblasti i možnost získat investiční finanční prostředky, které

by měly umožnit průmyslovým a energetickým podnikům posun na kvalitativně vyšší úroveň z hlediska udržitelného rozvoje.

Bez ohledu na to, že podpora v sociální a ekonomické oblasti je správný směr, platí, že správnou cestou k obnově hospodářské prosperity MSK a zajištění energetické rovnováhy a soběstačnosti jsou investice do nových a udržitelných technologií průmyslové výroby a samozřejmě i do výroby energie (elektřiny a tepla).

Velmi dobrým příkladem v tomto směru je program TŘINECKÝCH ŽELEZÁREN, a.s. známý pod názvem Green Werk. To, co je v něm zajímavé pro tuto studii, je fakt, že kromě transformace hutní výroby program obsahuje i transformaci zdrojů elektřiny. Potvrzuje to dlouhodobě ověřený fakt, že bez vlastních zdrojů elektřiny a tepla se neobejde žádný velký průmyslový podnik. Součástí investic do Green Werk je proto i výstavba nového paroplynového bloku, jehož plynová turbína bude přizpůsobena na spolu-spalování vodíku. Důležitým krokem je také celkové posílení lokální elektrické distribuce přímým připojením k přenosové soustavě.

Zhoršující se výkonová bilance v MSK (viz kapitola 3) vede k tomu, že by se MSK mohl postupně stát plně závislým na dodávkách elektřiny z ostatních krajů ČR a/nebo ze zahraničí. To je zcela v protikladu s průmyslovým charakterem kraje. S úpadkem výrobní základny v energetice MSK dojde ke ztrátě provozního personálu a jeho kvalifikace. Bez nových energetických projektů dojde ke ztrátě projektových manažerů, inženýrů a techniků ve výstavbě schopných připravovat a řídit velké energetické stavby. Úbytek kvalifikovaných zaměstnanců by zkomplikoval i případnou snahu o řešení této situace v budoucnu nejen v energetice, ale také v průmyslu.

Odstavování elektráren by přispělo i k dalšímu zhoršení situace na pracovním trhu, kde se navíc musí v současné době řešit i aktuální problémy spojené s útlumem hornictví a úpadkem hutí Liberty Ostrava a.s.

Green Deal nabízí pro uhelné regiony pomoc ve formě Operačního programu Spravedlivá transformace. Území, kde lze prostředky z fondu pro Spravedlivou transformaci použít, jsou definována v plánech spravedlivé územní transformace. Výběr těchto území byl schválen v rámci dialogu s EK. V územních plánech budou uvedeny výzvy, jimž jednotlivá území čelí, jejich konkrétní potřeby a cíle v oblasti rozvoje, kterých je třeba dosáhnout do roku 2030. Dále se v plánech stanoví typ chystaných činností a specifikují se mechanismy řízení. Jakmile dojde ke schválení územních plánů, otevírá se přístup k financování v rámci dalších dvou pilířů mechanismu pro spravedlivou transformaci. [11]

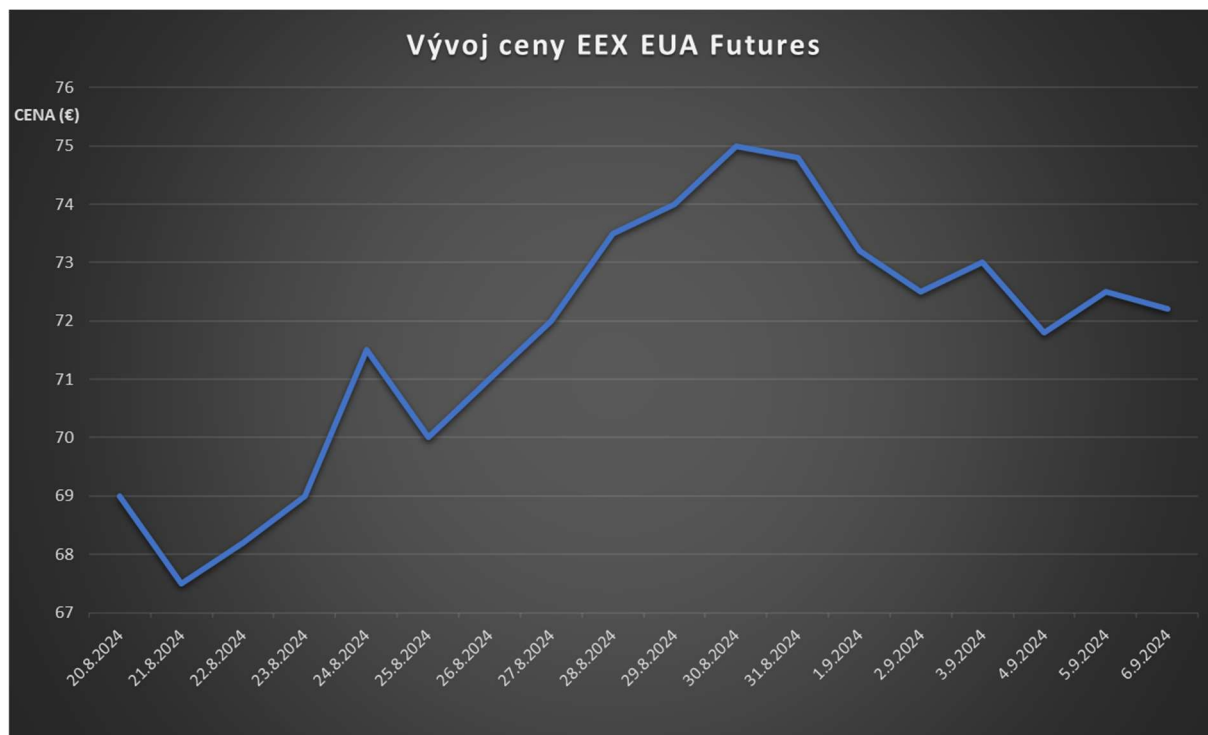
4.3.2 Očekávaný vývoj v oblasti emisních povolenek

Cena emisních povolenek je určena obchodováním na burze. Mluví-li se o ceně emisní povolenky, zpravidla se mluví o ceně nejbližšího kontraktu (např. v červnu 2023 se hovoří o kontraktu Dec23).

Ten je zpravidla nejlíkvidnější a cena emisní povolenky na tomto kontraktu tak nejvíce vypovídá o reálné aktuální ceně emisní povolenky. Průměrná cena povolenky v roce 2024 na referenčním kontraktu je 66,7 EUR / t (1 670 Kč / t). [12]

Pro plánování výroby elektřiny a nákupních a prodejních transakcí je důležitý budoucí vývoj cen. Vývoj ceny povolenek v nejbližším období lze nalézt na European Energy

Exchange (EEX) a charakterizuje jej produkt EEX EUA Futures s dodáním v prosinci 2025, který je zobrazen v grafu na Obr. 20.



Obr. 20 Vývoj ceny emisních povolenek na EEX (produkt EEX EUA Futures) s dodáním 12/2025, zdroj: [13]

Data za delší časový horizont bohužel na EEX nejsou, na rozdíl od minulosti, k dispozici. To naznačuje nejistotu aktérů trhu z pohledu dalšího vývoje ceny povolenek. Nikdo nechce udělat chybu, proto se soustředí na kratší časový horizont.

Vývoj bilance elektřiny po roce 2030 bude významně ovlivněn novou legislativou týkající se emisních povolenek. Změnou směrnice [14] bylo schváleno ukončení přidělování bezplatných povolenek pro průmysl od roku 2034. Očekává se, že ukončení vydávání bezplatných povolenek povede k dalšímu zvýšení cen výrobků v odvětvích, které bezplatné povolenky čerpaly, včetně tepla z SZT. Vývoj ceny povolenek je úzce spojen s celkovým množstvím povolenek v oběhu a se spekulacemi. Role spekulací právě proto, že pomáhají zvýšit v podstatě neřízený tlak na výrobce při snižování emisí skleníkových plynů, je velmi diskutabilní. Připuštěním spekulantů, tj. subjektů, kteří povolenky nepotřebují pro vlastní výrobu a nemají jiný zájem než vytvářet zisk tvorbou "bublin", dochází na EU ETS k neřízeným a nepredikovatelným excesům ceny povolenek zcela v rozporu s mechanismy popsány ve Směrnici 2003/87/ES ve znění platném pro 4. obchodovací období.

Vzhledem k tomu, že se množství bezplatných povolenek průběžně snižuje a podobný vývoj v tomto směru lze očekávat i do budoucna, by nemělo dojít k nepředvídatelnému cenovému šoku. V grafu na Obr. 21 je znázorněn vývoj celkového množství emisních povolenek ve třetím a čtvrtém obchodním období.

Mnohem horší dopady mohou mít názory na ukončení procesu vydávání nových povolenek před rokem 2040. Diskuse o úplném ukončení emisí nových povolenek zhruba kolem roku 2039 (včetně spotřebování povolenek z rezervy MSR) v současné době probíhají na úrovni EU. První výsledky diskuse by měly být k dispozici v roce

2026. Prakticky by to znamenalo, že by nemohla být funkční žádná (nová) výroba s příkonem nad 20 MW využívající fosilní paliva. Slovo “nová” je důležité, protože by se nová pravidla neměla uplatňovat retroaktivně na dříve zavedenou výrobu (plynové, paroplynové elektrárny). Je s tím spojena celá řada závažných otázek, na které v současné době bohužel neexistuje odpověď. Do výhledové bilance vnáší tyto úvahy nejistotu, kterou je potřeba alespoň zmínit.



Obr. 21 Vývoj maximálního množství alokovaných emisních povolenek v rámci EU ETS v období let 2013 až 2029, zdroj: [15]

Tento stav je živnou půdou pro spekulace a bude mít své vítěze a poražené, často v sektoru, který s energetikou vůbec nesouvisí. Problémem je, že se tak z energetiky odčerpávají finanční prostředky, které energetika nezbytně potřebuje ke své transformaci, z velké části do zisku obchodníků.

Poznámka:

Opět podle zmíněného sloganu: „Socializace nákladů s cílem privatizace zisků“.

K roku 2040 se nabízí dvě nebo teoreticky tři varianty dalšího vývoje:

- Pravidla EU ETS nedovolí uplatňovat mechanismy zavedené novelizovanou směrnicí na fosilní / plynové elektrárny uvedené do provozu před účinností revidované směrnice a ZP bude v dlouhodobém časovém horizontu postupně nahrazován vodíkem.
- Provoz plynových elektráren bude umožněn v minimálním / regulačním režimu do doby, kdy budou masově využívány průmyslové technologie akumulace elektřiny a/nebo sezónní akumulace do vodíku.
- Cíl úplné dekarbonizace hospodářství se ukáže jako nerealizovatelný, nebo se významně posune. V tomto případě by bezemisními technologiemi s velkým podílem akumulace v období 2040 až 2050 mohla být pokryta pouze část spotřeby elektřiny.

První dvě varianty patří spíše do extrémního scénáře, třetí varianta by mohla být pokračováním očekávaného scénáře této studie po roce 2050.

4.4 Charakteristika scénářů, časové horizonty studie

Pro odhad vývoje elektroenergetiky MSK byly zvoleny dva scénáře:

- **Očekávaný scénář**, který, s výjimkou později zamýšleného uplatnění elektrárny se SMR, řeší výkonovou bilanci zdrojů elektřiny a zatížení RDS komerčně dostupnými prostředky.
- **Extrémní scénář** zahrnující elektrifikaci decentrálního vytápění budov jako náhradu za uhlí a zemní plyn, elektrifikaci místní dopravy a energetické technologie, které jsou známé, ale nejsou v současné době komerčně dostupné.

Do očekávaného scénáře byl zařazen SMR, i když by teoreticky měl patřit do extrémního scénáře. V takovém případě by jeho výkon musel být nahrazen plynovými nebo paroplynovými elektrárnami. Při diskusi s výrobcí však nebyly prezentovány žádné další plynové bloky kromě těch, se kterými studie uvažuje. Na druhé straně ČEZ, a.s. připravuje stavbu SMR v lokalitě EDĚ a podniká k tomu reálné kroky – geologické průzkumy (dokonce i na polském území) a uzavření dohody o strategickém partnerství při realizaci SMR v ČR s renomovanou společností Rolls-Royce SMR. Vzhledem k tomu, že SMR jsou v praxi běžně používány (mimo civilní sektor), očekává odborná veřejnost, že jejich přizpůsobení na civilní podmínky je reálné. Z těchto důvodů byl SMR zařazen do očekávaného scénáře.

Při odhadech budoucího vývoje bývá zpravidla používán ještě nulový scénář označovaný BAU (Business As Usual), který je modelován pouze pro porovnání s návrhovými scénáři. Scénář BAU není pro tuto studii vhodný z těchto důvodů:

- Scénář BAU by měl v mezích možností konzervativně rozvíjet současný stav přebytkové elektroenergetiky ČR, založené na místně dostupném uhlí, v kombinaci s jadernou energetikou a v souladu s dotovaným a podle místního potenciálu postupně rostoucím podílem OZE. Srovnání dalších scénářů vývoje se scénářem BAU by bylo čistě formální a nemělo by pro odhad budoucnosti žádný významný přínos.
- Mnohem větší přínos pro racionální rozhodování má přijetí současného trendu vývoje české elektroenergetiky (a to nejen v MSK), jako základny pro hodnocení ostatních scénářů. Mimo jiné proto, že vzhledem k prognózám ČEPS takový scénář BAU již zřejmě nebude platit (viz Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 - MAF CZ 2023).
- Očekávaný scénář je, v souvislosti s postupným omezováním a následným ukončením energetického spalování uhlí, považován za nezvratný na celostátní i na firemní úrovni.

Vývoj pomalejší, než je zakomponován do očekávaného scénáře, je nepravděpodobný. Kromě výše uvedených důvodů i vzhledem k zavedeným mechanismům, které mají za cíl avizované změny naopak urychlit (investiční a provozní podpora vybraných projektů, EU ETS, úvěrová politika bank apod.).

Tlak na rychlejší realizaci změn, než předpokládá extrémní scénář, nelze do budoucna vyloučit (v minulosti viz např. Fit for 55). Dosavadní reálný trend spíše nasvědčuje tomu, že některé příliš ambiciózní politiky by mohly být podrobeny přezkumu (postupná změna extrémních názorů na JE, spalovací motory, provoz fosilních elektráren versus dočasné kapacitní mechanismy apod.).

Charakteristickými časovými milníky pro oba scénáře jsou roky 2030 a 2030+:

Milník 2030 byl zvolen proto, že investiční rozhodnutí významných aktérů na straně výroby, rozvodu a spotřeby elektřiny pro období do roku 2030 již byla učiněna nebo jsou v pokročilém stadiu a probíhá příprava jejich realizace. Typickými příklady pro volbu milníku 2030 jsou:

- příprava Green Werk TŘINECKÝCH ŽELEZÁREN, a.s.,
- příprava převzetí teplárny TAMEH Czech s.r.o.,
- příprava převzetí hutní druhovýroby Liberty Ostrava a.s.,
- ukončení využívání uhlí v centrálních zdrojích SZT VEČR nebo ve zdrojích ČEZ, a.s. na území MSK.

Jako milník 2030+ byl zvolen symbolicky rok 2050 z těchto důvodů:

- Nejedná se o přípravné nebo realizační kroky, ale spíše o strategické záměry, které se v současné době posuzují a o jejich realizaci bude teprve rozhodnuto.
- Milník 2030+ současně znamená, že není jisté, kdy budou zamýšlené technologie komerčně dostupné. Aby bylo možné analýzy odhadů v tomto nejistém prostředí provést, bylo z praktických důvodů při naplňování datové základny rozhodnuto zpracovatelem studie, že za milník 2030+ bude považován rok 2050.
- Specifický problém představuje technologie SMR. Tato technologie je známá a v praxi mnohonásobně odzkoušená (většinou k podpoře plnění vojenských, či polovojenských cílů). V současné době probíhají její úpravy a příprava legislativního posuzovacího procesu pro možnost uvolnění této technologie pro civilní účely. Časový horizont 2050 poskytuje dostatečný prostor pro vyřešení všech aspektů civilního využívání SMR. Proto byla technologie SMR zařazená i do očekávaného scénáře v časovém horizontu 2050.

4.5 Stav a vývoj očekávaných technologií

Do této dílčí kapitoly byly zařazeny perspektivní energetické technologie, u nichž existuje určité riziko, že by nemusely být v časovém horizontu této studie dostupné pro běžné využívání. Kromě komerční dostupnosti mezi tato rizika patří nedokončený vývoj, dosud neuzavřené pilotní projekty a nedostatek nebo žádné zkušenosti v ČR. Cílem této kapitoly je popsat jejich stav z hlediska vývoje a hlavní problémy, které se v současné době řeší.

Tyto technologie výroby elektřiny jsou vyčerpávajícím způsobem popsány v [16].

Patří mezi ně:

- SMR,
- alternativní technologie zpracování odpadu a biomasy,
- geotermální elektrárny.

Pro úplnost byly zařazeny i technologie, které rezonují v určitých sférách MSK, ale o jejichž funkčnosti nebo užitečnosti pro řešení dlouhodobého výhledu elektroenergetiky v MSK má zpracovatel vážné pochybnosti.

Jsou to:

- pyrolýza uhelných kalů,
- energetické využívání kalů z čistíren odpadních vod (ČOV).

4.5.1 Malé modulární jaderné reaktory

SMR jsou jedním z nejvýznamnějších trendů v oblasti jaderné energetiky. Jejich vývoj se v posledních letech značně urychlil. SMR představují menší a flexibilnější alternativu ke klasickým velkým jaderným elektrárnám a jsou navrhovány tak, aby jejich instalace byla rychlejší, jednodušší, bezpečnější a ekonomicky výhodnější.

Aktuální stav ve vývoji SMR:

1. Technologický pokrok a varianty technického řešení

Existuje několik typů SMR, které se liší podle technologie reaktoru. Nejčastěji jsou uváděny následující typy:

- **Tlakovodní reaktory (PWR):** Tento typ je nejvíce vyvinutý a je nejbližší k nasazení. Vychází z osvědčené technologie, která je již dnes využívána ve velkých reaktorech. A také v provedení SMR, většinou ve vojenských námořních projektech (např. americké, britské, čínské, ruské).
- **Vysokoteplotní plynem chlazené reaktory (HTGR):** Tyto reaktory mají potenciál poskytovat nejen elektřinu, ale i procesní teplo pro průmyslové aplikace.
- **Rychlé reaktory (Fast Neutron Reactors, FNR):** Tyto reaktory využívají rychlé neutrony, což jim umožňuje efektivněji využívat palivo a produkovat méně dlouhodobě radioaktivního odpadu.
- **Reaktory využívající tavenin solí (Molten Salt Reactors, MSR):** Zde je palivo rozpuštěno v tekuté soli, což umožňuje větší bezpečnost a možnost použití různých typů paliva, včetně thoria. Hlavní výhodou těchto řešení mají být beztlakové nebo nízkotlakové řešení reaktoru a výrazně vyšší teploty v primárním okruhu nežli u PWR.

2. Regulační procesy

Jedním z klíčových aspektů vývoje SMR je schvalování regulačními úřady. Například v USA získal design reaktoru NuScale první schválení od regulačního úřadu NRC (Nuclear Regulatory Commission), což je významný milník pro tuto technologii. Další země, jako Kanada, Spojené království nebo Rusko, také vyvíjejí regulační rámce pro nasazení SMR.

3. Pilotní projekty a komerční nasazení

- NuScale Power (USA)
 - Reaktor: NuScale SMR,
 - Lokalita: Idaho National Laboratory, Idaho, USA,
 - Popis: NuScale Power je jedním z nejpokročilejších projektů SMR v USA. Design NuScale byl prvním SMR, který získal schválení od amerického regulačního úřadu NRC (Nuclear Regulatory Commission). Plánuje se výstavba prvního komerčního zařízení v Idaho National Laboratory, které bude mít kapacitu 12 modulů s celkovým výkonem 924 MW_e. První modul má být uveden do provozu v roce 2029.
- SMART (Jižní Korea)
 - Reaktor: SMART (System-integrated Modular Advanced ReacTor),
 - Lokalita: Jižní Korea a plánovaný export do Saúdské Arábie,
 - Popis: SMART je tlakovodní reaktor s výkonem 100 MW, vyvinutý Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI). Reaktor je navržen pro výrobu elektřiny a odsolování vody. Jižní Korea a Saúdská Arábie podepsaly dohodu o výstavbě SMART reaktoru v Saúdské Arábii, což bude první mezinárodní implementace této technologie.
- Rolls-Royce SMR (Spojené království)
 - Reaktor: Rolls-Royce SMR,
 - Lokalita: Spojené království (lokalita pro první instalaci zatím nebyla specifikována),
 - Popis: Rolls-Royce vyvíjí vlastní design SMR s výkonem kolem 470 MW_e. Cílem je vytvořit reaktor, který bude sériově vyráběn a montován z prefabrikovaných modulů, což by mělo snížit náklady a urychlit výstavbu. První reaktor by mohl být spuštěn do poloviny třetí dekády tohoto století.

Pozn.: Podle veřejných zdrojů připravuje ČEZ, a.s. instalaci tohoto typu SMR v lokalitách ETE (v ETE je avizováno spuštění tohoto reaktoru v roce 2034), ETU a EDĚ (v ETU a EDĚ po roce 2040).

- Candu SMR (Kanada)
 - Reaktor: Candu SMR (v rané fázi vývoje),
 - Lokalita: Kanada, konkrétní lokalita zatím nebyla určena,
 - Popis: Kanada se soustředí na vývoj vlastního designu SMR, založeného na technologii CANDU, která využívá těžkovodní reaktory. SMR v Kanadě mají velký potenciál pro použití v odlehlých oblastech a na těžebních lokalitách.
- China National Nuclear Corporation (CNNC) - ACP100 (Čína)
 - Reaktor: ACP100 (Linglong One),

- Lokalita: Hainan, Čína,
- Popis: ACP100 je první čínský SMR, který vstoupil do fáze výstavby. Reaktor má výkon 125 MW a je navržen k výrobě elektřiny, tepla, odsolování vody a dalších aplikací. Výstavba začala v červenci 2021 a spuštění je plánováno na rok 2026.
- U-Battery (Spojené království, Kanada, Nizozemsko)
 - Reaktor: U-Battery,
 - Lokalita: Spojené království, Kanada, Nizozemsko (lokality ve fázi posuzování),
 - Popis: U-Battery je malý vysokoteplotní plynem chlazený reaktor s výkonem 10 MW, vyvíjený konsorciem firem v několika zemích. Tento reaktor je zaměřen na poskytování elektřiny a tepla pro průmyslové aplikace a odlehlé komunity.
- Mezinárodní konsorcium Calogena (Francie, Švýcarsko, Česko) nabízí malý, modulární, jaderný reaktor Calogena 30 MW_t pro dálkové vytápění. Jeho přednostmi jsou: Bezpečnost, jednoduchost a robustnost. Konsorcium nabízí adaptabilní design pro konkrétní kontext tepelných sítí, např. s několika zdroji tepla dodávajícími do stejné centralizované sítě zásobování teplem. Tato skupina nabízí realistický plán vývoje, jehož cílem je zahájit stavbu modulu FOAK Calogena před rokem 2030 s uvedením do provozu přibližně v roce 2032.

Ve výčtu pilotních projektů SMR nejsou uvedeny pilotní projekty realizované v Rusku, jelikož v kontextu aktuální geopolitické a bezpečnostní situace nelze předpokládat nákup této technologie z Ruska.

Výše uvedené pilotní projekty ukazují, jak různorodé a pokročilé jsou současné snahy o vývoj a nasazení SMR po celém světě. Každý z těchto projektů představuje krok směrem k širšímu využití jaderné energie v různých kontextech, od průmyslových aplikací po dodávky energie do odlehlých regionů a také možnosti dodávky pro městské aglomerace.

4. Výzvy a perspektivy

Přestože má SMR mnoho výhod, existují i výzvy, které je třeba překonat:

- Náklady: Zatímco menší velikost reaktorů by měla teoreticky snížit náklady, vysoké počáteční investice a náklady na vývoj jsou stále velkou překážkou.
- Veřejné přijetí: Jaderná energetika obecně čelí obavám veřejnosti, zejména po haváriích, jako byla ta ve Fukušimě. SMR budou muset prokázat svou bezpečnost a spolehlivost, aby získaly podporu.
- Dlouhodobá udržitelnost: Důležitou otázkou zůstává, jak efektivně budou SMR využívat palivo a jak se budou vypořádávat s jaderným odpadem.

Závěr

SMR představují vysoký potenciál pro budoucnost jaderné energetiky s možností poskytnout čistou, bezpečnou a flexibilní energii. I když je cesta k jejich širokému nasazení stále plná výzev, pokrok dosažený v posledních letech naznačuje, že by SMR mohly hrát klíčovou roli v energetickém mixu budoucnosti.

K tomu je vhodné počítat i se součinností vzhledem k záměrům ČEZ, a.s. v jím obsazených lokalitách včetně lokality EDĚ, kde počítá s minimálně jedním SMR Rolls-

Royce. Současně ČEZ, a.s. avizoval na konferenci All for Power 2024, dne 20. 11. 2024, že: bude rozvíjet záměr Otevření příslušných finančních mechanismů EU pro jadernou energii: např. Modernizační fond, Fond spravedlivé transformace (JTF), Invest EU, Inovační fond a dále hodlá zahrnout možnost financovat jaderné projekty s finanční podporou EU, aby se urychlil růst v odvětví (pozn.: tuto iniciativu bude užitečné dále rozvinout ve spolupráci s ČEZ, a.s.); viz prezentace ředitele B. Zronka: Jaderná energie 2024. Záměrem ČEZ je podle této prezentace: podpořit růst jaderné flotily EU s cílem usnadnit mimo jiné také vývoj SMR a velkých jaderných bloků v EU s cílem zvýšit energetickou odolnost, bezpečnost dodávek a snížit emise.

Přitom musí mít každá firma v ČR, včetně regionálních institucí na zřeteli, že je účinný Rámec regulace „činností souvisejících s využíváním jaderné energie“ se vztahem k jadernému zařízení. Sem patří i nasazení SMR. A proto platí, že bez povolení SÚJB nelze činnost v oblasti užití jaderné energie vykonávat. Proto je nezbytné včas začít s přípravou na povoloovací řízení pro aplikaci SMR v regionu MSK.

4.5.2 Alternativní technologie zpracování odpadu a biomasy

Termochemické zpracování odpadů a biomasy pyrolýzním procesem a plazmovým zplyňováním jsou moderní přístupy podporující udržitelnost a cirkulární ekonomiku. Jednotlivé technologie jsou poměrně komplikované a hodí se pro rozdílné typy materiálových toků.

Pyrolýza

Pyrolýza je proces termochemické degradace organických látek v inertní atmosféře (bez přístupu vzduchu) a při zvýšené teplotě, která je závislá na druhu zpracovávaného odpadu. Produkty pyrolýzy jsou pyrolýzní plyn (energetické využití), průmyslově využitelná kapalina (náhrada ropných produktů) a pevný uhlíkatý zbytek. Pyrolýza slouží převážně k degradaci čistých separovaných složek, protože při dodržení technologických postupů mohou takto vzniklé produkty být použity do dalších chemických výrob. Pyrolýza neseperovaných složek odpadu je technicky proveditelná, avšak možná kontaminace produktů (např. chlórem, sírou ...) může komplikovat či zcela zamezit jejich dalšímu materiálovému či energetickému využití [17].

V současné době jsou komerčně provozovány pyrolýzní jednotky především za účelem zpracování plastů, pneumatik, pryže a odpadů vznikajících při zpracování dřeva. Takovéto instalace jsou obecně umístěny u provozů zpracovávajících jejich produkty případně v místě vzniku vstupní suroviny (petrochemické závody, dřevozpracující výroby a další). Vybrané instalace pyrolýzních jednotek jsou popsány níže.

Příklady vybraných pilotních projektů a komerčních nasazení pro zpracování plastů a biomasy:

- Rafinérie v Porvoo – Finsko: Pyrolýzní jednotka na zpracování odpadních plastů, pneumatik a pryže je v provozu s celkovou kapacitou 6 000 tun ročně. V aktuální době existuje plán rozšíření její kapacity na zpracování 150 000 až 400 000 tun odpadu ročně. Produkty pyrolýzního procesu jsou zpracovávány v petrochemickém závodě za účelem výroby nových plastů, případně paliv [18].

- Podnik Pyrocell v Gävle – Švédsko: Tato pyrolýzní jednotka zpracovává především dřevní odpadní materiál za účelem výroby syntetického paliva z obnovitelných zdrojů. Kapacita jednotky činí 40 000 tun dřevní hmoty ročně [19].

Plazmové zplyňování

Plazmové zplyňování je proces degradace zejména organického materiálu (např. odpadu) při velmi vysoké teplotě v atmosféře s kontrolovanou koncentrací oxidovadla (kyslíku). Produkty jsou syntézní plyn (převážně CO + H₂) a vitrifikát (inertní, nevyluhovatelá struska). Syntézní plyn lze využít jako vstupní surovinu různých chemických výrob, nebo lze z plynu separovat vodík a využívat ho v průmyslu, případně dopravě. Vitrifikát pak může sloužit jako inertní stavební materiál. Oproti ostatním technologiím termochemické konverze (spalování, zplyňování, pyrolýza) nedochází u zplyňování plazmového k tvorbě dehtů či sazí.

Průmyslové aplikace plazmového zplyňování se nachází na řadě míst a slouží především pro likvidaci a inertizaci nebezpečných odpadů či ke zpracování jinak problematicky zpracovatelného odpadu (např. kaly z ČOV, lékařský odpad, odpadní produkty obsahující fosfor, ...) [17].

Příklady vybraných pilotních projektů a komerčních nasazení pro zpracování odpadu a nebezpečného odpadu:

- Plazmový zplyňovač ve městě Pune – Indie: Technologie plazmového zplyňování od firmy Westinghouse v provozu od roku 2008 pro zpracování a inertizaci nebezpečných odpadů. S kapacitou 72 tun/den se tato instalace řadí k největším komerčním provozům plazmového zplyňování na světě [20].
- Plazmový zplyňovač v Mihamě – Japonsko: První komerčně dodaný plazmový zplyňovač od firmy Westinghouse v provozu od roku 2002, který slouží za účelem energetického využití odpadu. Tato technologie pracovává 17,2 tun komunálního odpadu spolu s cca 5 tunami čistírenských kalů denně. Produkováný syntetický plyn se spaluje a teplo se využívá k sušení kalů před jejich zplyněním [21].

Závěr

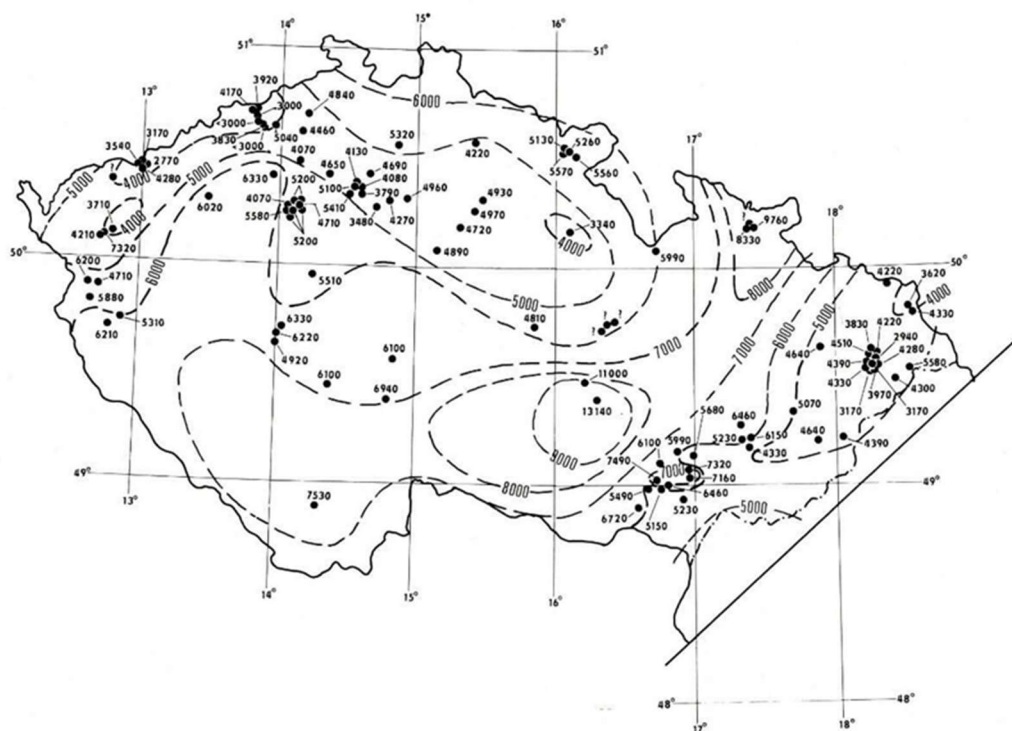
I přes komerční nasazení těchto technologií do průmyslu je nutný k masivnímu nasazení těchto technologií další pokrok a podpora v oblasti vědy a výzkumu. Problematika těchto technologií je značně rozsáhlá, a proto vybraná část popisu technologií, jejich fungování a reálné instalace jsou popsány v Příloze I této studie.

4.5.3 Posouzení dodatečné kapacity výroby elektřiny z geotermálních zdrojů

Geotermální energie je tepelná energie, která vzniká v nitru Země. Zahřívá podzemní horniny a vody na různou teplotu v závislosti na hloubce a geologických poměrech v daném místě. Na rozdíl např. od Islandu kde geotermální energie pokrývá cca jednu třetinu výroby elektřiny, má ČR v této oblasti velmi omezené podmínky.

Jediným geotermálním energetickým zdrojem v ČR je výtopna na Benešovské ulici v Děčíně. Tento zdroj využívá geotermální energii pouze k výrobě tepla. Další pokusy s využíváním geotermální energie probíhají dlouhodobě v Litoměřicích na vrtu hlubokém 2,7 km, prozatím bez reálného výsledku.

V principu existují dva typy geotermálních elektráren. U hydrotermálních systémů se k výrobě páry pro pohon parního turbogenerátoru používá přímo horká voda přirozeně se vyskytující v podzemí. V geologických podmínkách ČR připadá v úvahu jediné technologie geotermální elektrárny, která bude využívat teplo suchých hornin, tj. HDR system (Hot Dry Rock System), z hloubek kolem 5 km, kde lze v příznivých lokalitách očekávat teplotu 140–160 °C [22].



Obr. 22 Prognóza hloubek (v metrech) teploty 130 °C na území České republiky, zdroj V. Čermák aj. Šafanda, 1982

Princip spočívá ve vytvoření podzemního tepelného výměníku voda / hornina v hloubce cca 5 km. Tato hloubka je v současné době považována za ještě dostupnou pro vrtnou techniku. Dosavadní projekty pracují se třemi vrty – jedním vtačovací a dvěma čerpacími. Voda se při průchodu propustnou horninou ve směru od vtačovacího vrtu k čerpacím vrtům postupně ohřívá na teplotu potřebnou k výrobě páry. Na povrch se voda zpětně čerpá z čerpacích vrtů. Je zřejmé, že skutečný stav horniny v těchto hloubkách nelze předem zjistit a v tom spočívá i podle zkušeností z Litoměřic hlavní riziko projektu.

Základní podmínkou pro vytvoření podzemního tepelného výměníku je dostatečná propustnost horniny na patě vrtů (co nejvíce propustná hornina) a minimální tepelné zkraty (co nejméně propustná hornina) mezi vtačovací a čerpacími vrty po celé hloubce vrtů tak, aby se dosáhlo dostatečně vysoké teploty pro výrobu páry (vodní zkraty mezi vtačovací a čerpacími vrty po hloubce vrtů by teplotu vody snižovaly). Zlepšení propustnosti horniny na patě vrtů se dosáhne vtačováním vody pod vysokým tlakem do nejspodnější části vtačovacího vrtu. Tlaková voda v této hloubce stimuluje zvýšení propustnosti horniny podél přirozených puklin a zlomů.

Geotermální elektrárny tohoto typu se realizovaly ve světě nejvýše dvě. Jedna ve Francii s výkonem 1,5 MW_e a druhá v Austrálii s výkonem 1 MW_e, která však už byla uzavřena. Jedná se o technologicky i investičně velmi náročné projekty. Důvodem je vytvoření dostatečně výkonného a pro cirkulující vodu dostatečně prostupného hlubinného tepelného výměníku, které je spojeno s vysokým stupněm rizika. Riziko spočívá v nejistotě, že se vrty o hloubce kolem 5 km trečí do místa s dostatečně propustnou horninou tak, aby bylo možno vytvořit podzemní tepelný výměník. Nezanedbatelným rizikem je podle literárních pramenů i indukovaná seismická. Tyto a ostatní podrobnější informace o možnostech řešení výroby elektřiny s využitím geotermální energie lze najít v materiálu [22].

Podle [23] je možné na základě řady výzkumných studií odvodit, že v ČR je možné identifikovat minimálně 60 lokalit vhodných pro výrobu geotermální elektřiny s celkovým výkonem cca 250 MW. Vhodné lokality se podle [24] nacházejí i na severní Moravě.

V odborných kruzích MSK se vzhledem k potřebě čerpání důlních vod často diskutuje problematika využívání jejich geotermální energie. S využitím geotermální energie důlních vod pro vytápění budov v blízkém okolí dolů by bylo možné uvažovat po vyřešení problémů s vysokým obsahem minerálních solí, které způsobují zanášení zařízení a abrazi jeho pohyblivých částí. Pro výrobu elektřiny jsou důlní vody nevhodné z důvodu jejich nízkého energetického potenciálu.

V Ostravě byl realizován projekt využívající potenciální energii rozdílu hladin mezi povrchem a spodním patrem uzavřeného dolu Jeremenko k akumulaci elektřiny a poskytování regulačního výkonu pro ES ČR o výkonu cca 1 MW. Projekt byl realizován s cílem poskytovat podpůrné služby pro ČEPS, a.s. Provoz vodní turbíny se v takovém případě řídí potřebou ČEPS, a.s., a proto nijak nepřispívá k řešení výkonové bilance elektřiny v MSK.

Závěr

Identifikace lokalit vhodných pro výrobu elektřiny z geotermálních zdrojů na základě geologických studií je důležitým vstupem do této problematiky. Rizika spojená s praktickou realizací geotermálních elektráren v ČR jsou popsána v předchozím textu. Pro snížení těchto rizik je nutné pokračovat ve výzkumu hlubokých vrtů a postupně upřesnit geologické informace o struktuře hornin v hloubkách kolem 5 km v identifikovaných lokalitách tak, aby bylo možné vybrat nejvhodnější lokalitu pro pilotní projekt geotermální elektrárny v ČR. Je jisté, že náklady takového projektu spolu s riziky, které zřejmě ani rozšířený geologický průzkum nedokáže úplně eliminovat, neumožní realizovat takovou stavbu komerčním způsobem. Pro přípravu a realizaci pilotního projektu by bylo vhodné vytvořit konsorcium složené z odborně zdatných firem v oborech geologie a vrtání a výroba elektřiny a tepla a zajistit financování jejich činnosti formou státní podpory a fondů EU.

Je také zřejmé, že přes stanoviska odborných komisí a cíle stanovené v akčním plánu ČR nelze uvažovat s významnějším příspěvkem geotermálních elektráren k vyrovnání bilance elektřiny v MSK do roku 2050.

Přímé využití geotermální energie se běžně provádí pomocí tepelných čerpadel využívajících energii podzemí. Tepelná čerpadla slouží výhradně k transformaci tepelné energie obsažené v podzemí na energii vhodnou k vytápění budov. Z pohledu

výkonové bilance elektřiny se jedná o spotřebiče. Jejich očekávaný vývoj je popsán v podkapitole 5.1.3.

4.5.4 Pyrolýza uhelných kalů

Kaly z uhelných prádel jsou velmi problematické z pohledu dopravy. Přesto se v minulosti v omezeném rozsahu v uhelných elektrárnách běžně používaly ve formě spoluspalování s uhlím. S ukončením provozu uhelných elektráren nebude tento způsob jejich likvidace možný.

Teoretickou možností je likvidace uhelných kalů formou pyrolýzy. Praktický test provedli pracovníci VŠB-TUO v listopadu 2022 na pyrolýzní jednotce v Hruškách u Břeclavi. Test prokázal, že pyrolýzním procesem uhelného kalu není možné vyrobit dostatečné množství plynu ani pro vlastní spotřebu výše uvedeného zařízení. Výsledek experimentu byl negativní, což je podle závěrečného stanoviska VŠB-TUO v souladu s dosavadním vědeckým poznáním a daty v odborné literatuře.

4.5.5 Likvidace kalů z ČOV

Likvidace kalů z ČOV v kotlích uhelných elektráren se běžně využívá v Německu. V ČR provedli testy s likvidací těchto kalů pracovníci VŠB-TUO na fluidním kotli v Teplárně Olomouc při spoluspalování s hnědým uhlím. Testy potvrdily možnost likvidace těchto kalů ve fluidním ohništi. U ukončení provozu uhelných elektráren v ČR však tato možnost ztrácí na významu. energii obsaženou v kalech ČOV je však možné využívat pomocí průmyslových tepelných čerpadel a transformovat ji na nízkopotenciální teplo pro vytápění budov. Z hlediska energetické bilance jde však o spotřebiče elektřiny.

4.6 Identifikace a charakteristika významných výrobců, distributorů a spotřebitelů elektřiny v MSK

Na základě odborných znalostí a praktických zkušeností zpracovatelů této studie byly identifikovány entity, které lze považovat za nejvýznamnější z pohledu podnikání v elektroenergetice a hospodaření s elektrickou energií v MSK. Zpracovatelé této studie pak různými způsoby komunikovali se zástupci těchto entit a zjišťovali, jaké jsou budoucí rozvojové / podnikatelské plány daných entit. Na základě zjištěného poté vytvářeli odhady místní výroby a spotřeby elektrické energie.

Významnými entitami jsou:

- ČEZ, a.s.
- ČEZ Distribuce, a.s.
- ČEZ Teplárenská, a.s.
- VEČR
- Veolia Průmyslové služby ČR, a.s.
- TŘINECKÉ ŽELEZÁRNY, a.s.,
- Moravia steel, a.s.,
- Energetika Třinec, a.s.
- LIBERTY Ostrava a.s.
- TAMEH Czech s.r.o.
- VÍTKOVICE STEEL, a.s.
- Green Gas DPB, a.s.
- Lenzing Biocel Paskov a.s.
- EnergoFuture, a.s.
- Teplo Kopřivnice s.r.o.
- OKD, a.s.
- Energetika Nošovice s.r.o.
- Hyundai Motor Manufacturing Czech s.r.o.
- TATRA TRUCKS a.s.
- Dopravní podniky provozující hromadnou dopravu v MSK (byly zkoumány jejich záměry v oblasti elektrifikace a vodíkové plynofikace jejich vozového parku)
- Průmyslové zóny na území MSK

4.7 Problematika provozního personálu

4.7.1 Vzdělávání

V poslední době se řada firem (zaměstnavatelů) v oblasti energetiky potýká s nedostatkem odborně vzdělaných absolventů. Zpracovatelé této studie v rámci jejího zpracování navštívili několik firem v regionu MSK, kde se osobně přesvědčili, že většina zaměstnavatelů v oboru energetiky má problémy se získáváním vzdělaných absolventů středních i vysokých škol. Není to však pouze problém oboru energetiky. Nedostatek absolventů se projevuje u většiny studijních technických oborů.

Pro potvrzení a dokreslení uvádíme příklady konkrétní situace studijních oborů v energetice na VŠB-TUO, jejíž pracovníci se podílejí na zpracování této studie. Vyhodnocená data zobrazující počty absolventů studia v profilových oborech zaměřených na energetiku na VŠB-TUO (viz Tab. 16 a Tab. 17) tuto klesající tendenci jasně dokumentují.

Počty absolventů v převážné většině technických oborů a studijních programů, jsou v současné době ovlivněny především demografickým vývojem v ČR. Toto není pouze specifikum MSK. Podobný pokles absolventů zažívají i větší technické univerzity (ČVUT Praha i VUT Brno), a to nejen v oboru energetiky, ale i v dalších oblastech technického vzdělávání.

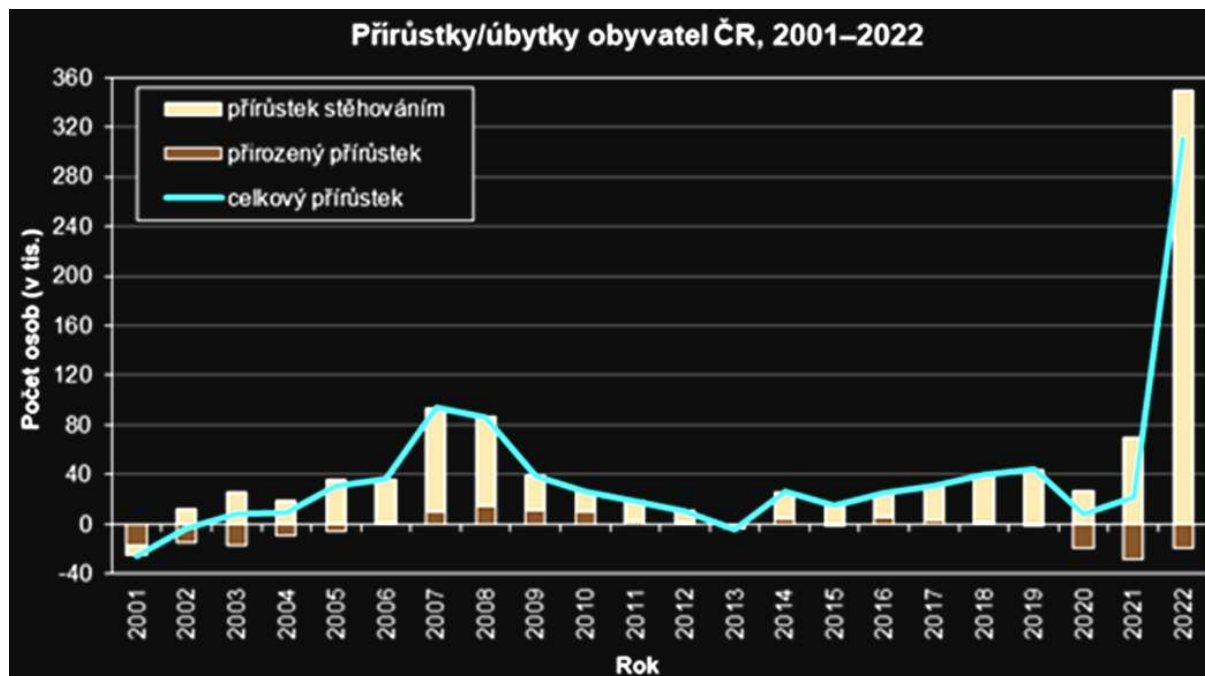
4.7.2 Aktuální demografický vývoj v ČR

Na konci roku 2022 dosahovala populace ČR 10,8 mil. obyvatel, což byl nejvyšší koncový stav (k 31. 12.) od konce druhé světové války. Oproti stavu k 31. 12. 2021 se populace během roku 2022 rozrostla o 310,8 tisíce osob, což představovalo absolutně i relativně (o 3,0 %) největší meziroční nárůst v historii. K tomuto přírůstku došlo vlivem masivní imigrační vlny v souvislosti s ozbrojeným konfliktem na Ukrajině. Populace České republiky pravidelně meziročně roste od roku 2003 s výjimkou úbytku v roce 2013 (o 3,7 tisíce osob). Valnou většinu přírůstku zajišťuje kladné saldo zahraničního stěhování. Přirozenou měnou (rozdílem v počtu živě narozených dětí a zemřelých obyvatel) populace Česka od roku 2019 ubývá, v posledních třech letech o více než 18 tisíc osob ročně. Oproti letům 2020 a 2021 se na přirozeném úbytku v roce 2022 větší měrou podílelo snížení počtu živě narozených dětí.

Dětská složka populace (0–14 let) od roku 2008 nepřerušeně početně přibývá, přesto však zůstává tou nejméně početnou z hlavních věkových skupin. Na konci roku 2022 bylo v populaci Česka celkem 1,75 mil. dětí mladších 15 let a tvořily 16,2 % všech obyvatel. Jejich přírůstek 3,4 % (57,4 tisíce dětí) v roce 2022 byl nejvyšší nejen v posledním desetiletí, ale také od konce druhé světové války. Za nárůstem dětské složky stála imigrační vlna z Ukrajiny.

Migrační vlna z Ukrajiny se promítla nejen do objemu, ale i do demografické struktury migračních proudů. Zatímco do roku 2021 standardně v obou směrech zahraniční migrace převažovali muži (v pětiletém období 2017–2021 muži tvořili u přistěhovaných 60 %, u vystěhovaných 61 %, v saldu 59 %), v roce 2022 bylo naopak více žen než mužů jak mezi přistěhovanými (58 % žen), tak v saldu migrace (59 % žen); pouze u vystěhovaných nadále převažovali (z 62 %) muži. Specifické bylo díky převaze uprchlíků mezi přistěhovanými i věkové složení migrantů, včetně salda migrace. Zatímco v letech 2016–2021 se na přírůstku obyvatel migrací nejvíce podílely tři

pětileté věkové skupiny od 20 do 34 let (maximum ve věku 25–29 let), v roce 2022 bylo saldo migrace nejvyšší ve věkových skupinách 15–19 a 35–39 let. Výrazně vyšší podíl než v předchozích letech, měly v saldu migrace děti (23 % v roce 2022, 10 % v období 2017–2021). Nicméně v absolutním počtu se saldo migrace v roce 2022 meziročně výrazně zvýšilo (minimálně trojnásobilo) ve všech věkových skupinách, viz graf na Obr. 23.



Obr. 23 Přírůstek / úbytek obyvatel ČR v období let 2001–2022, zdroj: [25]

Při vyhodnocení této situace na základě rozhovorů s několika zaměstnavateli i školami jsme zaznamenali 3 základní cesty snah o řešení problému nedostatku odborných absolventů:

1. Získání zájmu žáků ZŠ a SŠ o techniku: popularizační akce, exkurze, návštěvy laboratoří, osobní kontakty na školách.
2. Získání studentů SŠ pro studium technických oborů na VŠ: popularizační akce, exkurze, zajištění odborné praxe, tematické úkoly a jejich vedení, SVOČ. Dále pak různé seznamovací akce jako např. Art and Science, Zlepší si techniku, Noc vědců a další.
3. Práce se studenty VŠ: komunikace v průběhu studia a pak nábor absolventů. Prostředky k tomu jsou prakticky stejné: přednášky, exkurze, workshopy, stáže v praxi. Následně pak spolupráce se školami na tématech studentských diplomových prací, letní univerzity, stipendia a stáže pro studenty se zájmem o práci v oboru (Kariéra+, Art and Science aj.)

Systém propagace a popularizace studia souvisejícího s energetikou je, stejně jako téměř u všech ostatních technických oborů, založen na následujících dvou základních pilířích:

- práce středních a vysokých škol usilujících o získání studentů,
- působení firem usilujících o získání absolventů do zaměstnání.

4.7.3 Konkrétní příklady práce vzdělávacích institucí

VŠB-TUO, Fakulta elektrotechniky a informatiky (FEI), Katedra elektroenergetiky – Studium elektroenergetiky

Nejvýznamnějším činitelem pro počet studentů v oboru elektroenergetiky a projektování energetických systémů a technologií je demografický vývoj v ČR. Primární roli přitom sehrává počet studentů na SŠ se zájmem o matematiku a fyziku. Studium na FEI probíhá ve 2 stupních-bakalářském a magisterském. Část z průměrně cca 100 přijatých studentů v oboru nemá vážný zájem studovat a po jisté době skončí se studiem. Na magisterském studiu se tento vliv nezájmu již neprojevuje. Roste také počet zájemců o studium projektování energetických systémů a technologií. Další skupinou studentů jsou studenti kombinovaného studia (dálkového), které probíhá formou prezenční a samostudia. Zde se projevuje výrazně větší zájem a odpovědnost.

Tab. 16 Vývoj počtu studentů energetických oborů v rámci FEI, Katedra elektroenergetiky, zdroj: VŠB-TUO

FEI	Katedra elektroenergetiky	Studijní rok				
		2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024
	Program – obor					
Bc.	Elektroenergetika	28	27	67	26	19
Bc.	Projektování energetických systémů a technologií	1	4	18	21	6
Bc.	Celkem absolventů Bc.	29	31	85	47	25
Mgr.	Elektroenergetika	26	35	25	26	16
Mgr.	Projektování energetických systémů a technologií	0	0	9	5	20
Mgr.	Celkem absolventů Mgr.	26	35	34	31	36
	Celkem všech absolventů	55	66	119	78	61

FEI pokrývá spádovou oblast severní a střední Moravy, Zlínsko a část krajů na západním Slovensku. Konkurencí je zejména VUT Brno. FEI má přitom velmi dobré reference u celostátních firem ČEZ, a.s. a ČEPS, a.s., hlavně díky svým dřívějším studentům. Tito absolventi rovněž pomáhají zajistit téměř 90 % zadávání a konzultace diplomových prací pro studenty FEI v oboru. Nezaměstnanost absolventů FEI je prakticky nulová.

Mezi konkrétní příklady patří:

- Spolupráce se středními školami v MSK (Ostrava-Kratochvílova, Rožnov p. R., Frenštát p. R., Havířov).
- Organizace hromadných akcí (např. Den otevřených dveří FEI/VŠB-TUO, Art&Science, Noc vědců, Zlepší si techniku, Věda v ulicích, veletrhy Infoterma, Amper a Volty, Kopřivnické dny techniky).
- Dva týdny odborných stáží pro SŠ v 10 různých oborech, projektové dny žáků a workshopy (např. „Ovládání modelu rozvodny VVN“).
- Exkurze pro žáky SŠ do laboratoří FEI, o které bývá velký zájem.
- Spolupráce s předními firmami i na vybavení vzorových laboratoří v areálu VŠB-TUO (např. ABB, s.r.o.).

VŠB-TUO, Fakulta strojní (FS), Katedra energetiky – Studium energetiky

Katedra energetiky FS zajišťuje aktuálně vzdělávání ve 2 oborech: (a) Ekologizace průmyslových podniků a (b) Provoz energetických strojů a zařízení. Obor (a) zřejmě brzy skončí, a to kvůli nedostatku zájemců o toto studium. Na bakalářské studium se v poslední době přihlásí cca 40-50 studentů. Do druhého ročníku postoupí jen cca 10 až 15 studentů. Do magisterských oborů pak nastoupí většina absolventů bakalářského stupně. Poměrně častým jevem je odchod některých studentů po ukončení bakalářského studia do zahraničí v rámci programů EU (např. Erasmus). Studentů kombinovaného studia je velmi málo (cca 2 za rok). Jejich motivace však bývá vyšší a výsledky spolehlivější. VŠB-TUO je studenty a rodiči vnímána jako regionální univerzita. Čelí silné konkurenci větších univerzit (VUT Brno, ČVUT Praha) a přirozeně i konkurenci ostatních regionálních univerzit dle místa bydliště (Zlín, Žilina). Studenti z oblastí Beskyd a Jeseníků i slovenských Kysuc však patří k těm, kteří častěji volí VŠB-TU. Zájem studenta o VŠB-TUO povzbudí často i to, že někdo z rodiny v minulosti studoval v Ostravě. Počty studentů energetiky jsou i zde odrazem demografického vývoje. Je zajímavé, že podle našich informací rovněž VUT Brno a ČVUT Praha zaznamenávají pokles zájmu o studium energetiky (i ostatních klasických technických oborů).

Tab. 17 Vývoj počtu studentů energetických oborů v rámci FS, Katedra energetiky, zdroj: VŠB-TUO

FS	Katedra energetiky	Studijní rok				
		2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024
	Program – obor					
Bc.	Strojírenství – Provoz energetických zařízení	11	8	3	ukončeno	
Bc.	Strojírenství – Technika tvorby a ochrany životního prostředí	7	1	3	ukončeno	
Bc.	Energetika – Energetika 21. století	8	6	ukončeno	0	0
Bc.	Energetika a životní prostředí			2	9	7
Bc.	Celkem absolventů Bc.	26	15	8	9	7
Mgr.	Strojní inženýrství – Energetické stroje a zařízení	7	1	ukončeno		
Mgr.	Energetické stroje a zařízení		11	18	7	9
Mgr.	Ekologizace energetických procesů				7	1
Mgr.	Celkem absolventů Mgr.	7	12	18	14	10
	Celkem všech absolventů	33	27	26	23	17

Popularizační akce Katedry energetiky – FS jsou tradičně soustředěny na střední školy v technických oborech (Ostrava-Kratochvílova a Vítkovice, Opava, Rožnov p. R., Frenštát p. R.) i na některá gymnázia (Wichterlovo a Zd. Matějčka v Ostravě). Velký úspěch mělo vystoupení na celostátním vzdělávacím veletrhu Gaudeamus. Část popularizačních aktivit probíhá i ve spolupráci se ZŠ v Ostravě i okolí. V kurzech pro malé energetiky existuje i 5 programů pro ZŠ. Zajímavým postřehem pracovníků VŠB-TUO podílejících se na popularizaci je to, že v období pandemie covid došlo k jistému zlomu u sociálních kontaktů. Snížily se komunikační dovednosti žáků a studentů, poklesla odvaha k prezentaci vlastních názorů a velká část komunikace s okolím se

začala odehrávat na internetu nebo sociálních sítích. Dozvuky této větší uzavřenosti vůči kontaktům s okolím jsou na přístupu a otevřenosti žáků i studentů stále patrné. Ukazuje se však, že právě aktivita škol a firem zaměřená na kurzy, praxe, workshopy, stáže a zejména exkurze umožňuje tyto stereotypní bariéry snižovat a začíná opět přinášet výsledky.

Spolupráce s potenciálními zaměstnavateli jsou obdobné, jako na FEI. Počty studentů jsou však nižší (viz Tab. 16 a Tab. 17). Příkladná je spolupráce s ČEZ, a.s. a VEČR. Také ŠKODA JS a.s., Doosan Škoda Power s.r.o., i ORGREZ a.s. patří k firmám, které aktivně oslovují studenty jako partnery a potenciální zaměstnance. Podle praktických zkušeností katedry je velmi úspěšnou metodou pro získání zájmu studenta pozvání na firemní stáž, praxi, letní univerzitu (ČEZ, a.s.). Firma ČEZ, a.s. v poslední době zintenzivnila zájem o budoucí pracovníky, důraz přitom začíná klást zejména na jadernou energetiku.

Vzdělávací instituce – shrnutí

Aktivní práce středních i vysokých škol usilujících o získání studentů (zahrnující rodiny i samotné studenty) má mnoho podob i směrů komplexního působení. V současné době si lze (i na základě rozhovorů s pracovníky škol) jen těžko představit, že by se zvýšením její intenzity nebo rozsahu dal počet studentů technických oborů ještě dále zvyšovat.

Možné příčiny nízkého počtu studentů: kromě demografických vlivů (pokles populace ČR) působí proti tomuto úsilí také vlivy další. Je to dosti rozšířená (a často bohužel i mediálně působením podporovaná) neochota k učení matematiky, fyziky a exaktně zaměřených předmětů na úkor předmětů s více méně popisnou strukturou a tzv. „měkkými“ znalostmi a dovednostmi. Rovněž jisté odosobnění vzdělávání (exploze růstu informací přes média a sociální sítě) způsobuje pokles zájmu mladé generace. Studium technických oborů je zpravidla náročnější na soustředění a přesnost než například studium oborů humanitních, společenských nebo ekonomických.

Příčina nedostatečného zájmu o studium technických oborů nebyla dosud hlouběji analyzována. Problém je vážný. Zpracovatele studie proto doporučují návazně provést seriózní socioekonomický rozbor této problematiky pro zjištění kořenových příčin uvedených trendů a na základě výsledků navrhnout potřebná opatření k nápravě nevyhovujícího stavu.

4.7.4 Konkrétní příklady práce průmyslových firem se studenty

VEČR

V poslední době zvyšuje spol. VEČR svoji aktivitu k motivaci studentů středních škol k zájmu o obory související s energetikou a elektroenergetikou. Poskytuje průběžně podporu studentům v rámci jejich povinné interní praxe ve svých firmách. Stupně SŠ vzdělávání: M (maturitní), U (učňovský) a H (obojí). Umožňují 2 až 3 týdny praxe na pracovištích (klíčovým úkolem je přitom zajištění instruktora odborného výcviku. Nejtěžším úkolem je to pro obory H (jedná se o celoroční výcvik studenta). Škola kontroluje, zda je firemní pracoviště vhodné pro praktický výcvik. Spol. VEČR spolupracuje se školami v Havířově-Šumbarku, Olomouci, Ostravě-Jízdárenská, se

školou v Hranicích na Moravě (sloučené školy Přerov a Lipník nad Bečvou). Osvědčila se jim také spolupráce s APEV (Asociace pro energetické vzdělávání). Tato jim pomáhá otevírat příležitosti ke spolupráci se školami a nalézat konkrétní projekty. Stipendia středoškolákům zatím neposkytují. Čelí také konkurenci ostatních zaměstnavatelů v oboru (ČEZ, a.s., Vyncke s.r.o., aj.). Společnost nabízí také témata pro řešení bakalářských a diplomových i tzv. letních projektů. Jejich řešení podporuje pokrytím části nákladů (např. cestovních, pobytových apod.).

Osvědčily se jim rovněž exkurze a přednášky. Příkladná je spolupráce s Katedrou energetiky při FS VŠB-TUO. Podrobnosti o těchto aktivitách jsou veřejně dostupné na vzájemně propojených webech Katedry energetiky, FS VŠB-TUO [26].

Webové stránky spol. VEČR s informacemi pro studenty: [27].

Pozn.: Na webových stránkách VŠB-TUO, katedry energetiky je umístěn zelený webový banner s proklikem na web spol. VEČR

ČEZ, a.s.

Společnost ČEZ a.s. má dobře propracovanou a dlouhodobou metodu vyhledávání a nábory vhodných odborníků na úrovních SŠ i VŠ. S VŠB-TUO spolupracuje formou kontaktování studentů technických oborů při významných akcích (přednáškách významných odborníků s velkou účastí zájemců z celé univerzity i ostravských škol, které pravidelně podporuje). Na těchto setkáních si ČEZ, a.s. vždy vyhradí významný čas pro oslovení širšího počtu účastníků z řad studentů s nabídkou zajímavých kurzů (Letní univerzita), stáží v provozních týmech na ETE a EDU i v ostatních realizačních provozech společnosti. V současné době se ČEZ, a.s. výrazně orientuje zejména na obor jaderné energetiky se zaměřením na budoucí spolupráci v provozních týmech, doplnění personálu na volných pozicích a pro připravovanou výstavbu nových bloků EDU. Uváděn je i záměr stavby 1. bloku SMR, který ČEZ, a.s. připravuje v areálu ETE. Vybraným studentům jsou udělována stipendia.

Webové stránky spol. ČEZ a.s. s informacemi pro studenty: [28].

KHNP – vítězná firma tendru na dostavbu JE Dukovany

Podle ředitele korejské společnosti KHNP, která vyhrála tendr na dostavbu dvou 1 000 MW bloků JEDU (viz rozhovor s p. Minhwanem Changem, 27.04.2024, Seznam zprávy), počítá firma pro stavbu 1 jednotky APR-1000 s potřebou 5 000 pracovníků v ČR (pro alternativu stavby dvojbloku pak 6 000 pracovníků). 60 % zakázek by podle smlouvy měly získat domácí firmy (zatím podepsány dohody se SIGMA GROUP a.s., ŠKODA JS a.s. a Metrostav a.s. - členové CPIA – Czech Power Industry Alliance). Přidávat by se měly i další technologické společnosti z ČR. K datu publikace byla podepsána memoranda se 76 českými společnostmi. KHNP avizuje zájem především o české pracovníky. Pokud nebudou k dispozici, osloví občany ze Slovenska, Polska, Ukrajiny. [29]

Firmy – shrnutí

Větší energetické firmy uplatňují při informování a nábory potřebných zaměstnanců širokou škálu propagace a popularizace svých činností i svého poslání. Velmi promyšleně zdůrazňují prioritní důležitost práce v energetice pro fungování průmyslu

a veškeré infrastruktury země. V obecném povědomí společnosti se obraz velkých energetických firem v posledních letech zlepšil. Těší se pověsti stabilních zaměstnavatelů s možností budoucího kariérního růstu a jistoty dlouhodobého, společensky prospěšného a slušně odměňovaného zaměstnání. Dodavatelé a distributoři energií dnes všude více zdůrazňují i své aktivity, zaměřené na ochranu životního prostředí. Zdá se však, že i jejich nástroje pro popularizaci i nabízené možnosti stabilní a dlouhodobé kariéry i poskytované odměny a benefity již dosáhly svých limitních možností. To však v žádném případě neznamená, že by se tato činnost nedala i v budoucnu posilovat a zkvalitňovat, resp. že by se od ní mělo upustit.

Navrhované kroky řešení problému

1. Provést seriózní socioekonomický rozbor této problematiky a na základě výsledků navrhnout potřebná opatření k nápravě nevyhovujícího stavu.
2. Pokračovat stejně intenzivně a cíleně v dosavadní praxi získávání studentů i absolventů škol. Trvale usilovat o její další zkvalitnění, a přitom se vyhnout jisté inflaci počtu těchto akcí, která mnohdy jde na úkor kvality. Toto platí oboustranně, a to jak pro odborné školy a univerzity, tak i pro odborné firmy působící v oboru a jejich útvary HR a PR.
3. Pomocí při řešení problému by, dle názoru zpracovatelů této studie, mohlo být cílenější oslovení nově přistěhovalých komunit (zejména z Ukrajiny, resp. studentů ze slovenského příhraničí.). Smysluplnost tohoto kroku potvrzuje např. i záměr manažera pobočky KHNP v ČR, viz [29].
4. Připravit a realizovat cílenější oslovení žen. Využít k tomu popularizační akce, zdůrazňující zajímavé příležitosti, které přináší práce v dosud převážně mužských profesních týmech ženám. Do procesu zapojit významné dámy, které dnes úspěšně pracují na důležitých manažerských pozicích v oboru energetiky a životního prostředí. Obdoba podobných úspěšných kampaní v ČR i v zahraničí: v sektoru IT viz [30] a [31].
5. Vyhledávání potenciálních studentů VŠ kontaktními akcemi rozšířit také na žáky SŠ ve slovenském příhraničí (oblast Beskyd a Kysuc i moravsko-slovenského pomezí). Legislativní a jazykové bariéry neexistují. Studium v ČR se přitom na Slovensku trvale těší dobré pověsti.

4.8 Posouzení stavu výroby a využití stávajících zdrojů elektřiny v MSK

Smyslem této podkapitoly je posoudit efektivitu stávajících elektroenergetických zdrojů na území MSK s cílem posoudit možnosti navýšení jejich roční výroby navýšením roční doby využití instalovaného výkonu. Elektrárny a teplárny v MSK se významně liší, pokud jde možnost řízení elektrického výkonu a výroby elektřiny.

Pro posouzení byly rozděleny do tří skupin:

1. Průmyslové elektrárny a teplárny s instalovaným výkonem nad 10 MW:
 - Teplárna TAMEH Czech s.r.o.,
 - ENERGETIKA TŘINEC, a.s. (elektrárny E2 a E3),
 - Teplárna Lenzing Biocel Paskov a.s.
2. Veřejné elektrárny a teplárny s instalovaným výkonem nad 10 MW:
 - Elektrárna Dětmárovice (ČEZ, a.s.),
 - Elektrárna Třebovice (VEČR),
 - Teplárna Přívoz (VEČR),
 - Teplárna Karviná (VEČR).
3. Ostatní elektroenergetické zdroje:
 - KJ na degazační plyn,
 - KJ spalující bioplyn,
 - Vodní elektrárny.

U prvních dvou skupin bylo provedeno individuální hodnocení ročního využití instalovaného výkonu s cílem posoudit možnosti zvýšení výroby elektřiny brutto.

Důvodem pro omezení dolní hranice výkonu na 10 MW je to, že menší teplárny jsou vybaveny pouze protitlakovými parními turbínami nebo KJ na ZP. Výroba elektřiny brutto na protitlakových turbínách a na KJ sloužících k vytápění SZT je přímo úměrná dodávce užitečného tepla pro vytápění a ohřev vody. Spotřebu tepla v SZT řídí přímo koncoví zákazníci SZT ovlivňováním své spotřeby. Lze proto konstatovat, že tyto teplárny jsou z pohledu výroby elektřiny brutto vždy plně využity (kromě poruch) a nemají žádnou rezervu (teplárna nemá žádnou možnost, jak zvýšit výrobu elektřiny brutto svým rozhodnutím).

Třetí skupina je z pohledu výroby elektřiny specifická tím, že se jedná o skupinu zdrojů, u nichž se výrobci snaží v rámci vnějších omezení výrobu elektřiny maximalizovat. Nemají tedy žádnou rezervu, která by byla využitelná pro zvýšení výroby elektřiny.

Pro správné porozumění textu je důležité sjednotit názvosloví a vytvořit jednotnou základnu pro hodnocení chování elektráren, tepláren a KJ v provozu. Proto byly do podkapitoly 4.2.1 zařazeny základní metodické přístupy pro hodnocení elektráren a tepláren pracujících na principu KVET a na principu kondenzačním včetně způsobu hodnocení dosažitelného a pohotového výkonu těchto výrobních zdrojů. Vyhodnocení ročního využití instalovaného výkonu je v Tab. 18.

Tab. 18 Vyhodnocení ročního využití instalovaného výkonu významných výrobců elektřiny, zdroj: VŠB-TUO vlastní zpracování předaných dat rozhodujících výrobců elektřiny v MSK

Elektrárna Dětmorovice		2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	800,0	600,0	600,0	600,0	600,0
využití	hod	673	591	2 062	1 949	1 368
TAMEH		2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	254,0	254,0	229,0	229,0	229,0
využití	hod	3 201	2 661	3 252	3 334	2 152
Energetika Třinec		2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	101,5	101,5	101,5	101,5	101,9
využití	hod	6 120	5 834	5 815	5 743	5 602
Lenzing Biocel Paskov		2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2
využití	hod	6 760	6 703	6 430	6 178	6 164
Zdroje SZT Ostrava		2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	187,5	157,5	157,5	157,5	193,5
využití	hod	2 921	3 692	3 769	3 369	2 426
Teplárna Karviná		2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	64,0	64,0	64,0	64,0	64,0
využití	hod	3 294,3	3 371,2	3 314,3	3 078,5	2 844,0
Plynové a spalovací elektrárny						
KJ na zemní plyn		2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	42,6	49,2	50,3	50,1	55,7
využití	hod	3 086	2 608	3 065	2 932	2 183
KJ na degazační plyn		2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
využití	hod	8 571	8 571	8 571	8 571	8 571
KJ na bioplyn		2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
využití	hod	6 752	6 717	6 700	6 822	6 748
Vodní elektrárny		2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon	MW	17,3	17,9	17,8	18,0	18,5
využití	hod	3 013	3 597	3 362	2 360	3 166

Rozdíly ve využití instalovaného výkonu u jednotlivých výrobců jsou významné.

4.8.1 Průmyslové zdroje elektřiny pracující na principu KVET

Do této skupiny v MSK patří zejména velké elektrárny a teplárny jako TAMEH Czech s.r.o., ENERGETIKA TŘINEC, a.s. a Lenzing Biocel Paskov a.s. Každý z těchto zdrojů má své provozní zvláštnosti.

Teplárna TAMEH Czech s.r.o. je umístěna v areálu hutního komplexu hutě Liberty Ostrava a.s. Vlastníkem a provozovatelem jsou t.č. dvě soukromé společnosti. Historicky byla elektrárna úzce svázána s hutním komplexem Liberty Ostrava a.s.

(v minulosti Nová huť). Postupem času se dostala do druhotné platební neschopnosti. V důsledku toho zastavila v prosinci 2023 dodávky všech energií svým odběratelům. Dodávky elektřiny a technologického tepla byly přitom pro hospodárny provoz elektrárny TAMEH Czech s.r.o. klíčové.

V současné době probíhají jednání s investory, kteří by dokázali teplárnu i navazující provozy hutní druhovýroby oživit a smysluplně provozovat. Z výše uvedených důvodů neodpovídá roční využití instalovaného výkonu v letech 2019 až 2023 průmyslovému charakteru zákazníků. Podíl instalovaného elektrického výkonu teplárny TAMEH v KVET činí 63 %. Kondenzační svorkový výkon teoreticky dosažitelný bez průmyslových odběrů je 85 MW. Tento výkon by bylo možné využít pro zlepšení výkonové bilance MSK v elektřině, za předpokladu uplatnění prozatím blíže nspecifikovaných kapacitních mechanismů. Kromě prosazení kapacitních mechanismů v ČR je dosud neřešeným problémem v tomto režimu provozu i dlouhodobé udržení stávajících zaměstnanců a jejich kvalifikace.

ENERGETIKA TŘINEC, a.s. Jejím jediným vlastníkem jsou Třinecké železárny, a.s. Provoz elektráren E2 a E3 Energetiky Třinec je úzce svázán s průmyslovými technologiemi Třineckých železáren, kromě toho poskytuje podpůrné služby pro ČEPS, a.s. Je provozovatelem SZT Třinec. Převážná část instalovaného elektrického výkonu je svázána s dodávkami užitečného tepla v KVET. Mírný pokles využití instalovaného výkonu v letech 2019 až 2023 souvisí se strukturou průmyslového odběru tepla a dalších energií nezbytných pro funkci hutního komplexu. Výrobní mix dodávek a podpůrných služeb v elektřině plně využívá dosažitelnou kapacitu výroby elektřiny. Bilance elektřiny ENERGETIKY TŘINEC, a.s. však plně nepokrývá potřebu Třineckých železáren, a.s., proto se potřebný objem elektřiny nakupuje na veřejných trzích. Z výše uvedených důvodů nemá ENERGETIKA TŘINEC, a.s. k dispozici prakticky žádný volný elektrický výkon, který by mohl přispět ke zlepšení bilance MSK.

Lenzing Biocel Paskov a.s. Teplárna je integrální součástí průmyslového podniku zabývajícího se výrobou celulózy. Pro výrobu elektřiny a tepla využívá z 98 % odpadní produkty z hlavní výroby. Pro najíždění provozu po odstávce průmyslového zařízení se využívá ZP (cca 2 % z celkové spotřeby). Dodává regulační výkon 10 MW pro ČEPS, a.s. Část spotřeby elektřiny nakupuje Lenzing Biocel Paskov a.s. na veřejném trhu. Využití instalovaného výkonu je na velmi dobré úrovni. Teplárna nemá rovněž k dispozici žádný dodatečný volný výkon, který by mohl přispět ke zlepšení bilance MSK v elektřině.

4.8.2 Veřejné elektrárny a teplárny

Úvodní informace od Teplárenského sdružení České republiky předneseného předsedou sdružení, Ing. Hájkem na konferenci All for Power dne 21.11.2024 (www.tscr.cz): relevantní informace ukazují, že v MSK dochází k efektivním změnám s vlivem na energetickou bilanci a skladbu palivové základny.

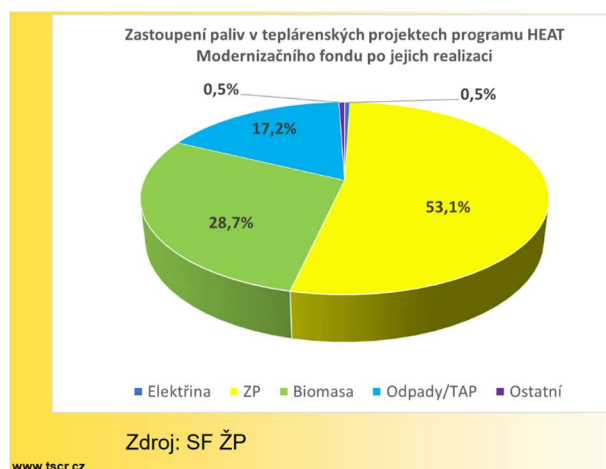
- Informace z Programu HEAT (Modernizační fond) v rámci ČR
 - Alokace 20 % - původně 100 mld. Kč (100 EUR/EUA); po snížení 76,7 mld. Kč (80 EUR/EUA)
 - Celkem bylo předloženo 55 projektů
 - Souhrnný požadavek dotace 91 mld. Kč
 - Projekty s rozhodnutím ministra 68 mld. Kč
 - Projektů v realizaci 11
 - Žadatelům již vyplaceno 1,8 mld. Kč
 - Dodatečná potřeba na projekty odchodu od uhlí cca 4 mld. Kč

Informace k čerpání Programu HEAT, ve kterém jsou i projekty v rámci MSK.

Program HEAT (Modernizační fond)			
32 projektů z 55 předložených, dotace celkem 43 mld. Kč			
RM vydáno	Žadatel	Název akce	Dotace (Kč)
08.11.2021	C-Energy Planá s.r.o.	Konec uhlí v Plané	389 102 266,70
08.11.2021	Veolia Energie Kolín, a.s.	Dekarbonizace Elektrárny Kolín	155 778 300,00
08.11.2021	C-Energy Planá s.r.o.	Plynofikace Teplárny Tábor	317 594 711,70
15.03.2022	Veolia Energie ČR, a.s.	Dekarbonizace Teplárny Olomouc - část plynofikace K3	77 543 206,20
15.03.2022	Teplárna Zlín s.r.o.	Výstavba plynového kotle K23	31 137 000,00
08.06.2022	Teplárna Písek, a.s.	Instalace kogeneračního zdroje na zemní plyn v rámci SZT Písek	133 133 647,00
07.02.2023	Teplárny Brno, a.s.	Modernizace zdroje „Brno – sever“ pro soustavu zásobování tepelnou energií města Brna	1 660 917 887,00
08.02.2023	ŠKO-ENERGO, s.r.o.	Modernizace technologie výroby tepla společnosti ŠKO-ENERGO, s.r.o.	2 179 624 125,00
16.05.2023	Veolia Energie ČR, a.s.	Dekarbonizace Teplárny Karviná - část plynofikace	164 390 137,81
16.05.2023	Veolia Energie ČR, a.s.	Dekarbonizace Teplárny Karviná - část dostavba plynové kotelny	66 926 400,00
16.05.2023	ČEZ, a.s.	TDK – Horkovodní biomasová kotelna a horkovodní plynová kotelna	110 034 682,20
18.05.2023	SAKO Brno, a.s.	Modernizace ZEVO společnosti SAKO Brno za účelem zvýšení zpracovatelské kapacity a efektivity provozu	2 847 931 392,00
18.05.2023	ČEZ, a.s.	Výstavba ZEVO v elektrárenské lokalitě Mělník	6 095 438 184,00
08.12.2023	ZEVO PÍSEK s.r.o.	ZEVO Písek	1 313 582 567,00
19.12.2023	United Energy, a.s.	Výstavba paroplynového cyklu PPC1 v UE Komořany	1 409 180 987,00
19.12.2023	Teplárna Otrokovice a.s.	Spalování biomasy v kotli K4 - Etapa 2	124 233 868,48
19.12.2023	Elektrárny Opatovice, a.s.	Náhrada uhelného bloku plynovým zdrojem I.	1 566 993 433,00
19.12.2023	C-Energy Planá s.r.o.	EVO Planá - Energie z odpadu Táborka	1 378 515 768,00
19.12.2023	United Energy, a.s.	Zařízení pro energetické využití odpadů, EVO – Komořany, Most	2 574 932 285,00
19.12.2023	Veolia Energie ČR, a.s.	Dekarbonizace Teplárny Pferov	373 518 405,00
19.12.2023	CTZ s.r.o.	CTZ - Výstavba tří plynových parních kotlů a KGJ 999 kWe	43 253 281,20
22.12.2023	ČEZ Teplárenská, a.s.	Plynový zdroj pro KVET v lokalitě Dětmarovice	412 500 000,00
21.03.2024	Energotrans, a.s.	EGT-přechod k nízkoemisní výrobě tepla a elektrické energie, etapa 1.	7 259 493 857,00
07.06.2024	Teplárna Písek, a.s.	Instalace kogeneračního zdroje na zemní plyn v rámci SZT Písek	133 133 647,00
07.06.2024	SAKO Brno, a.s.	Modernizace ZEVO společnosti SAKO Brno za účelem zvýšení zpracovatelské kapacity a efektivity provozu	2 847 931 392,00
11.07.2024	Veolia Energie ČR, a.s.	Dekarbonizace Teplárny Karviná – část Multipalivový kotel s KVET a Plynový teplárenský zdroj s KVET	5 016 744 461,00
11.07.2024	Elektrárny Opatovice, a.s.	Náhrada uhelného bloku plynovým zdrojem II.	1 128 640 967,00
30.07.2024	Veolia Energie ČR, a.s.	Modernizace teplárny Olomouc – část multipalivový kotel a plynový teplárenský zdroj	2 506 489 252,00
19.08.2024	Veolia Průmyslové služby ČR, a.s.	Podpora KVET SZT Ostrava - KGJ "OZO"	50 156 721,00
19.08.2024	Veolia Energie ČR, a.s.	Podpora KVET SZT Ostrava - KGJ "FN Ostrava"	98 083 368,00
02.09.2024	Veolia Průmyslové služby ČR, a.s.	Podpora KVET SZT Ostrava - KGJ „Korytko“	142 311 238,19
02.09.2024	Veolia Energie ČR, a.s.	Dekarbonizace teplárny Frýdek-Místek - biomasový blok kotle K5 a turbína TG3	374 816 400,00

www.tscr.cz

Obr. 24 Soupis čerpání v rámci výzvy HEAT



Obr. 25 Zastoupení paliv v teplárenských projektech programu HEAT

Následují informace o záměrech a aktivitách zjištěných pro účely této studie:

Elektrárna Dětmárovice, ČEZ, a.s. (EDĚ) s celkovým instalovaným výkonem 4 x 200 MW je t.č. stále nejvýkonnějším zdrojem elektřiny v MSK. V roce 2019 byl blok B2 vyřazen z bilance parních elektráren a převeden do studené zálohy s možností provozu 1500 hod./rok. Je to jediná systémová elektrárna v ČR spalující černé uhlí. Je schopna poskytovat podpůrné služby ČEPS, a.s. Její využití je i při snížené kapacitě (vzhledem ke konkurenci hnědouhelných elektráren) na velmi nízké úrovni. ČEZ, a.s. rozhodl o definitivním odstavení EDĚ k 30.4. 2025. **Zakonzervování této elektrárny ve studené záloze a prosazení nějaké formy kapacitního mechanismu by však mohlo vyřešit hrozící budoucí disparitu energetické bilance MSK až do doby najetí nových výrobních kapacit (SMR). Problémem zůstává (stejně jako u elektrárny TAMEH Czech s.r.o.) dlouhodobé udržení zaměstnanců a jejich odbornosti. Je otázkou, jestli jsou argumenty uvedené v této studii dostatečně silné k tomu, aby přesvědčily vedení ČEZ, a.s. ke změně rozhodnutí.**

Elektrárny Třebovice (ETB) a Teplárna Přívoz (TPV) jsou zdroje SZT Ostrava v majetku VEČR. Zásobují teplem jednu z největších SZT v ČR. Teplo a elektřinu vyrábějí přednostně v režimu KVET. Společnost VEČR obchoduje s elektřinou na veřejném trhu. ETB poskytuje ČEPS, a.s. regulační výkon v rámci služeb výkonové rovnováhy (SVR). Roční časové využití instalovaného elektrického výkonu pro KVET zhruba odpovídá roční době trvání maximálního zatížení SZT Ostrava. Z těchto důvodů nemají teplárenské zdroje SZT Ostrava k dispozici žádný dodatečný volný elektrický výkon, kterým by mohly zlepšit bilanci elektřiny v MSK.

Teplárna Karviná (TKV) je základním zdrojem tepla v SZT Karviná-Havířov. Teplo a elektřinu vyrábí přednostně v KVET. Podobně jako ETB dodává i TKV regulační výkon ČEPS, a.s. v rámci SVR. Roční časové využití instalovaného elektrického výkonu pro KVET zhruba odpovídá roční době trvání maximálního zatížení SZT Karviná-Havířov. TKV nemá k dispozici žádný dodatečný volný elektrický výkon, kterým by mohla zlepšit bilanci elektřiny v MSK.

Teplárna Krnov (TKR), Teplárna Frýdek-Místek (TFM) a Bioblok Sviadnov jsou dalšími zdroji provozovanými společnostmi VEČR v MSK. Tyto menší parní elektrárny slouží jako zdroje KVET pro přilehlé SZT. Jejich instalovaný elektrický výkon se pohybuje řádově v jednotkách MW. Vzhledem ke svému určení, časovému využití instalovaného výkonu a malému výkonu lze konstatovat, že rovněž nemají k dispozici žádný významný volný elektrický výkon, kterým by mohly přispět ke zlepšení bilance MSK v elektřině.

Kogenerační jednotky na zemní plyn jsou určeny primárně k vytápění budov např. jako náhrada dožitých blokových kotlen, často jsou také součástí centrálních zdrojů v malých SZT. Pracují na principu KVET, takže hospodárná výroba elektřiny je svázána s dodávkou užitečného tepla. Zvýšení výroby elektřiny nad hodnotu odpovídající spotřebě užitečného tepla by si vyžádalo odvětví většího nebo menšího množství vyrobeného tepla bez užitku do okolního prostředí. Tím by se provoz kogenerační plynové jednotky stal velmi nevhodným. Rozhodně to není způsob provozu, který lze doporučit ke zvýšení výroby elektřiny.

Celkový instalovaný výkon KJ na ZP v MSK je cca 56 MW. Úzké vazbě na dodávky tepla odpovídá i časové využití instalovaného výkonu. Z těchto důvodů nemají tyto KJ k dispozici žádný volný elektrický výkon, který by mohl zlepšit bilanci MSK v elektřině.

4.8.3 Ostatní elektrárny

Kogenerační jednotky spalující degazační plyn

Celkový výkon KJ spalujících degazační plyn je 21 MW. Jejich vlastníkem a provozovatelem je společnost Green Gas DPB, a.s. Tyto KJ jsou nedílnou součástí degazační sítě, která dlouhodobě zajišťuje nepřetržité odsávání degazačního plynu z funkčních i uzavřených dolů v bývalém ostravsko-karvinském revíru. Nepřetržitému provozu důlní degazace odpovídá i vysoké časové využití instalovaného výkonu KJ. Tyto KJ nemají také žádný volný elektrický výkon, kterým by mohly přispět ke zlepšení bilance MSK v elektřině. (Poznámka: očekává se, že obsah metanu v degazačním plynu bude v dlouhodobém časovém horizontu klesat až do úplného ukončení provozu degazace po zatopení dolů spodní vodou).

Kogenerační jednotky spalující bioplyn

Celkový výkon KJ spalujících bioplyn na území MSK je 23 MW. Tyto kogenerační jednotky nejsou umístěny v dosahu SZT, a proto je vyrobená tepelná energie využívána pouze lokálně k vytápění provozních budov. Prioritu měla vždy výroba podporované elektřiny (OZE). Tomu odpovídá i jejich vysoké časové využití. Pokud nedojde ke změně systému podpory elektřiny z bioplynu, tak je většina provozovatelů rozhodnuta provoz bioplynových stanic ukončit. S takovým výhledem počítá i realistický scénář této studie. V případě změny systému podpory elektřiny vyrobené z bioplynu by ale tyto kogenerační jednotky pokračovaly v provozu a přispěly by ke zlepšení bilance MSK v elektřině o cca 23 MW. V případě dostatečně motivačního systému podpory by se instalovaný výkon v této kategorii plynových elektráren mohl i zvýšit.

Vodní elektrárny

Využití výkonu souvisí s ročním úhrnem srážek v rozvodí, které napájejí příslušné vodní toky v MSK. Ke zvýšení nebo snížení jejich využití dochází nahodile. Z těchto důvodů nelze vodní elektrárny považovat za zdroj, který by mohl zvýšit výkon nebo využití, a tím přispět ke zlepšení energetické bilance MSK v produkci elektrické energie.

4.8.4 Shrnutí možností navýšení výroby elektřiny brutto ve stávajících zdrojích

V zimní špičce zatížení je část instalovaného výkonu průmyslových elektráren a veřejných tepláren odpovídajícího protitlakové a odběrové výrobě elektřiny plně využita. Neregulovatelné technické minimum průtoku páry nízkotlakým dílem u odběrových turbín zajišťuje udržení turbín v provozu. Regulovatelnou část průtoku páry nízkotlakým dílem turbíny využívají výrobci k regulaci dodávky elektrického výkonu pro průmyslovou spotřebu nebo pro ČEPS, a.s. Lze konstatovat, že v zimní špičce neexistuje u průmyslových tepláren a tepláren určených pro veřejný rozvod žádná rezerva elektrického výkonu, která by byla použitelná pro zlepšení bilance MSK mezi zdroji elektřiny a zatížením elektrizační soustavy.

Výrobci elektřiny provozující tyto zdroje nemají žádnou možnost zvýšit odběr užitečného tepla, protože nemohou ovlivnit množství a strukturu zakázek

průmyslového podniku ani spotřebu tepla v SZT a tím ani časové využití instalovaného výkonu. V obou těchto případech platí, že teplárna nemá žádnou možnost/rezervu, aby mohla zvýšit využití turbogenerátorů pro zvýšení dodávek elektřiny do ES. Jedinými zdroji na území MSK, které by do doby najetí nových plynových zdrojů mohly zvýšit své využití a v podstatě vyřešit bilanci MSK v elektřině v přechodném období energetické transformace jsou: Elektrárna Dětmarovice 4x200 MW a z části elektrárna TAMEH Czech s.r.o. 85 MW.

4.8.5 Příklady dobré energetické praxe

- **Lenzing Biocel Paskov a.s. v oboru PE spalujících biomasu**
Energetika Biocelu je připravena pro start ze tmy a je schopna fungovat i v ostrovním režimu, přičemž by dokázala dodávat energii také svému vnořenému zákazníkovi. Tyto schopnosti jsou zaměřeny na udržení nebo rychlý restart vlastního technologického procesu. Povaha hlavního technologického procesu závodu Lenzing Biocel Paskov v současné době neumožňuje nabízet tyto služby externím partnerům. Existence uzlů v elektrizační soustavě, které si takto umí s blackoutem poradit samy, je ale výhodou i pro síťového operátora. Nemusí se o ně příliš starat.
- **TEPLO BRUNTÁL a.s. v oboru malých SZT s důrazem na diverzifikaci zdrojů**
Společnost velmi racionálně využívá současné podmínky provozu energetického zdroje této velikosti. Diverzifikovaná výroba tepla je doplněna kogenerační výrobou elektřiny. Dokáže tak výrazně snížit náklady její spotřebu na vlastní provoz a přebytky elektřiny prodat do sítě. Díky tomu dokáže udržovat jedny z nejnižších nákladů na výrobu tepla v regionu. Do budoucna by chtěla tuto hospodárnou filozofii modernizace, při dodržování stanovených limitů znečištění zachovat a posílit, při zásadě rozumné hospodárnosti.
- **OPATHERM a.s. v oboru malých SZT s důrazem na agregaci zdrojů pro SVR**
Společnost pracuje s technologií kogenerační výroby elektřiny a tepla ze zemního plynu. Zaměřuje se na bytové domy a úřady. Velmi zajímavý je přístup k agregaci regulačních výkonů plynových kogeneračních jednotek pro SVR ČEPS, a.s. Současný stav provozu a dlouhodobý výhled společnosti představuje referenci dobré energetické praxe v rámci malých SZT.
- **ENERGETIKA TŘINEC, a.s. a Třinecké železářny, a.s.**
Spotřebu elektřiny hutních agregátů přednostně pokrývají vlastní výrobou na principu KVET. Dlouhodobě využívají odpadní teplo z hutních agregátů pro vytápění budov v SZT Třinec a pro ohřev vody. Prozíravé hospodaření jim umožňuje adekvátně reagovat na výzvy doby – do roku 2030 budou cca 50 % oceli vyrábět nízkoemisními technologiemi a jejich paroplynový zdroj bude připraven ke spalování vodíkem obohaceného zemního plynu.

5 Očekávaný scénář vývoje bilance elektřiny v MSK

Cílem této kapitoly je naplnit **očekávaný scénář** daty, provést rozbor očekávaného vývoje výkonové bilance podle tohoto scénáře a navrhnout opatření, která by umožnila udržet vyrovnanou výkonovou bilanci MSK v časových horizontech do roku 2030 a do roku 2050.

Pro zajištění potřebné flexibility elektrizační soustavy při reakci na změny zatížení je nutno z důvodů uvedených v kapitole 4.2 upřednostňovat zejména výstavbu teplárenských plynových turbín s kotli na odpadní teplo spalin, paroplynových elektráren a/nebo jaderných elektráren jako náhrady za uhelné elektrárny. Tyto typy elektráren kromě svých jiných vynikajících vlastností dokážou stabilizovat elektrizační soustavu mimo jiné i přirozeným mechanismem popsáným v kapitole 4.2.

ČR a všechny okolní státy sledují v principu stejnou energetickou politiku zaměřenou na ukončení provozu elektráren na fosilní paliva, které v současné době zajišťují stabilitu energetického systému. Německo už ukončilo i provoz v podstatě bezemisních jaderných elektráren a jejich výroba byla zcela paradoxně z velké části nahrazena výrobou elektřiny v uhelných elektrárnách, které jsou opakovaně provozovány v obdobích šera a bezvětří při inverzích.

V případě budoucích potíží s výkonovou bilancí elektřiny v ČR budou mít ve stejné době velmi pravděpodobně menší nebo větší potíže i sousední země a není jisté, že budou schopny poskytnout ČR výpomoc. K podobné situaci může, po odstavení uhelných elektráren bez adekvátní náhrady instalovaného výkonu, dojít i uvnitř ČR (mezi jednotlivými kraji).

Sousední země, především Německo a Polsko, jsou na tom lépe, protože si včas nechaly schválit u EK veřejnou podporu ve formě kapacitních mechanismů.

Dočasné kapacitní mechanismy umožňují pokrývat fixní náklady vybraných regulačních elektráren z hlediska legislativy EU přijatelnou formou veřejné podpory a udržovat tak v provozní záloze nejen plynové, ale i uhelné elektrárny.

Z těchto důvodů je smysluplné a logické zabývat se soběstačností průmyslového MSK, pokud jde o výkonovou bilanci elektřiny a hledat cesty, jak ji trvale zajistit v podmínkách odchodu od energetického využívání uhlí.

Vývoj výkonové bilance v MSK za období 2014 až 2023 vychází z dat ERÚ. Odhad parametrů bilance v letech 2023 až 2030+ byl zpracován následovně:

1. Instalovaný výkon u velkých výrobců elektřiny byl stanoven na základě jimi prezentovaných záměrů ve střednědobém výhledu. K dlouhodobému výhledu (do roku 2030+) se příliš nechtěli vyjadřovat z důvodu nejasných pravidel, kterými se budou řídit emisní povolenky po roce 2030.
2. Odhad vývoje instalovaného výkonu skupin malých zdrojů, které nebylo možné sledovat jednotlivě jako např. kogenerace na ZP, byl stanoven extrapolací dat za období 2014 až 2023 s využitím prvků lineární regrese. Podmínkou tohoto postupu byla spolehlivost výsledků regrese měřená hodnotou spolehlivosti / koeficientem determinace (R^2).
3. Tento způsob zpracování byl zvolen s vědomím, že lineární regrese platí plně pouze v rozmezí výchozích hodnot. Na druhé straně umožňuje lineární regrese

najít trend, který sleduje současný vývoj určité veličiny. Změnu trendu v reálu by mohla způsobit změna chování příslušných subjektů vyvolaná změnou vnějších podmínek nebo přiblížením se vývoje zkoumané veličiny ke stavu nasycení. Přestože nelze úplně vyloučit změnu chování subjektů ovlivňujících zkoumané hodnoty motivovanou jinými (individuálními) faktory, byla změně chování subjektů implicitně přiřazená změna vnějších podmínek. Pokud se odhad pohybuje zhruba v lineární oblasti (neblíží se stavu nasycení) a pokud se nezmění vnější podmínky, nezmění se ani trend.

4. Způsob extrapolace dat spotřeby elektřiny netto je popsán v následující kapitole.

5.1 Spotřeba elektrické energie

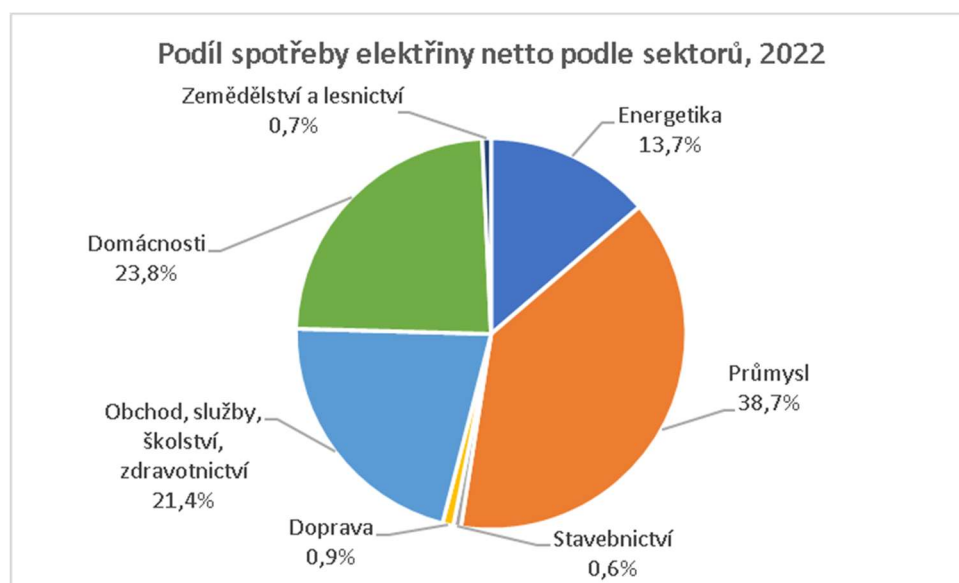
Účelem této podkapitoly je popsat způsob zpracování prognózy spotřeby elektřiny v časových horizontech 2030 a 2050.

Dlouhodobý vývoj struktury spotřeby elektřiny netto podle sektorů národního hospodářství zobrazuje graf na Obr. 26. Vývoj v některých oblastech spotřeby elektřiny je specifický a vyžaduje samostatný komentář. Pro tento účel byly v následujících podkapitolách zpracovány dílčí komentáře charakterizující stav a očekávaný výhled spotřeby v těchto oblastech. Je potřeba upozornit na to, že všechny tyto oblasti jsou zahrnuty ve struktuře spotřeby podle úrovní odběru.

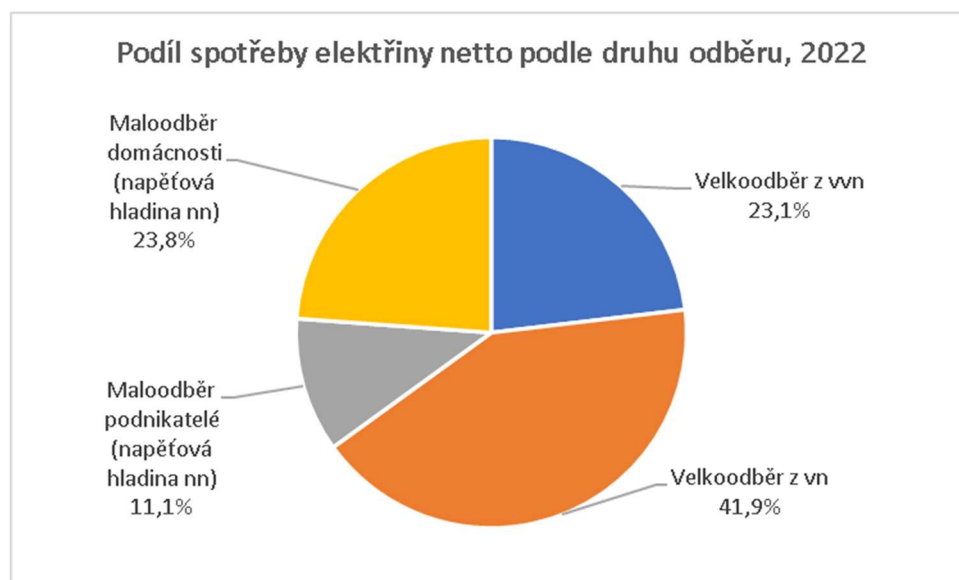
Jedná se o tyto oblasti spotřeby:

- elektromobilita, nabíjení,
- tepelná čerpadla,
- veřejná doprava a nákladní železniční doprava,
- výroba vodíku pomocí elektrolyzérů,
- průmyslové elektrokotle,
- přímotopy, akumulární a hybridní vytápění.

Návrhová část studie vychází z desetiletého období 2014 až 2023. Důvody byly podrobně vysvětleny v kapitole 3. Struktura spotřeby elektřiny netto před vstupem do návrhového období je znázorněna v grafech na Obr. 26 a Obr. 27.



Obr. 26 Struktura spotřeby elektřiny netto podle sektorů národního hospodářství, zdroj: ČEZ Distribuce, a.s., vlastní zpracování VŠB-TUO



Obr. 27 Struktura spotřeby elektřiny netto podle druhu odběru, zdroj: ČEZ Distribuce, a.s., vlastní zpracování VŠB-TUO

Návrhová část obecně vychází z rozboru veřejně dostupných zpráv ERÚ o provozu ES ČR. Dodatečně byla od ERÚ získána data o technologické vlastní spotřebě elektřiny na výrobu elektřiny a tepla. Data o podrobném členění spotřeby elektřiny netto v MSK, informace o síťových ztrátách a roční době trvání zatížení byly získány od ČEZ Distribuce, a.s. Při prověřování statistické relevance dat o spotřebě elektřiny netto z jednotlivých sektorů národního hospodářství pomocí lineární regresní analýzy bylo zjištěno, že nejsou dostatečně spolehlivou základnou pro odhad vývoje do roku 2030 a 2050. Totéž platí i pro data v členění podle druhu odběru. Důsledkem je to, že odhad vývoje nebylo možné zpracovat pro jednotlivé položky, které v součtu tvoří spotřebu elektřiny netto. Jako relevantní pro výpočet odhadu budoucího vývoje spotřeby elektřiny netto bylo možné použít pouze data o celkové spotřebě. Po vyloučení let 2020 až 2022 (vliv pandemie Covid) dosáhla relevance hodnoty cca 0,95. Pro výpočet odhadu bilance elektřiny v MSK do roku 2030 a 2050 však je celková spotřeba dostačující. Způsob výpočtu odhadu je popsán v následující podkapitole.

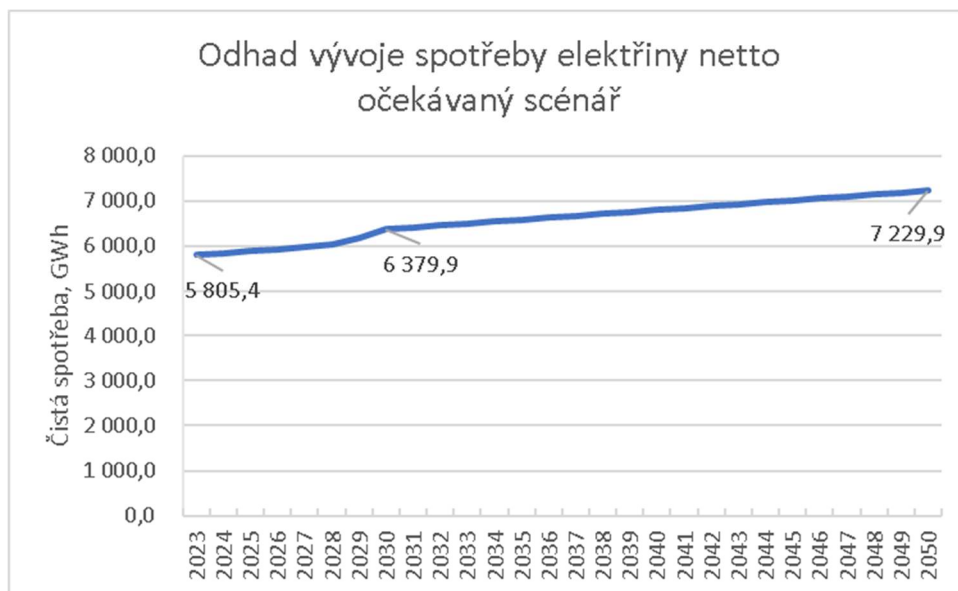
5.1.1 Spotřeba elektřiny netto podle úrovní odběru

Spotřeba elektřiny netto podle úrovní odběru byla zvolena proto, že v tomto pohledu se data ERÚ nejvíce blíží hodnotám čisté spotřeby elektřiny podle úrovní odběru získaným od ČEZ Distribuce, a. s. To neplatí pro členění čisté spotřeby podle odvětví národního hospodářství, u kterých se spotřeba netto v tabulkách ERÚ významně liší od čisté spotřeby podle úrovní odběru od dat ČEZ Distribuce, a. s.

Podle názoru ČEZ Distribuce, a. s. je rok 2023 prvním rokem po pandemii Covid, kdy se chování čisté spotřeby elektřiny začíná vracet do normálu. Podle dat ČEZ Distribuce, a.s. spotřeba elektřiny netto v běžných spotřebních tarifech pro domácnosti a podnikatelský sektor v posledních letech klesá. Podobný průběh je vidět i na datech ERÚ u domácností a terciárního sektoru. Výjimkou u domácností je rok 2021, kde se spotřeba elektřiny netto zvýšila. Zvýšení spotřeby v roce 2021 je důsledkem teplotní charakteristiky roku viz graf na Obr. 29.

Proto byla pro odhad spotřeby netto do roku 2030 a 2050 v očekávaném scénáři použita jako základ celková spotřeba netto za rok 2023. Tato hodnota byla

extrapolována přírůstkovou metodou o meziroční přírůstek spotřeby elektřiny pro vytápění do roku 2030 a v období do roku 2050. Přírůstková metoda výpočtu byla zvolena proto, že část spotřeby elektřiny na vytápění je již ve výši spotřeby netto za rok 2023 obsažena. Ze stejného důvodu byla přírůstková metoda použita i pro elektromobilitu a pro odhad vlivu spotřeby Green Werk Třineckých železáren. Po roce 2040 byly hodnoty odhadu navýšeny o celou spotřebu elektřiny na výrobu vodíku v elektrolyzérech. Odhad vývoje spotřeby elektřiny netto je znázorněn v grafu na Obr. 28.



Obr. 28 Odhad vývoje spotřeby elektřiny netto v období do roku 2030 a do roku 2050, zdroj: VŠB-TUO

5.1.2 Elektromobilita, nabíjení

Data pro určení potřeby elektrické energie pro dobíjení elektromobilů byla čerpána z dokumentu [32]. Z tohoto dokumentu bylo možné vyčíst počet registrovaných elektromobilů v kategorii osobních vozů a autobusů.

Osobní vozy

Pro kategorii osobních vozů byly definovány pro MSK počty automobilů, které jsou uvedeny v Tab. 19.

Tab. 19 Celkový počet a počet nově registrovaných osobních elektromobilů v MSK, Zdroj: [32]

rok	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021/9
přírůstek	18	21	31	27	85	54	142	67
počet	60	81	112	139	224	278	420	487
Spotřeba (MWh)	137,7	185,9	257,0	319,0	514,1	638,0	963,9	1 117,7

Výpočet spotřeby vycházel z informace uvedené v dokumentu [32] s informací o průměrném ročním nájezdu osobního elektromobilu ve výši 13,5 tis. km a průměrné spotřebě elektromobilu 17 kWh / 100 km.

Autobusy a malé nákladní vozy

Pro kategorii autobusů a malých nákladních vozů byly v dokumentu [32] uvedeny hodnoty pro celou ČR s informací, že k 30.06.2021 byl podíl těchto vozidel v rámci ČR 35 %. Což odpovídá 37 ks těchto vozidel registrovaných v MSK. Vývoj počtu těchto vozidel je uveden v Tab. 20.

Tab. 20 Celkový počet a počet nově registrovaných elektrických autobusů a malých nákladních vozidel v MSK, Zdroj: [32]

Rok	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021/9
Přírůstek v ČR	11	14	17	39	89	100	107	108
Odhad přírůstku v MSK	4	5	6	14	31	35	37	37
Celkem MSK	4	9	15	29	60	95	132	196
Spotřeba (MWh)	19,1	43,0	71,6	138,5	286,5	453,6	630,3	935,9

Výpočet spotřeby vycházel z informace uvedené v dokumentu [32], kde je zmíněno, že průměrný roční nájezd elektromobilů této kategorie je 19,1 tis. km a průměrná spotřeba elektromobilu je 25 kWh / 100 km.

Požadovaná energie pro potřeby elektromobility do září roku 2021 je uvedena v Tab. 21.

Tab. 21 Požadovaná energie pro potřeby elektromobility do září roku 2021, Zdroj: [32]

rok	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021/9
MWh	156,8	228,9	328,7	457,5	800,6	1091,6	1594,2	2053,6

Odhad stavu v roce 2050

Budeme-li vycházet z informací uvedených v [33], je celková potřeba pro provoz všech vozidel v ČR 27,5 TWh v současnosti.

K roku 2024 je v MSK registrováno přibližně 850 tisíc vozidel. Celkový počet registrovaných vozidel v ČR dosahuje téměř 9 milionů [34].

Počet registrovaných vozidel v MSK tak představuje přibližně 9,4 % z celkového počtu vozidel registrovaných v ČR.

Budeme-li počítat zaokrouhleně s 10% podílem registrovaných vozidel v MSK, dá se odhadovat, že v roce 2050 bude v MSK potřeba 2,75 TWh elektrické energie pro potřebu provozu vozového parku, za předpokladu, že bude pro pohon těchto vozidel použita baterie a elektromotor.

SWOT analýza zde vycházela především z údajů získaných z dokumentu [32].

Výsledek posouzení je následující:

Elektromobilita prochází v současné době rychlým rozvojem jak z technologického, tak z politického hlediska. Rostoucí tlak na postupný útlum automobilů se spalovacím motorem vytváří příznivé podmínky pro nástup elektromobilů jako jejich přirozených nástupců. Nicméně, ve společnosti stále přetrvává určitý despekt a nepochopení vůči

bateriovým vozidlům. Mezi hlavní nevýhody patří vyšší pořizovací cena a pomalý rozvoj sekundárního trhu. Kromě toho uživatelé, kteří žijí ve městech, čelí komplikacím spojeným s nemožností snadného "domácího" nabíjení.

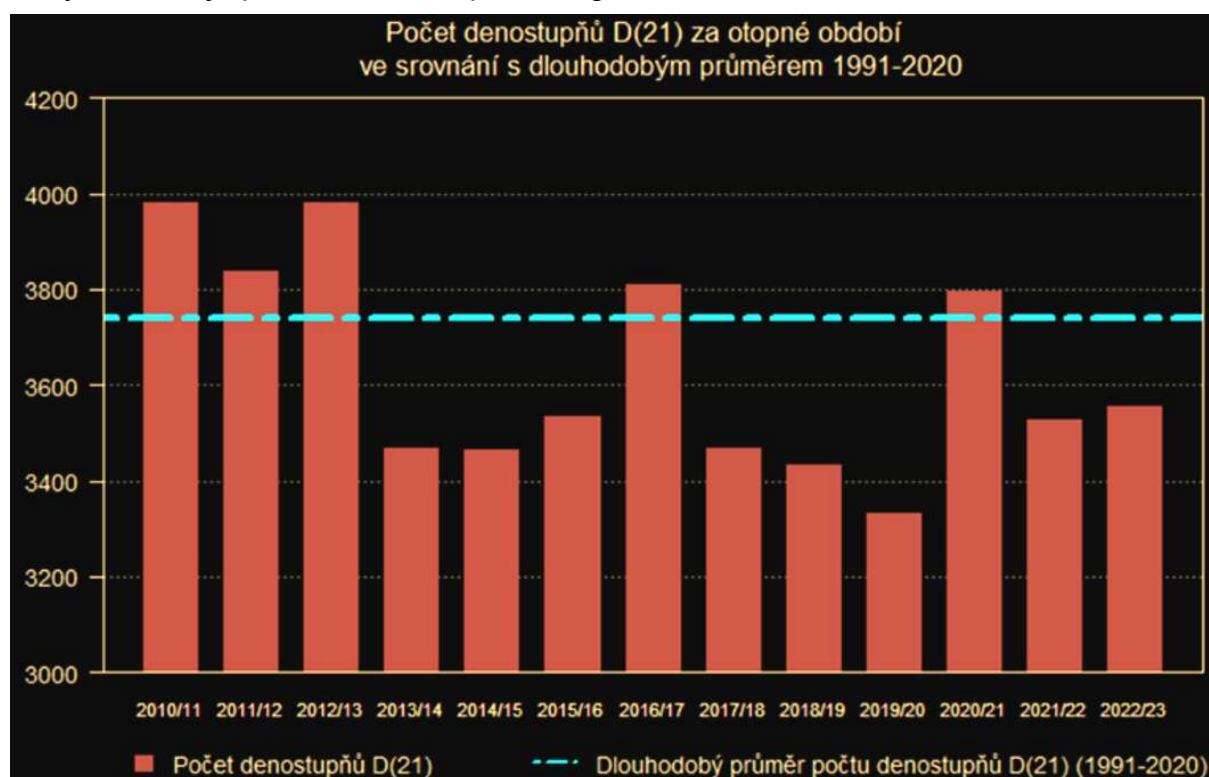
Přesto existuje mnoho příležitostí pro další rozvoj této technologie. Očekává se, že s pokračujícím pokrokem v oblasti akumulátorů dojde ke zvýšení dojezdu a zrychlení nabíjení, což by mohlo výrazně zlepšit atraktivitu elektromobilů. Na druhou stranu čelí elektromobilita i závažným hrozbám. Jednou z nich je geopolitická situace, protože většina zdrojů a technologií pro výrobu elektromobilů je v současnosti v rukou asijských firem. Další hrozbou je kvalita elektrické distribuční sítě, která by měla v budoucnu umožnit masové nabíjení elektromobilů.

5.1.3 Tepelná čerpadla

Výhodou tepelných čerpadel je využívání energie prostředí (vzduch, voda, země) pro vytápění budov a ohřev vody.

Odhad vývoje spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla vychází z dat za roky 2020 až 2022 získaných od ČEZ Distribuce, a. s. Data pro tepelná čerpadla byla vyseparována pomocí distribučních tarifů. Pro podnikatelský sektor se jedná o tarify C55d a C56d a pro obyvatelstvo tarify D56d a D57d. Podmínky pro přiznání distribučních sazeb pro tepelná čerpadla jsou podrobně popsány v 'Podmínkách distribučních sazeb' jednotlivých distribučních společností. Podmínky extrapolace dat na období po roce 2023 jsou podrobně specifikovány v podkapitole 4.2.5.

Pro celou oblast elektrického vytápění je důležitý teplotní charakter otopného období, který se sleduje pomocí denostupňů, viz graf na Obr. 29.



Obr. 29 Vývoj denostupňů za otopné období v období mezi lety 2010 až 2023, zdroj: [35]

Z grafu na Obr. 29 je zřejmé, že otopné období 2020/21 bylo chladnější, než je dlouhodobý průměr. Naopak období předcházející a následující po otopném období

2020/21 byla významně teplejší, než je dlouhodobý průměr. Lineární regrese dat o spotřebě elektrické energie tepelnými čerpadly dává $R^2 = 0,7753$.

Lepší vypovídací schopnost má odhad vývoje počtu odběrných míst podle tarifů pro tepelná čerpadla. Z ročních zpráv o provozu ES ČR zpracovaných ERÚ lze zjistit počet odběrných míst v ČR podle distribučních tarifů pro domácnosti a podnikatele a příslušnou spotřebu elektrické energie v období 2014 až 2022. Z celostátních hodnot byla vypočtena průměrná spotřeba na jedno odběrné místo v letech 2020 až 2022. Celostátní průměrná spotřeba byla aplikována na data o spotřebě elektřiny v příslušných distribučních tarifech v MSK. Tím byl získán přibližný počet odběrných míst pro tepelná čerpadla v MSK. Lineární regrese počtu odběrných míst s tepelnými čerpadly pro období 2020 až 2022 pro podnikatele dává $R^2 = 0,8164$ a pro domácnosti 0,9972. Přesnost výsledků je velmi pravděpodobně ovlivněna počtem odběrných míst. U podnikatelů mluvíme o nárůstu z 268 OM v roce 2020 na 323 tj. o více než 20 % v roce 2022. U domácností jde o nárůst z 23 515 v roce 2020 na 33 950 v roce 2022 tj. nárůst o více než 44 %. Výsledky podle prognózy budou s velkou pravděpodobností dosaženy, pokud se zachová současný trend. Vynásobením počtu odběrných míst celostátním průměrem spotřeby na jedno odběrné místo lze získat odhad vývoje spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla s vyhovující přesností. Výsledky výpočtu odhadu spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla jsou uvedeny v Tab. 22.

Tab. 22 Rozbor spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla do roku 2022 zdroj: [2], vlastní zpracování VŠB-TUO

rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
C55d	434	423	446	432	421	415	406	402	397	391
C56d	1433	1658	1822	1951	2116	2385	2770	3143	3504	3864
nárůst		15,7%	9,9%	7,1%	8,5%	12,7%	16,1%	13,5%	11,5%	10,3%
spotřeba	65 521	63 419	71 099	72 537	83 677	86 603	89 693	92 861	112 333	111 468
MWh/OM	35,1	30,5	31,3	30,4	33,0	30,9	28,2	26,2	28,8	26,2
D56d	35385	42077	49009	52380	56788	56659	56503	56291	56197	56114
D57d	0	0	0	20726	61071	102723	147317	195428	250232	296566
nárůst					194,7%	68,2%	43,4%	32,7%	28,0%	18,5%
spotřeba	424 708	448 053	535 975	657 423	1 043 722	1 418 046	1 804 842	2 232 337	3 122 754	3 132 499
MWh/OM	12,0	10,6	10,9	9,0	8,9	8,9	8,9	8,9	10,2	8,9

Průměrná spotřeba pro jedno odběrné místo v letech 2014 až 2022 u podnikatelů trvale klesá (s výjimkou roku 2021) se sklonem k ustálení v letech 2020 a 2022. Není proto účelné rozšiřovat bázi dat před rok 2020, protože by to nevedlo ke zpřesnění výsledků. Spíše je důležité sledovat další vývoj.

U domácností je vývoj jednoznačný. Spotřeba na jedno odběrné místo se ustálila na hodnotě 8,9 MWh opět s výjimkou roku 2021.

Pro extrapolaci vývoje počtu odběrných míst s tepelnými čerpadly do roku 2030 byly použity konstanty lineární regresní rovnice. Vývoj spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla do roku 2030 byl stanoven vynásobením počtu odběrných míst průměrnou spotřebou elektřiny na jedno odběrné místo v letech 2020 až 2022. Toto období zahrnuje dvě otopná období s podprůměrným počtem denostupňů a jedno období s nadprůměrným počtem denostupňů.

V reálné situaci může dojít k neočekávaným abnormalitám, např. k několika nadprůměrně chladným nebo teplým letům (je to vidět i na grafu ČHMÚ). Odhad však z principu nemůže být založen na abnormalitách. Pro jejich ošetření jsou v metodice dlouhodobých výhledů elektrizační soustavy stanoveny specifické nástroje. Jejich využití však překračuje rámec této studie.

Využití individuálních tepelných čerpadel v sektoru domácností je typické pro rodinné domy. V MSK bylo v roce 2021 podle 'Sčítání lidu, domů a bytů' 163 913 rodinných domů. Počet odběrných míst s tepelnými čerpadly u domácností byl ve stejném roce 29 209. To znamená, že cca 18 % domácností obývajících rodinné domy bylo vytápěno tepelnými čerpadly. Neznáme přesný počet kancelářských budov umístěných mimo dosah SZT v MSK, které jsou využívány k podnikatelským účelům. Dá se předpokládat, že tento počet vysoce převyšuje registrovaný počet 323 odběrných míst s tepelnými čerpadly v podnikatelském sektoru v roce 2022. Další možnosti využití individuálních tepelných čerpadel jsou ve státním sektoru. Patří sem např. obecní úřady, školy a zdravotnická zařízení, která leží mimo ekonomický dosah SZT. Lze z toho učinit závěr, že prostor pro další rozšiřování tohoto způsobu vytápění v MSK je značný.

Za předpokladu, že se nezmění úroveň státní podpory, lze použít koeficienty lineární regresní rovnice pro stanovení odhadu počtu odběrných míst a následně i spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla až do roku 2050.

Extrémní dekarbonizační scénář EU pro teplárenství Heat Roadmap Czech Republic předpokládá, že v roce 2050 malá tepelná čerpadla zcela nahradí lokální plynové kotle a neefektivní elektrické vytápění (přímotopy). Proto se v extrémním scénáři předpokládá úplný přechod lokálního vytápění na vytápění pomocí tepelných čerpadel.

Výsledek posouzení je následující:

Slabá místa tepelných čerpadel spočívají v investičních nákladech a ve zvyšování zatížení elektrizační soustavy. Nejlevnější jsou tepelná čerpadla vzduch/vzduch a vzduch/voda. Topný faktor tepelných čerpadel se v principu snižuje se zvyšujícím se rozdílem teplot mezi zdrojem tepla a tepelným spotřebičem, který zajišťuje vytápění budovy. Proto jsou pro tepelná čerpadla výhodné tepelné spotřebiče pracující s nízkou teplotou (podlahové vytápění apod.). To si na druhé straně může vyžádat dodatečné investiční náklady zejména u starších budov.

Primárním zdrojem tepla pro tepelná čerpadla může být ovzduší, voda nebo země. Nejméně stabilní je teplota vzduchu. Následkem toho se výrazně snižuje topný faktor s poklesem teploty. Při lokální výpočtové teplotě -15 °C pak pracuje tepelné čerpadlo zpravidla jako přímotop. Druhým problémem těchto tepelných čerpadel je namrzání primárního výměníku při nízkých teplotách, které zhoršuje přestup tepla ze vzduchu do pracovní látky. Namrzání se může odstranit buď elektrickým vytápěním nebo periodickým obrácením proudění tepla, kdy po určitou dobu dochází k vychlazení vytápěného objektu. Vzhledem k tomu, že tato čerpadla mají při nízkých teplotách velmi nízký topný faktor, jsou nevýhodná z hlediska výkonové bilance elektrizační soustavy.

Nejstabilnějším primárním zdrojem tepla pro vytápění a současně nejvýhodnější z pohledu výkonové bilance elektrizační soustavy jsou vertikální výměníky umístěné v hlubokých vrtech. Jsou však investičně nejdražší. Přijatelným kompromisem z hlediska investičních nákladů mohou být horizontální podzemní výměníky nebo voda.

Jedním z možných opatření podporujících využívání efektivnějších tepelných čerpadel, které lze doporučit, je poskytování vyvážené investiční a provozní podpory.

5.1.4 Veřejná doprava a nákladní železniční doprava

Pro zpracování celkového odhadu spotřeby elektřiny v MSK je vhodné některé oblasti spotřeby elektřiny v dopravě vyčlenit. Jedná se o:

- veřejnou hromadnou autobusovou dopravu (VHAD),
- městskou hromadnou dopravu – tramvaje, autobusy a elektrobusy (MHD),
- osobní železniční dopravu v závazku veřejné služby (OŽDVS),
- osobní železniční dopravu mimo závazek veřejné služby (OŽDK),
- nákladní železniční dopravu (NŽD).

Odhad spotřeby elektrické energie ve vybraných oblastech dopravy pro roky 2024 až 2030

Pro stanovení spotřeby elektrické energie pro nadcházející roky 2024 až 2030, resp. 2050 lze využít dvou základních přístupů:

- přístup založený na lineárním regresním modelu,
- přístup vycházející z dostupných informací o plánovaných dopravních výkonech v nadcházejících letech.

Lineární regresní model (VHAD)

Výchozími daty pro výpočet spotřeby elektrické energie s využitím lineárního regresního modelu jsou data poskytnutá Odborem dopravy MSK a data poskytnutá konkrétním dopravcem. V první řadě se jedná o data týkající se reálných uskutečněných dopravních výkonů v uplynulých letech 2019 až 2023. V druhé řadě se pak jedná o data vztažená k reálné spotřebě elektrické energie elektrobusy provozovanými v linkové osobní dopravě. Pro stanovení reálné hodnoty spotřeby elektrické energie připadající na 1 ujetý kilometr byla využita data poskytnutá dopravcem, ze kterých plyne, že průměrná spotřeba elektrické energie na 1 ujetý kilometr činí 1,1 kWh/km. Tento údaj rovněž koresponduje s údaji prezentovanými Sdružením dopravních podniků ČR [36] a společností SOR LIBCHAVY ČR spol. s r.o. [37]. Zde se spotřeba elektrické energie v závislosti na typu vozidla pohybuje v intervalu 0,7 až 1 kWh/km.

Odhad (VHAD)

Pro realizaci odhadu spotřeby elektrické energie pro roky 2024 a dále je možné použít lineární regresní model, který i přes zohlednění nízkého koeficientu determinace poskytuje alespoň základní výhled do nadcházejících let 2024 až 2030, resp. až do roku 2050. Přestože odhad vyplývající z výše uvedených dat naznačuje růst dopravních výkonů a s ním související růst spotřeby elektrické energie, na základě konzultací s Odborem dopravy MSK lze v dlouhodobém vývoji očekávat spíše stagnaci dopravního výkonu s drobnými odchylkami od hodnoty odhadované pro rok 2024.

Zásadní nevýhodou výše uvedeného přístupu je skutečnost, že odhad nabízí spotřebu elektrické energie, která vychází z celkového dopravního výkonu, nikoliv z výkonu vztaženého k elektrické + bateriové trakci, neboť ten je v současné době nulový.

Dostupné informace o plánovaných dopravních výkonech (VHAD)

Na základě dostupných informací poskytnutých Odborem dopravy MSK lze reálně očekávat nasazení vodíkových vozidel v rámci oblasti Havířovsko. Konkrétně se uvažuje o nasazení 10 vozidel. Celkový dopravní výkon je odhadován na 800 tis. km ročně. Nasazení těchto vozidel je plánováno od prosince roku 2026 na dobu 10 let. Pro výpočet spotřeby elektrické energie je možné použít informaci uvedenou výše, kde průměrná spotřeba elektrické energie na 1 ujetý kilometr (elektrobusem) činí 1,1 kWh/km.

Dostupné informace o plánovaných dopravních výkonech (MHD)

Na základě dostupných informací poskytnutých jednotlivými dopravci, resp. objednateli dopravy, kteří zajišťují MHD, byly shrnuty předpokládané dopravní výkony a jim odpovídající spotřeby elektrické energie v nadcházejících letech 2024 až 2030, resp. 2050.

Celkem (VHAD+MHD)

Odhad celkové spotřeby elektrické energie (VHAD) + (MHD) pro nadcházející roky 2024 až 2030, resp. 2050 je uveden v Tab. 23.

Tab. 23 Odhad celkové spotřeby elektrické energie (VHAD) + (MHD) pro nadcházející roky 2024 až 2030, resp. 2050, Zdroj: vlastní zpracování VŠB-TUO

Rok	CELKEM	Rok	CELKEM
	[MWh]		[MWh]
2023	17 793	2037	23 702
2024	19 000	2038	23 702
2025	19 464	2039	23 702
2026	19 905	2040	23 702
2027	21 042	2041	23 702
2028	22 735	2042	23 702
2029	22 735	2043	23 702
2030	23 702	2044	23 702
2031	23 702	2045	23 702
2032	23 702	2046	23 702
2033	23 702	2047	23 702
2034	23 702	2048	23 702
2035	23 702	2049	23 702
2036	23 702	2050	23 702

Výsledek posouzení je následující:

Elektromobilita ve vybraných sektorech veřejné dopravy je ekologičtější druh dopravy s nižšími emisemi škodlivých zplodin a nižšími emisemi hluku, což přispívá ke zlepšení kvality života ve městech. Rekuperační brzdění umožňuje úsporu energie, což dále zvyšuje efektivitu provozu. Nicméně technologie má i své slabiny. Vozidla mají

omezený dojezd a vyšší hmotnost, což může ovlivnit jejich provozní schopnosti. Pořízení elektrických vozidel je také spojeno s vysokými počátečními investicemi a nedostatečně rozvinutá nabíjecí infrastruktura představuje další překážku.

Navzdory těmto výzvám existují příležitosti pro další rozvoj elektromobility ve vybraných sektorech veřejné dopravy. Dotace na pořízení vozidel mohou snížit finanční bariéry a zároveň umožnit obnovu vozového parku, což by podpořilo širší přijetí této technologie. Na druhou stranu, hrozbou pro elektromobilitu ve vybraných sektorech veřejné dopravy jsou rostoucí náklady na elektrickou energii, které by mohly zvýšit provozní náklady a ovlivnit ekonomickou výhodnost tohoto druhu dopravy [36] až [44].

Odhad spotřeby elektrické energie v železniční dopravě pro roky 2024 až 2030

Pro stanovení spotřeby elektrické energie pro nadcházející roky 2024 až 2030, resp. 2050 lze využít tří základních přístupů:

- přístup založený na lineárním regresním modelu,
- přístup vycházející z dostupných informací o plánovaných dopravních výkonech v nadcházejících letech,
- přístup založený na analýze dodávek elektrické energie z distribuční sítě do měřičů Správy železnic na území MSK.

Lineární regresní model (OŽDVS)

Výchozími daty pro výpočet spotřeby elektrické energie v OŽDVS byla data poskytnutá Odborem dopravy MSK a data vyplývající z dokumentu [41]. V první řadě se jedná o data týkající se reálných uskutečněných dopravních výkonů v závazku veřejné služby v uplynulých letech 2014 až 2023 a v druhé řadě pak o informaci týkající se spotřeby elektrické energie drážními vozidly.

Pro výpočet spotřeby elektrické energie byla použita informace vyplývající z Metodiky pro pasportizaci železničních tratí určených pro vlaky s alternativními pohony, kde průměrná spotřeba elektrické energie činí 6,6 kWh / km.

Odhad (OŽDVS*)

Pro realizaci odhadu je možné použít lineární regresní model, který i přes zohlednění nízkého koeficientu determinace poskytuje alespoň základní výhled do nadcházejících let 2024 až 2030, resp. až do roku 2050. Přestože odhad vyplývající z výše uvedených dat opět naznačuje rostoucí charakter dopravních výkonů, situace v osobní železniční dopravě je s ohledem na růst dopravního výkonu ještě méně pravděpodobná než ve VHAD. Na základě konzultací s Odborem dopravy MSK lze v dlouhodobém vývoji opět očekávat stagnaci dopravního výkonu s drobnými odchylkami od hodnoty odhadované pro rok 2024.

Dostupné informace o plánovaných dopravních výkonech (OŽDVS*)

Na základě dostupných informací poskytnutých Odborem dopravy MSK lze reálně očekávat:

- udržení stávajících dopravních výkonů u elektrických jednotek 471 a 640/650 o celkovém ročním dopravním výkonu 3,2 mil. km, až do konce GVD 2032/33,
- udržení stávajících dopravních výkonů u jednotek BEMU o celkovém ročním dopravním výkonu 600 tis. km, až do konce GVD 2025/26,
- nárůst dopravních výkonů u jednotek BEMU o celkovém ročním dopravním výkonu na 2,5 mil. km, od GVD 2026/2027 do konce GVD 2032/33.

Dopravní výkony budou ještě výhledově zvýšeny v důsledku očekávaných elektrizací úseků (snad po roce 2029):

- Ostrava – Frýdek-Místek,
- Opava – Krnov,
- a prosté elektrizace trati v úseku Olomouc – Moravský Beroun.

Rozsah dopravních výkonů na těchto uvažovaných tratích však Odbor dopravy MSK nemá k dispozici.

Celkem (OŽVDS) + (OŽDK) + (NŽD)

Odhad celkové spotřeby elektrické energie (OŽVDS) pro nadcházející roky 2024 až 2030, resp. 2050 je uveden v Tab. 24. Data pro (OŽDK) + (NŽD) nejsou v době zpracování studie k dispozici, dále se s nimi nepracuje.

Tab. 24 Odhad celkové spotřeby elektrické energie (OŽVDS) pro nadcházející roky 2024 až 2030, resp. 2050, Zdroj: vlastní zpracování VŠB-TUO

Rok	Spotřeba [MWh]	Rok	Spotřeba [MWh]
2023	25 080	2037	37 620
2024	25 080	2038	37 620
2025	25 080	2039	37 620
2026	25 080	2040	37 620
2027	37 620	2041	37 620
2028	37 620	2042	37 620
2029	37 620	2043	37 620
2030	37 620	2044	37 620
2031	37 620	2045	37 620
2032	37 620	2046	37 620
2033	37 620	2047	37 620
2034	37 620	2048	37 620
2035	37 620	2049	37 620
2036	37 620	2050	37 620

Vzhledem k výše okomentovaným absencím informací za (OŽDK) a (NŽD) jsou údaje shrnuté v Tab. 24 značně zkrácené.

V této souvislosti je vhodné připomenout, že nejpřesnějším způsobem, jak zjistit celkovou spotřebu elektrické energie za všechny podkategorie (OŽVDS) + (OŽDK) + (NŽD), je využít data o dodávkách elektrické energie z distribuční sítě do měřičů Správy železnic na území MSK.

Výsledek posouzení je následující:

Porovnání výhod a nevýhod u železniční dopravy využívající elektrickou, resp. bateriovou trakci má obdobné akcenty jako obecná elektromobilita. V první řadě se jedná o přínos v podobě nulových emisí. Mezi přínosy lze dále zařadit levnější provozní náklady, možnost úspory energie v důsledku rekuperace či možnost dobíjení baterií v rámci již existující trakční infrastruktury. Z provozního hlediska je v případě použití baterií nutné věnovat zvýšenou pozornost omezenému dojezdu, resp. dojezdu, který je závislý na dostupnosti dobíjecí infrastruktury.

Z hlediska přínosů je možné vyzdvihnout dotační pobídky, které jsou spojeny s pořízováním nových vozidel. Mezi největší hrozbu pak patří riziko rostoucích cen elektrické energie, které by se dramatickým způsobem promítlo v provozních nákladech [38] až [44].

5.1.5 Výroba vodíku pomocí elektrolyzérů

Pro odhad potřeby energie pro výrobu vodíku v MSK byly použity dokumenty [45] a [46]. Energetická potřeba vycházela z informace, že pro výrobu jedné tuny vodíku je zapotřebí 55 MWh elektrické energie. [45]

Pro roky 2027 a 2030 se počítá s výstavbou elektrolyzérů. Elektrolyzér vystavěný v roce 2027 bude produkovat 55 t vodíku za rok v minimalistické variantě, 147 t vodíku ve střední variantě a 303 t vodíku ve velké variantě. Obdobně byly odhadnuty i parametry elektrolyzérů, jehož výstavba se plánuje v roce 2030. [45]

Odhad budoucí produkce vodíku v MSK je uveden v Tab. 25.

Tab. 25 Odhad produkce vodíku v MSK v roce 2027 a 2030, Zdroj: [45]

rok	2027			2030		
Tun H₂ (malá, střední, velká)	55	147	303	111	310	633
MWh (malá, střední, velká)	3025	8085	16665	6105	17050	34815

Na základě těchto údajů byla vypočtena potřeba elektrické energie pro tyto roky.

Odhad rok 2050

Odhad potřeby energie pro výrobu vodíku v delším časovém horizontu je velmi komplikovaný. Stále se jedná o novou technologii, která si své místo ještě definitivně nenašla. Využití vodíku v osobní dopravě a železniční dopravě zatím nenabírá velkých obrátok a v Evropě jsou tyto projekty spíše utlumovány.

Velká otázka je doprava nákladní a letecká. Zde by vodíkový pohon dával větší smysl, ale technologie je stále v rané fázi vývoje. Kde se bude vodík jako nosič energie nacházet za mnoho let, je těžké odhadovat. Předpokládejme ale, že nárůst bude stejný, jak odhaduje dokument [45].

Budeme-li kalkulovat, že zhruba co 3 roky vzroste potřeba energie pro výrobu vodíku o 6 105 MWh, bude v roce 2050 potřeba 45 760 MWh energie pro výrobu vodíku pomocí elektrolýzy.

Výsledek posouzení je následující:

Vodíkové technologie představují relativně novou a perspektivní oblast, která získává lokální podporu zejména v regionech, jež se chtějí transformovat po ústupu tradičních průmyslových odvětví, jako je těžký průmysl a těžba nerostných surovin. Tato technologie by mohla v budoucnu sloužit jako efektivní způsob akumulace energie, podpůrná služba pro energetickou síť nebo jako zdroj energie pro leteckou, železniční a nákladní dopravu.

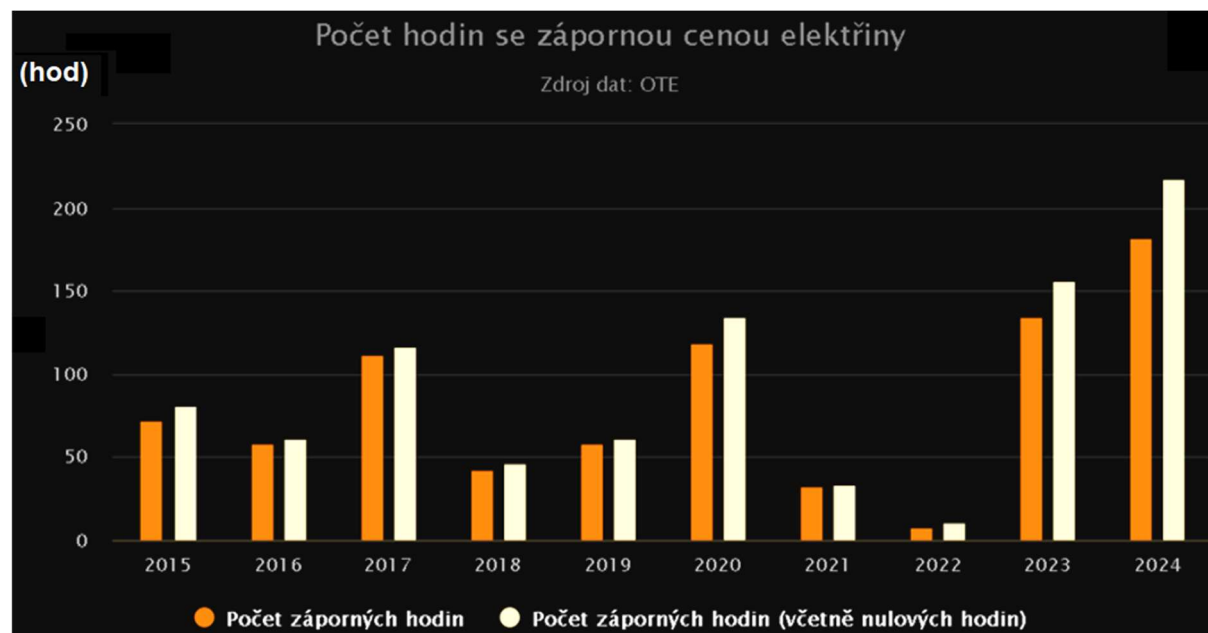
Nicméně, současný stav vodíkových technologií je stále vzdálen od obchodně a ekonomicky výhodného nasazení. Výroba vodíku s požadovanou čistotou je velmi energeticky náročná a správa vodíkového hospodářství je technologicky komplikovaná, což brání širšímu průmyslovému využití.

Přesto existují příležitosti, které by mohly tento stav změnit. V laboratorních podmínkách již bylo dosaženo takových parametrů při výrobě vodíku, které by mohly výrazně zefektivnit celý proces, pokud by byly nasazeny průmyslově. Takový pokrok by mohl akcelarovat vývoj vodíkových technologií a přiblížit je komerčnímu využití.

Avšak vodíkové technologie čelí také významným hrozbám, zejména ze strany rychle se rozvíjejících bateriových úložišť. I když existují oblasti, jako je letectví, kde bateriová úložiště nebudou schopna vodíkovým technologiím konkurovat, v mnoha jiných oblastech může být konkurence mezi těmito dvěma technologiemi velmi silná.

5.1.6 Průmyslové elektrokotle

Smysl využívání průmyslových elektrokotlů spočívá ve využívání velmi nízkých nebo záporných cen elektřiny v období přebytku výkonu zejména FVE a VTE a v jejich využití pro regulaci ES ČR s tím, že vyrobené teplo se využije pro vytápění domů v SZT nebo pro technologickou spotřebu. Počet hodin se zápornou nebo nulovou cenou elektřiny postupně roste, jak je vidět v grafu na Obr. 30.

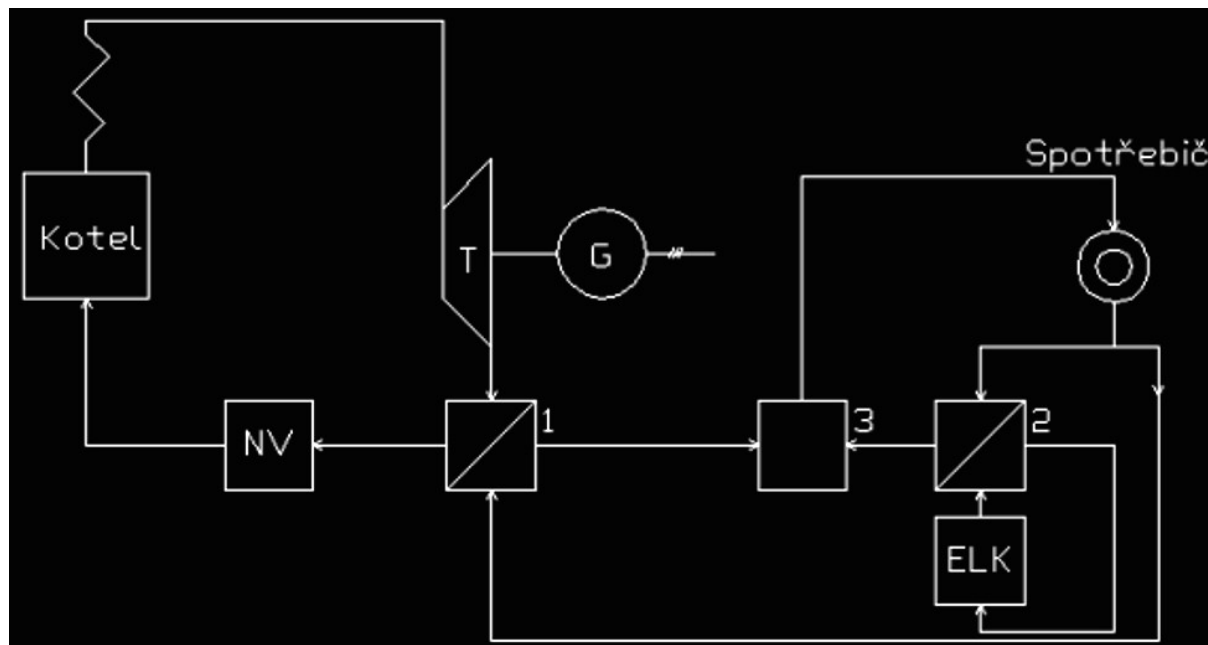


Obr. 30 Počet hodin se zápornou nebo nulovou cenou elektřiny, zdroj: [3]

Podle [3] bylo v roce 2023 134 hodin se zápornými cenami, nulové ceny elektřiny bylo dosaženo cca 155 hod. Za první pololetí 2024 to bylo 182 hodin se zápornou cenou a 217 hodin s nulovou cenou.

V MSK dnes nejsou v provozu žádné průmyslové elektrokotle. Výstavba nového elektrokotle v současné době probíhá v Elektrárně Třebovice. Elektrokotel je určen pro poskytování služeb výkonové rovnováhy ČEPS, a.s. Bude mít výkon 18 MW a bude napájen z distribuční sítě 22 kV. Uvedení do provozu se předpokládá v roce 2025.

Schéma typického připojení elektrokotle ke zdroji SZT je zobrazeno na Obr. 31.



Obr. 31 Schéma typického připojení elektrokotle ke zdroji SZT, zdroj: [47]

Výsledek posouzení je následující:

Průmyslové elektrokotle představují téměř bezeztrátový způsob transformace přebytků elektřiny z OZE na teplo, zejména v situacích, kdy se objevují záporné ceny elektrické energie. Tyto kotle mohou okamžitě reagovat na změny v dodávkách elektřiny, což z nich činí ideální nástroj pro udržování rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektřiny v rámci SVR. Spojení těchto vlastností v rámci sofistikovaných systémů hospodaření s elektřinou a teplem, jako jsou veřejné a průmyslové teplárny, zvyšuje efektivitu a flexibilitu celého energetického systému.

Nicméně tato technologie čelí i určitým výzvám. Největší přebytky elektřiny z OZE vznikají v létě, kdy je potřeba tepla nejnižší, což omezuje využitelnost elektrokotlů v tomto období.

Příležitostí pro řešení tohoto problému je doplnění průmyslových elektrokotlů o horkovodní akumulátory, které by umožnily rozložit přebytky elektřiny z OZE v čase a zvýšit tak efektivitu využití této energie.

Na druhou stranu, průmyslové elektrokotle jsou nejvhodnější pro použití v rámci komplexních systémů velkých veřejných nebo průmyslových tepláren, které jsou vybaveny akumulátory tepla a mají vyspělý systém nákupu a prodeje elektřiny a poskytování podpůrných služeb. Pokud tyto podmínky nejsou splněny, hrozí riziko,

že investice do těchto kotlů nebude plně využita a může být zmařena. O dalších investicích do elektrokotlů v MSK ani po roce 2030 výrobci prozatím neuvažují.

5.1.7 Přímotopy, akumulární a hybridní vytápění

Kromě tepelných čerpadel popsaných výše se teplo vyrobené z elektřiny používá k vytápění budov a k ohřevu vody ve formě přímotopů, akumulárního vytápění a akumulárního ohřevu vody nebo v kombinaci všech těchto technologií (hybridní vytápění).

Odhad vývoje spotřeby elektřiny pro tyto druhy vytápění vychází z dat za roky 2020 až 2022 získaných od ČEZ Distribuce, a.s. Data byla vyseparována pomocí distribučních tarifů. Pro vytápění budov a přípravu vody v podnikatelském sektoru se jedná o tarify C25d pro akumulární vytápění a/nebo ohřev vody, C26d pro akumulární vytápění, C35d pro hybridní (smíšené) spotřebiče pro vytápění, C45d pro přímotopy a C46d pro hybridní nebo přímotopné spotřebiče. Distribuční tarify pro vytápění domácností a přípravu vody zahrnují tarify D25d pro akumulární vytápění a/nebo přípravu vody, D26d pro akumulární vytápění, D35d pro kombinované vytápění a D45d pro přímotopy. Pro účely této studie byly tyto způsoby elektrického vytápění zařazeny do kategorie „Ostatní“. Podmínky pro přiznání distribučních sazeb jsou podrobně popsány v „Podmínkách distribučních sazeb“ jednotlivých distribučních společností.

Metodika zpracování dat získaných od ČEZ Distribuce, a.s. a ze zpráv ERÚ byla podrobně popsána v kapitole 5.1.3 Tepelná čerpadla.

Výsledky výpočtu odhadů pro období do roku 2030 jsou uvedeny v Tab. 26.

Tab. 26 Výsledky výpočtu odhadu spotřeby elektřiny pro ostatní druhy vytápění do roku 2030, zdroj: ČEZ Distribuce, a.s., vlastní zpracování VŠB-TUO

rok		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
vytápění ostatní celkem	MWh	988 873	1 072 060	922 979	935 853	928 869	921 885	914 900	907 916	900 932	893 948	886 964
vytápění ostatní podnikatelé	MWh	359 960	379 643	361 576	323 292	323 758	324 224	324 690	325 156	325 622	326 088	326 554
vytápění ostatní domácnosti	MWh	628 914	692 417	561 403	612 561	605 111	597 661	590 211	582 760	575 310	567 860	560 410

Statistická relevance datových řad podle jednotlivých tarifních sazeb vyjádřená R^2 se pohybuje od 0,35 pro tarif C35d až po 0,99 pro tarif D26d. Obecně nižší relevanci mají tarify pro podnikatele vzhledem k menšímu objemu dat. Tarify s nízkou relevancí (C26d, C35d) používá velmi malý počet odběrných míst (řádově v desítkách nebo nízkých stovkách). Ve srovnání s celkovým počtem odběrných míst 131 tis. s distribučními tarify pro ostatní druhy vytápění je jejich spotřeba nevýznamná a jejich vliv na celkovou spotřebu elektřiny pro ostatní druhy vytápění je zanedbatelný.

V celé skupině distribučních tarifů „Ostatní elektrické vytápění“ lze do roku 2030 podle výsledků odhadu očekávat pokles spotřeby elektřiny cca o 11 %. Pro další období do roku 2050 lze při nezměněné míře státní podpory tepelných čerpadel predikovat zhruba lineární pokles počtu odběrných míst ve prospěch tepelných čerpadel. Akumulární a hybridní spotřebiče budou mít ve vytápění budov v návaznosti na rozvoj individuálních solárních a fotovoltaických systémů významný podíl.

Výsledek posouzení je následující:

Systemy s akumulací tepla, jako jsou bojler a otopné systémy, bezesporu pomáhají při vyrovnávání zatížení ES během dne. Na druhé straně, přímotopné vytápění, které je méně efektivní, přispívá ke zvýšení zatížení v odběrové špičce ES.

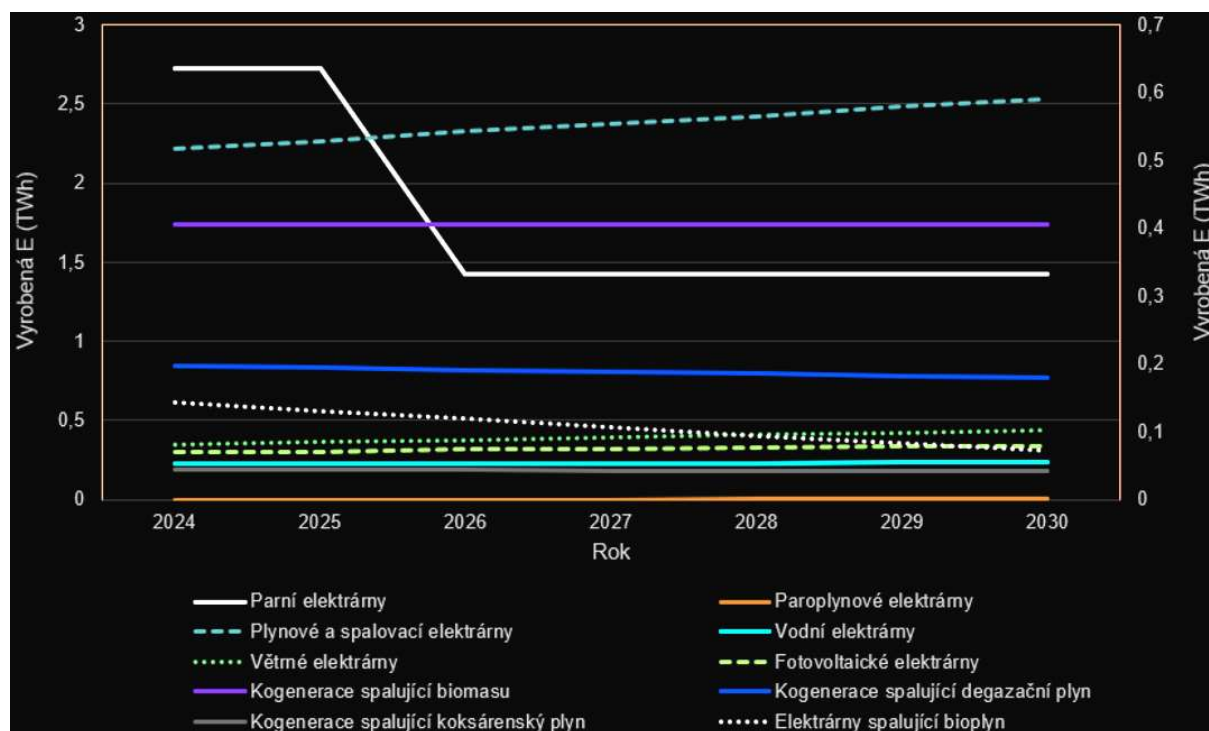
Příležitostí pro zlepšení je nahrazení přímotopných spotřebičů akumulacími a hybridními zařízeními a zdokonalování jejich řízení, což by vedlo ke snížení špičkového zatížení ES.

Z pohledu výkonové bilance ES je nejučinnější přirozený pokles přímotopných spotřebičů v důsledku ukončení životnosti zařízení spolu s racionální strukturou distribučních tarifů.

5.2 Výroba elektrické energie

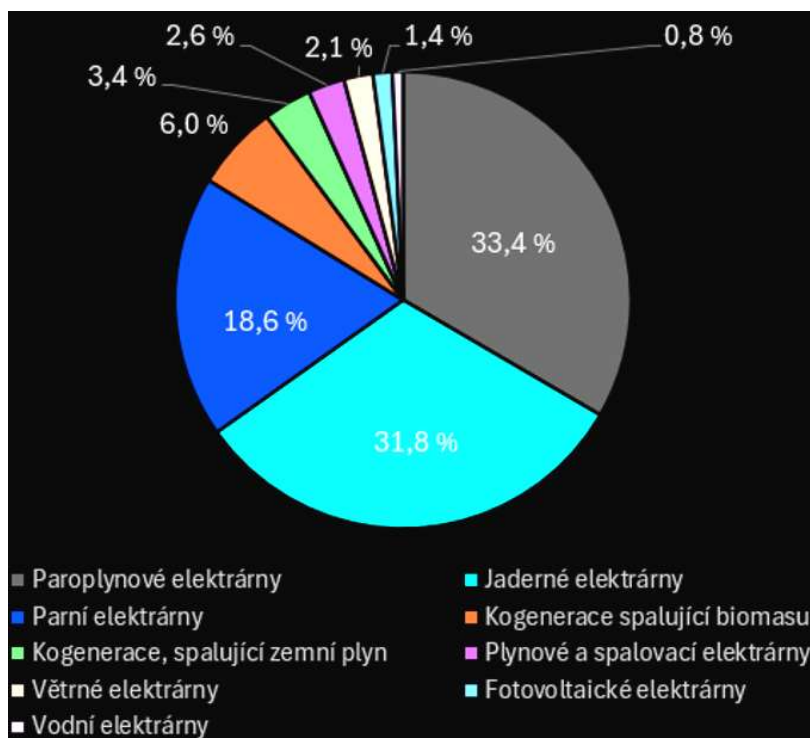
Očekávané změny ve výrobě elektrické energie do roku 2030 a následně 2030+ lze rozdělit do tří kategorií. První kategorií jsou elektroenergetické zdroje s výkonem řádově v desítkách nebo stovkách MW. U těchto zdrojů existují konkrétní představy jejich vlastníků a provozovatelů o jejich dalším vývoji. Rozvoj nebo útlum malých kogeneračních zdrojů elektřiny o výkonu do 1 až 2 MW spalujících ZP, degazační plyn nebo bioplyn je vhodné posuzovat spíše vcelku jako skupinu podle jednotlivých paliv. Specifickou kategorií jsou zdroje s místním významem spalující převážně biomasu. Jejich výkon se pohybuje v jednotkách až desítkách MW.

Odhadovaný vývoj výroby elektrické energie do roku 2030 ukazuje graf na Obr. 32.



Obr. 32 Odhadovaný vývoj výroby elektrické energie v MSK do roku 2030, pozn. ke grafu.: Levá osa Y je přiřazena pouze grafu Parní elektrárny, ostatní grafy jsou popsány pravou osou Y, Zdroj: vlastní zpracování VŠB-TUO

Odhad podílů jednotlivých sledovaných skupin výroby na celkové spotřebě elektrické energie v MSK v roce 2050 ukazuje graf na Obr. 33. Celková výroba elektrické energie v MSK v roce 2050 bude cca 7,2 TWh.



Obr. 33 Odhad podílů jednotlivých sledovaných skupin spotřeby na celkové výrobě elektrické energie v MSK v roce 2050, Zdroj: vlastní zpracování VŠB-TUO

5.2.1 Jaderné elektrárny

Níže uvedená analýza vývoje v oblasti jaderné energetiky na území MSK vychází ze závěrů uvedených v dokumentu [48] a je s tímto dokumentem v souladu, přičemž jako relevantní jsou brány informace s potenciální realizací do roku 2050. Do roku 2050 se nepředpokládá výstavba jiných jaderných zařízení než SMR v EDĚ. Po roce 2050 lze potom očekávat výstavbu SMR na území města Ostravy a případně výstavbu jaderného zdroje v lokalitě Blahutovice.

Do roku 2030

Do roku 2030 se nepředpokládá výstavba SMR na území MSK. K datu zpracování studie byly zahájeny prvotní geologické průzkumy v lokalitě EDĚ a okolí, které dosud neprokázaly překážky vylučující výstavbu SMR v prostoru stávající elektrárny. V období listopad 2024 jsou známy jen rámcové předpoklady technického řešení a základní parametry projektu Rolls-Royce SMR, který ČEZ a.s., vybrala jako klíčový projekt pro přípravu zahájení projektu. Bližší parametry výstavby tohoto řešení SMR ještě nejsou k dispozici. Dá se však očekávat více podrobností v roce 2025, návazně na Podpis dohody mezi ČEZ, a.s, a Rolls-Royce SMR.

V současné době EDĚ slouží mimo jiné jako zdroj tepla pro SZT městských aglomerací Bohumín a Orlová. Příkon SZT při $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ pro aglomerace Bohumín a Orlová dle dat z roku 2017 je 44 MW_t .

V tomto kontextu je zprovozněn plynový kotel s výkonem 18 MW_t a uvažuje se o výstavbě dalších zdrojů, které mají přispět k pokrytí poptávky po teple ve výše uvedených městských aglomeracích. Konkrétně se jedná o kotel na biomasu (předpokládaný tepelný výkon 8 MW_t), dvě kogenerační jednotky (předpokládaný tepelný výkon 10 MW_t , každá) a plynový kotel s možností provozu ve špičkách

(předpokládaný tepelný výkon $3 \times 9 \text{ MW}_t$). Veškeré tyto zdroje budou umístěny v areálu EDĚ. Celkový instalovaný tepelný výkon výše uvedených zdrojů je 73 MW_t . Tímto by byla zajištěna dodávka tepla pro SZT Bohumín a Orlová s dostatečnou rezervou do doby výstavby SMR, který by mimo jiné sloužil jako zdroj tepla pro SZT Bohumín a Orlová.

Po roce 2030

Po roce 2030 je uvažováno s intenzivní přípravou výstavby SMR, přičemž samotná výstavba a uvedení do provozu se předpokládá po roce 2040. Bližší časové informace nejsou k datu zpracování studie známy. Hlavním cílem výstavby SMR kromě výroby elektrické energie je zajištění zdroje tepla pro zásobování SZT pro městské aglomerace Bohumín a Orlová.

SMR by měly nahradit po roce 2040 zdroje tepla zmíněné ve scénáři do roku 2030. Podle veřejně dostupných informací, předpokládá ČEZ a.s. instalaci projektu Rolls-Royce SMR v lokalitě EDĚ.

Výsledný instalovaný výkon SMR však bude výsledkem strategického rozhodnutí ČEZ, a. s. Prvotní úvahy o instalovaném výkonu SMR v EDĚ se blíží hodnotě výkonu jednoho bloku Rolls-Royce SMR, což je 470 MW_e . Do celkové bilance zdrojů v této studii bude započtena hodnota 350 MW_e s uvedením do provozu v roce 2045. Zdá se, že by řešení 2 bloků s Rolls-Royce SMR lokalitu EDĚ dostatečně saturovalo i se širším okolím a dovolilo by i propojení některých SZT.

Tak by se podařilo splnit i nutnou podmínkou pro využití SMR jako zdroje tepla i pro SZT Karviná a Havířov. Tou je výstavba teplovodního propojení mezi areálem EDĚ a SZT Karviná. Nejvhodnější trasa je plánována podél stávající železniční trasy mezi Dětmarovicemi a Karvinou (trať 320). Tato trasa je již zaznačena v územním plánu města Karviná jako koridor pro technickou infrastrukturu (primární teplovod), stejně tak jako v územním plánu obce Dětmarovice jako tepelný napáječ – horkovod. Tímto propojením by následně bylo možné zásobovat teplem i SZT Karviná a Havířov.

Výsledek posouzení je následující:

Technologie SMR nabízí možnost provozu v kombinovaném režimu, tedy kondenzačním a teplárenským, což zvyšuje její flexibilitu a využitelnost. Očekává se vysoká globální poptávka po této technologii, což by mohlo vést ke snížení její ceny. Navíc SMR nejsou zahrnuty do systému emisních povolenek, což je činí podporovaným zdrojem energie. Díky své škálovatelnosti mohou tyto reaktory v kontextu MSK pokrývat spotřebu tepla v SZT.

Na druhou stranu, technologie SMR čelí několika výzvám. V současné době nejsou na trhu dostupné a neexistuje technické řešení, které by bylo schváleno státními dozorovými orgány. Podle přípravných prací by mohla být lokalita EDĚ přesto řešena v předpokládaném termínovém a výkonovém rozsahu blízko původnímu výkonu EDĚ a v časovém intervalu podle původních předpokladů (kolem roku 2040). Existují rovněž jednodušší a dostupnější řešení pro lokality s potřebou menšího výkonu, s menším rozpočtem a rychlejší realizací.

Počet dodavatelů technického řešení a paliva pro SMR je sice omezený, avšak pokud se zahrnou nejen čeští, ale také zahraniční dodavatelé z kulturně spřízněných zemí,

mohl by být vhodný dodavatel nalezen ještě v této dekádě vedle ČEZ, a.s. preferovaného Rolls-Royce SMR.

To by se mohlo týkat lokalit s potřebou menšího výkonu, a dokonce i s možností využití projektu SMR ke krytí poptávky jen po komunálním teple za přijatelnou cenu za MWh. Jedno z nabízených řešení je avizováno nízkotlakém provedení s krátkými lhůtami přípravy a výstavby. Pravděpodobně konkurenceschopné nízké CAPEX (Capital Expenditures, kapitálové výdaje) s malými nároky na zastavěnou plochu. S velmi jednoduchou obsluhností a s předpokládanou dodávkou v polovině třetí dekády tohoto století. Otázky spojené s vysokou cenou by nemusely být až tolik problematické. Zjednodušené se zdá být i nakládání s použitým jaderným palivem, které by mělo, podle potenciálního konsorcia renomovaných dodavatelů, pracovat formou dvouletých kampaní. Řešení designu je s velmi malými nároky na zastavěnou plochu. Parametry jsou k dispozici (cílová prodejní cena tepla za MWh, nezávislost na geopolitických změnách; dobrá regulovatelnost, jednoduchý design, cenová stabilita; jednoduchý, spolehlivý a téměř bezobslužný provoz). Jde o řešení mezinárodního konsorcia, včetně české účasti. Design má název Calogena.

Navzdory výzvám existují významné příležitosti. Oba nabízené designy a zřejmě i další řešení SMR mohou sloužit jako stabilní zdroj energie s predikovatelnou výrobou, což umožňuje spolehlivé pokrytí základního zatížení elektřiny v MSK a poptávky po teple.

Tento technologický rozvoj by mohl přilákat vzdělané techniky do regionu, což by vedlo ke zvýšení poptávky po bydlení a podpořilo maloobchod. Vysoký potenciál se dá předpokládat také v rozšíření studijních programů na VŠB-TUO a v budování servisních organizací, což by přispělo ke zvýšení zaměstnanosti.

Hrozby pro tuto technologii zahrnují možné zpoždění výstavby způsobené souběhem s velkými bloky a vysokým vytižením Státního úřadu pro jadernou bezpečnost. Zdá se, že neočekávané navýšení nákladů na výstavbu by mohlo vzniknout v případě designu Rolls-Royce SMR. To je však v současné době těžko predikovatelné, do doby emise podrobnějších informací do začátku třetí dekády tohoto století.

Technologie SMR se také může stát potenciálním cílem teroristických útoků. A konečně, nesouhlas místních samospráv nebo obyvatel může vést k blokaci výstavby těchto zařízení. Při dobré přípravě potenciálních investorů, v součinnosti státních a regionálních úřadů, se dají tyto hrozby včas vyřešit.

5.2.2 Parní elektrárny

Z portfolia zdrojů pro výrobu elektrické energie v MSK je zřejmé, že výhled provozu parních elektráren a tepláren v MSK ovlivní bilanci kraje v elektřině zásadním způsobem. Při specifickém chování jednotlivých aktérů: systémové elektrárny, teplárny pro veřejný rozvod tepla, teplárny průmyslových podniků dodávající technologické teplo apod je potřebné individuální posouzení. Chování průmyslových a veřejných tepláren je determinováno odběrem tepla.

Charakterizuje ho nejlépe roční doba využití instalovaného / dosažitelného výkonu (T). Hrubá výroba na svorkách TG se pak vypočte z rovnice:

$$E_{sv} = DV \cdot T \quad [\text{MWh, MW, hod}] \quad (8)$$

Hned na začátku je potřeba upřesnit, že mezi parní elektrárny patří kromě uhelných elektráren i parní elektrárny a teplárny spalující biomasu a koksárenský plyn nebo ZP, které vyrábějí páru pro pohon parních turbogenerátorů (jak bylo popsáno také v předchozím textu studie) ačkoliv z podkladů a definic ERÚ to tak úplně nevyplývá.

Vývoj instalovaného výkonu parních elektráren v MSK v letech 2014 až 2022 je znázorněn v Tab. 27.

Tab. 27 Vývoj instalovaného výkonu parních elektráren v MSK v letech 2014 až 2023, zdroj: [4]

rok	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon, MW	1 607,8	1 607,8	1 606,1	1 606,1	1 606,1	1 513,1	1 283,1	1 260,2	1 260,2	1 296,2

Z Tab. 27 je vidět, že za posledních deset let se instalovaný výkon parních elektráren v MSK snížil cca o jednu pětinu. To je v přímém protikladu s očekávaným vývojem poptávky po elektřině v důsledku elektrifikace výrobních procesů, vytápění budov a dopravy.

Cesty k eliminaci nepříznivého vývoje byly hledány mimo jiné i v rámci konzultací s významnými provozovateli parních elektráren o jejich záměrech do roku 2030 a do roku 2030+.

Aby se zabránilo kolapsu ES v MSK v nejchladnějším období roku, musí být potřeba elektrické energie v zimní špičce spolehlivě pokryta stabilními zdroji. MSK v současné době disponuje dostatečně výkonnými a stabilními zdroji elektřiny, které by dokázaly spotřebu v nejchladnějším období, resp. zimní špičku, pokrýt v nejhorším případě i zdroji, které v současné době nejsou příliš běžně využívány (EDĚ, TAMEH Czech s.r.o.).

Totéž platí i pro období letního minima, kdy je v určitých obdobích v propojené evropské elektrizační soustavě přebytek nestabilních zdrojů (VTE a FVE). Stávající zdrojový mix parních elektráren v MSK má dostatečné schopnosti k tomu, aby kolísání v rámci MSK zvládl a na dalších kapacitách se pracuje (bateriová úložiště, průmyslové elektrokotle apod.).

V krizových situacích jde ekonomika stranou ve prospěch snahy o udržení provozu za každou cenu. Toto konstatování potvrzuje zkušenost z Německa (červen 2024), kdy maximální cena elektrické energie na vnitrodenním trhu dosáhla 9 999 EUR/MWh a byla omezena pouze schopností účetních systémů zpracovat vyšší cenu. Racionální využití stávajících zdrojových kapacit by hypoteticky podobnou situaci v MSK nepřipustilo. Data získaná od zástupců společností, které provozují parní elektrárny, jsou shrnuta v Tab. 28.

Tab. 28 Vývoj instalovaného výkonu parních elektráren v MSK, zdroj: Provozovatelé PE, vlastní zpracování VŠB-TUO

rok	2019	2020	2021	2022	2023
ČEZ EDĚ	800,0	600,0	600,0	600,0	600,0
TAMEH	254,0	254,0	229,0	229,0	229,0
Energetika Třinec	101,5	101,5	101,5	101,5	101,9
Veolia Průmyslové služby	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
VEČR Ostrava	187,5	157,5	157,5	157,5	193,5
VEČR TKA+TČA	63,8	63,8	63,8	63,8	39,8
VEČR TFM bez biobloku	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Bioblok TFM	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
VEČR TKR	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Lenzing Biocel Paskov	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2
KOMTERM Morava	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
TEPLO Bruntál	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5

Instalovaný výkon nemusí být vždy k dispozici. U protitlakových a kondenzačních odběrových turbogenerátorů závisí elektrický výkon na odběru tepla. Typickým příkladem takové elektrárny je v současné době TAMEH Czech s.r.o., kdy bez odběru technologického tepla nemůže elektrárna dosáhnout plný instalovaný výkon. V praxi může dojít i k trvalému snížení výkonu TG z různých technologických důvodů (nedosahování výkonů kotlů, nedosahování parametrů páry apod.). Pro odhad vývoje výkonové bilance v elektřině se proto používá pojem dosažitelný výkon (DV).

$$DV = IV - SV \quad [\text{MW}, \text{MW}, \text{MW}] \quad (9)$$

kde

- IV je instalovaný výkon,
- SV je trvalé nebo dočasné snížení výkonu, které musí být řádně zdůvodněno.

Pokud je plný instalovaný výkon elektrárny nebo teplárny dosažitelný v zimní špičce zatížení, bude pro odhad budoucí bilance použitý instalovaný výkon.

Maximální chyba ve srovnání s daty ERÚ je 4,4 % (2020). Výchozím rokem pro odhad vývoje bude v souladu s doporučením ČEZ Distribuce, a. s., rok 2023, kde rozdíl mezi údaji ERÚ a údaji zjištěnými u výrobců činí 0,9 %.

Odhad vývoje instalovaného výkonu parních elektráren na území MSK do roku 2030 vychází z prognóz získaných od jednotlivých společností je uveden v

Tab. 29.

Tab. 29 Odhad vývoje instalovaného výkonu PE v letech 2024 až 2030, zdroj: Provozovatelé PE, vlastní zpracování VŠB-TUO

rok	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ČEZ EDĚ	600,0	600	600,0	600,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TAMEH	229,0	85,0	229,0	229,0	229,0	229,0	229,0	229,0
Energetika Třinec	101,9	101,9	101,9	101,9	70,9	70,9	70,9	70,9
Veolia Průmyslové služby	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VEČR Ostrava	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5	193,5	13,5
VEČR TKA+TČA	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8
VEČR TFM bez biobloku	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bioblok TFM	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
VEČR TKR	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Lenzing Biocel Paskov	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	63,0
KOMTERM Morava	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
TEPLO Bruntál	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Vzhledem k připravované náhradě části uhelných elektráren paroplynovými zdroji na ZP a v delším časovém horizontu na SMR, nemá smysl posuzovat parní elektrárny samostatně. Výslednou bilanci instalovaného výkonu k roku 2030 a 2030+ je nutno vzhledem k probíhajícím procesům posuzovat v kontextu změn celé energetické zdrojové základny MSK.

Pro odhad vývoje instalovaného výkonu parních elektráren po roce 2030 jsou problematické roky 2034 a 2039. V roce 2034 nebudou vydávány žádné bezplatné povolenky a od roku 2039 (podle některých odborníků dříve než ve čtvrté dekádě tohoto století) by pro průmysl neměly být k dispozici žádné nové povolenky. V tomto termínu jsou zahrnuty i povolenky uvolněné z rezervy tržní stability (MSR). Prakticky by to znamenalo, že nejpozději po roce 2040 nebude možné provozovat žádnou technologii využívající fosilní paliva.

Striktní uplatňování tohoto mechanismu by ohrozilo i teplárny využívající tuhá alternativní paliva, které pro svůj provoz určité množství povolenek potřebují. Za tohoto předpokladu bude možné provozovat ze stávajícího portfolia technologických zdrojů tepla a elektřiny pouze elektrárny a teplárny spalující udržitelnou biomasu. Parní elektrárny MSK by pak měly celkový instalovaný výkon 113,7 MW a pokud by se nepodařilo vyřešit používání tuhých alternativních paliv, tak pouze cca 74 MW.

Mechanismy, jak tuto situaci řešit, se v současné době zpracovávají na úrovni EU, návrh má být k dispozici v roce 2026.

Výsledek posouzení je následující:

Parní elektrárny jsou spolehlivými a stabilními zdroji regulační energie pro ES ČR, a tedy i pro RDS. Velká část těchto elektráren a tepláren má schopnost využívat KVET, což zvyšuje jejich efektivitu. Zkušenosti z ČR i ze zahraničí (například z Francie,

Německa nebo Polska) ukazují, že vyřazené uhelné elektrárny mohou poskytovat záložní výkon pro řešení nepříznivých provozních stavů v ES ČR.

Na druhou stranu existují určité slabiny spojené s jejich provozem. Během období, kdy jsou elektrárny v tzv. studené záloze, je obtížné smysluplně využít provozní personál a udržet jeho kvalifikaci při obsluze zařízení. Pro dlouhodobé odstávky elektráren musí být stanoven přesný postup odstavování do studené zálohy s následnou konzervací, systémem kontrol stavu zakonzervovaného zařízení, postupem a časovým harmonogramem pro odstavování a pro uvádění do provozu podléhající pravidelným revizím a podle potřeby i změnóvému řízení.

Mezi příležitosti v tomto sektoru patří možnost pokrytí neproduktivních nákladů na udržování uhelných elektráren ve studené záloze formou veřejné podpory. V období mezi odstavením uhelných elektráren a výstavbou nových zdrojů, které je nahradí, lze využít stávající elektrárny spalující uhlí k pokrytí ročního maxima zatížení ES v nejméně chladném období roku.

Nicméně tato technologie čelí i několika hrozbám. Jednou z nich je riziko, že ČR nezíská rychlý souhlas EU se zavedením kapacitních mechanismů. Další hrozbou je neschopnost dlouhodobě udržet obslužný personál a jeho kvalifikaci. Nedodržení předepsaných režimů konzervace a zpětného uvádění do provozu může vést k poškození zařízení.

5.2.3 Paroplynové elektrárny

V současné době není v MSK v provozu žádná paroplynová elektrárna. V ČR i jinde v Evropě se do plynových a paroplynových elektráren vkládají velké naděje, pokud jde o náhradu uhelných elektráren při řízení rovnováhy v elektrizační soustavě. Nárůst poptávky po nových plynových turbínách však může, při omezených kapacitách výrobců, mít za následek prodloužení projektů a ohrozit tím i termíny odchodu od uhlí. Spoléhat na nákup regulační energie v zahraničí v situaci, kdy všechny sousední země řeší stejný problém, nebo na zregulování spotřeby se může ukázat jako neefektivní strategie. Podle dostupných informací v MSK existují v časovém horizontu do roku 2030 dva projekty paroplynových elektráren v různém stádiu úvah a přípravy:

- Paroplynový blok ENERGETIKA TŘINEC, a.s.,
- Paroplynový blok Elektrárna Třebovice (Veolia Energie ČR).

Paroplynový blok v ENERGETICE TŘINEC, a.s. by měl být uveden do provozu v roce 2027. Tepelný výkon bloku nahradí stávající kotel K11 a bude využívat stávající parní turbíny, které využívaly páru z kotle K11 o součtovém výkonu 31 MW. Zapojením do bloku PPC se o stejnou hodnotu sníží instalovaný výkon parních elektráren. Hrubá výroba elektřiny bloku PPC byla vypočtena z údajů poskytnutých ENERGETIKOU TŘINEC, a.s.

Paroplynový blok v Elektrárně Třebovice by měl být uveden do provozu v roce 2029 nebo 2030 tak, aby v roce 2030 mohlo být v ETB ukončeno spalování uhlí. Paroplynový blok bude využívat turbogenerátor TG17, který byl uveden do provozu v roce 2023.

Data o výrobě elektřiny byla vypočtena z údajů poskytnutých VEČR stejným způsobem jako u bloku v ENERGETIKA TŘINEC, a.s.

V období 2030 až 2040 uvažuje společnost UCED, která je součástí investiční skupiny CREDITAS, o výstavbě dvou paroplynových bloků o výkonu 150 a 250 MW_e na území MSK. Jejich umístění bude mít silnou vazbu na dodávky tepla a v současné době není dořešeno.

Výhled instalovaného výkonu uvedených paroplynových bloků je v Tab. 30.

Tab. 30 Instalovaný výkon připravovaných PPE, zdroj: Vlastní zpracování VŠB-TUO na základě dat od příslušných subjektů

rok	2027	2028	2029	2030	2031	2035
PPE celkem						
instalovaný výkon	93	93	283	283	433	683
Energetika Třinec						
instalovaný výkon	93	93	93	93	93	93
VEČR Elektrárna Třebovice						
instalovaný výkon			190	190	190	190
UCED						
instalovaný výkon					150	400

Výsledek posouzení je následující:

Technologie plynových turbín je vyspělá a na trhu dominují zavedení výrobci. Tyto turbíny jsou flexibilními zdroji energie, ideálními pro regulaci elektrizační soustavy a v některých případech umožňují využití stávajících parních turbogenerátorů.

Nicméně, současná vysoká poptávka po plynových turbínách může vést k prodloužení termínů dodávek nových strojů a k nárůstu ceny způsobeným omezenými kapacitami výrobců.

Příležitostí je možnost získání státní podpory, která je však vázána na provoz v KVET. Tato podmínka předpokládá umístění nových plynových turbín v lokalitách s přiměřeně velkou spotřebou tepla, které významně zvyšuje energetickou účinnost těchto zdrojů elektřiny.

Na druhou stranu, technologie čelí několika hrozbám, včetně nejistoty ohledně dostupnosti ZP v blízké budoucnosti, protože všechny sousední státy sledují podobnou strategii. Dalším rizikem jsou ukončení poskytování bezplatných emisních povolenek od roku 2034 a nejasný postup při ukončování vydávání nových emisních povolenek. Finanční ohodnocení všech rizik zahrnují investoři do očekávaných cen elektřiny a tepla, což významně ovlivňuje investiční rozhodování.

5.2.4 Plynové a spalovací elektrárny

Do kategorie plynové a spalovací elektrárny (PSE) patří plynové turbíny bez odběru tepla, plynové turbíny s horkovodními kotli, které využívají k ohřevu vody teplo spalin na výstupu z plynové turbíny, kogenerační jednotky (plynové motory) využívající zemní nebo degazační plyn a bioplynové elektrárny. ZP může být v některých případech nahrazen topným olejem.

Na území MSK není v současné době v provozu žádná plynová turbína. Očekávaný vývoj u kogeneračních jednotek na zemní nebo degazační plyn a u bioplynových elektráren je podrobněji popsán v samostatných kapitolách. Cílem je detailněji analyzovat tyto dílčí kategorie s ohledem na možnou změnu trendu. V období 2014 až 2023 došlo ke zvýšení instalovaného výkonu v této kategorii elektráren o necelých

21 MW to znamená o 26 %. Vzhledem ke stagnaci výroby elektřiny z degazačního plynu a z bioplynu jde celý nárůst na konto kogeneračních jednotek na ZP.

Vývoj instalovaného výkonu plynových a spalovacích elektráren za období 2014–2023 je v

Tab. 31.

Tab. 31 Vývoj instalovaného výkonu v kategorii PSE v MSK. zdroj: [4]

rok	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon celkem, MW	78,5	80,0	80,7	82,3	82,3	87,2	92,8	93,1	93,9	97,9

Odhad dalšího vývoje výkonu byl zpracován jako součet odhadů vývoje instalovaného výkonu kogeneračních jednotek na ZP, degazační plyn a bioplyn (viz. Tab. 32). Způsob zpracování odhadů budoucího vývoje v těchto podkategoriích je popsán v příslušných kapitolách tohoto dokumentu.

Tab. 32 Odhad vývoje instalovaného výkonu PSE v MSK v období do roku 2030, zdroj: VŠB-TUO

rok	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
instalovaný výkon celkem, MW	97,9	100,7	101,1	101,6	101,9	102,4	102,9	103,5

V období do roku 2030 je odhadován nárůst instalovaného výkonu o 5,6 MW oproti roku 2023. Při uvážení nárůstu výkonu v KJ na ZP se může nárůst výkonu zdát nízký. Je to však způsobeno poklesem instalovaného výkonu, a tím i výroby brutto u bioplynových elektráren.

V období do roku 2050 dojde k nárůstu instalovaného výkonu PSE o 15,2 MW. Výroba elektřiny brutto se vzhledem k významně nižšímu časovému využití ročního maxima u KJ na zemní plyn sníží cca o 134 GWh na hodnotu 259 GWh. Nárůst výkonu KJ na ZP s rezervou kompenzuje pokles výkonu kogeneračních jednotek na degazační plyn a bioplyn v tomto období.

Výsledek posouzení je následující:

Vyspělé technologie plynových a spalovacích elektráren od zavedených výrobců jsou běžně komerčně dostupné a nabízejí hospodárné a vysoce flexibilní zdroje pro výrobu elektřiny a tepla. PSE spalující ZP jsou schopny efektivně kompenzovat úbytek regulačního výkonu, který nastává při odstavení regulačních uhelných elektráren z provozu.

Na druhou stranu, omezení v oblasti výroby plynových turbín, zejména při vysoké poptávce, představuje riziko časového posunu výstavby.

Příležitostí je výstavba plynových turbín s horkovodními kotli využívajícími tepelnou energii spalin na výstupu z turbíny. Zejména v lokalitách s horkovodní SZT s vysokou spotřebou tepla, což by ve spojení s horkovodními akumulátory představovalo ideální kombinaci i z pohledu využití výkonu a energetické účinnosti. Vybavení spalinových horkovodních kotlů přitápěním plynem by přispělo k větší flexibilitě plynového bloku tím, že by se zvýšila nezávislost výroby elektřiny na výrobě tepla. Vybavení plynových turbín s horkovodním kotlem na odpadní teplo obtokem spalin by umožnilo velmi rychlý start bloku s využitím v celé škále SVR.

Hrozbami pro tuto technologii jsou zejména otázky týkající se dostupnosti ZP v blízké budoucnosti, jelikož všechny sousední státy sledují podobnou strategii. Dále může být ohrožena budoucnost zařízení s příkonem nad 20 MW_t v souvislosti s dosud nevyjasněným vývojem v oblasti emisních povolenek po roce 2030.

5.2.5 Vodní elektrárny

VE jsou přirozeným zdrojem regulační energie. Instalovaný výkon VE na území MSK je 18,5 MW. Roční časové využití instalovaného výkonu se dlouhodobě pohybuje kolem 3 000 hodin ročně. Využití výkonu souvisí s ročním úhrnem srážek v rozvodí, které napájejí příslušné vodní toky v MSK. Ke zvýšení nebo snížení jejich využití dochází nahodile. Využití disponibilního tlakového spádu vodních toků na území MSK pro výrobu elektřiny je téměř vyčerpáno.

Do budoucna není předpokládán jednoznačný trend, pokud jde o roční úhrn srážek. Pouze na konci století je předpokládán mírný pokles srážkových úhrnů, viz Tab. 33.

Tab. 33 Průměrné roční srážky v jednotlivých obdobích a lokalitách, zdroj: [49]

Lokalita	1981-2010	2011-2040	2041-2070	2071-2100
Ostravsko	699	731	758	719
Frýdlantsko	993	988	1040	973
Rýmařovsko	768	727	689	675
Krnovsko	673	698	703	679

Odhad pro rok 2030 a 2050

V oblasti výstavby VE na území MSK je v současné době reálně uvažováno pouze s vodním dílem Nové Heřmínovy s předpokládaným zahájením výstavby okolo roku 2027. V kontextu energetické bilance kraje však tento případný nový zdroj nehraje prakticky žádný význam. Předpokládá se instalovaný výkon v řádech stovek kilowatů. Žádná další vodní díla s potenciálem výroby elektrické energie nejsou uvažována, případně nemají potenciál výrazně zasáhnout do bilance na úrovni MSK.

Výsledek posouzení je následující:

VE představují OZE s mnoha silnými stránkami. Jsou charakterizovány nízkými provozními náklady, minimálními požadavky na údržbu a dlouhou životností. Kromě výroby elektřiny poskytují i sekundární pozitivní efekty, jako je regulace vodních toků, eliminace povodní a zadržení vody v krajině, což přispívá k lepšímu vodnímu hospodářství.

Na druhou stranu, výstavba VE je spojena s několika slabými stránkami. Povolovací proces může být komplikovaný a často se setkává s negativním postojem samospráv a obyvatel. Výstavba těchto elektráren vyžaduje zásah do krajiny, což může mít ekologické důsledky. Primární funkcí přehrad je ochrana před povodněmi, výroba elektřiny představuje druhotnou výhodu.

Výhodou VE jako OZE je nezávislost na systému emisních povolenek.

Hrozby spojené s VE zahrnují možný nedostatek vody, což vede k malému počtu provozních hodin a nízké dostupnosti výkonu. Komplikovaný povolovací proces a negativní postoj místních samospráv a dotčených orgánů mohou rovněž ztížit

realizaci projektů. V úvahu je třeba brát také riziko teroristického útoku na přehradní hráz vodního díla.

5.2.6 Větrné elektrárny

Historický vývoj výroby elektřiny z VTE vychází z dokumentu [50].

Předpokládaný vývoj do roku 2030 je kalkulován jako lineárně rostoucí. VTE mají sice na území MSK své limity, ale častěji než na limity fyzické a fyzikální bude výstavba narážet na legislativní komplikace a také na odpor mnohých obcí k výstavbě elektráren v jejich blízkosti. Informace o dalších komplikacích je uvedena v relevantním článku výše.

Odhad pro rok 2050

V dlouhodobém hledisku se dá očekávat růst podílu VTE na území MSK. S velkou pravděpodobností se bude toto odvětví rozvíjet i nadále a jediné omezení je dostupnost vhodných lokalit na území MSK. V rámci studie s názvem „Studie simulace bilancí energie vyrobené z fotovoltaických systémů a větrných elektráren v MSK“ byl modelován potenciál využití VTE na území MSK. Výsledkem simulací je, že na území MSK je možné postavit VTE o instalovaném výkonu až 2 014 MW.

Konečná velikost instalovaného výkonu však bude záviset na skutečném využití tohoto předpokladu. Podrobnější informace jsou uvedeny v samotné studii.

Výsledek posouzení je následující:

VTE představují osvědčenou technologii s dlouhou historií a jsou dobře zavedené v mnoha zemích. V ČR existuje stále řada lokalit, kde by jejich výstavba mohla být efektivní a přínosná.

Nicméně, i když výroba VTE je etablovaným průmyslovým odvětvím, stále se řeší problémy spojené s recyklací, především u lopatek větrných turbín. Dalším problémem je zásah do krajiny, který může být vnímán negativně mnoha lidmi.

Přesto má technologie VTE své příležitosti. V českých podmínkách mají VTE v zimních měsících největší výkon, což je výhodné zejména v kombinaci s FVE, které jsou efektivní v jiných obdobích roku. Tato kombinace může přispět k stabilizaci energetického mixu. VTE, na rozdíl od FVE, fungují i v noci, pokud fouká vítr.

Na druhou stranu, VTE mohou být chápány jako občasný zdroj energie, což znamená, že mohou mít potenciál destabilizovat elektrorozvodnou síť, pokud nejsou správně integrovány a řízeny.

5.2.7 Fotovoltaické elektrárny

Historický vývoj výroby elektřiny z FVE vychází z dokumentu [50].

Předpokládaný vývoj do roku 2030 je kalkulován jako lineárně rostoucí.

Nevyužitý potenciál FVE na území MSK zůstává velký a velmi často bude limitujícím faktorem distribuční soustava. Na území MSK se vyskytují plochy vodního charakteru nebo například pozemky bez většího využití, které vznikly po rekultivaci pozemků využitých v minulosti pro těžební průmysl.

V datových podkladech předaných MSID [56] jsou uvedena konkrétní místa a plochy na území MSK, které bude možné pro výstavbu FVE využít. Většina míst definovaných v tomto dokumentu bude využitelná až po roku 2030.

Dalším hojně nevyužitým prostorem jsou bytové a úřední budovy, které taktéž z velké části umožní instalaci FVE.

V neposlední řadě se dá očekávat i růst agrofotovoltaiky, případně využití fotovoltaických panelů jako zastřešení veřejných parkovišť a podobně.

Dá se tedy očekávat růst podílu FVE a z dlouhodobého hlediska se dá očekávat kontinuální růst počtu instalací zejména menších výkonů.

Odhad pro rok 2050

V dlouhodobém hledisku se dá predikovat růst podílu FVE na území MSK. S velkou pravděpodobností se bude toto odvětví rozvíjet i nadále a jediné omezení je dostupnost vhodných lokalit na území MSK. V rámci studie s názvem „Studie simulace bilancí energie vyrobené z fotovoltaických systémů a větrných elektráren v MSK“ byl modelován potenciál využití FVE na území MSK. Výsledkem simulací je, že na území MSK je možné postavit FVE o instalovaném výkonu až 165 GW_p. Konečný objem instalovaného výkonu však bude záviset na skutečném využití tohoto potenciálu, který bude omezen přenosovou kapacitou energetických sítí, do nichž by byl výkon z FVE vyveden. Podrobnější informace jsou uvedeny v samotné studii.

Výsledek posouzení je následující:

Instalovaný výkon FVE zažívá značný nárůst, podporovaný zejména státními dotacemi a postupným snižováním nákladů na investice. V ČR stále existuje značný nevyužitý potenciál pro tuto technologii, což naznačuje možnosti dalšího rozvoje.

Na druhé straně, FVE jsou stále vnímány jako občasná zdroje energie, které přinášejí energii zejména v obdobích přebytku. Proto jsou ideální pro akumulaci energie a pro použití v kombinaci s jinými zdroji.

Příležitosti v tomto oboru zahrnují dlouhodobé snižování cen komponentů pro výstavbu FVE a neustálý vývoj nových panelů s vyšší účinností, což může přispět k dalšímu zlepšení výkonu a snížení nákladů.

Nicméně, mezi hrozby patří skutečnost, že výroba většiny komponentů je soustředěna v asijských zemích. To může představovat riziko pro dlouhodobou stabilitu obchodního řetězce a dodávky potřebných materiálů. Informace o dalších komplikacích je uvedena v relevantním článku výše.

5.2.8 Zařízení pro energetické využití odpadů

Do roku 2024 nebylo na území MSK provozováno žádné zařízení, ve kterém je možné energeticky využívat směsný komunální odpad. Na území MSK dochází pouze k výrobě TAP, která jsou však energeticky využívána mimo MSK (pozn.: od roku 2025 je plán spalovat TAP v Karviné). V MSK se nachází pouze spalovna nebezpečného odpadu (schopná zpracovávat odpady obsahující PCB a freony) s kapacitou 25 tis. t/rok.

Z důvodu dlouhých legislativních procesů povolování zařízení pro energetické využití odpadů (ZEVO) a obecně veřejného odporu k zařízením tohoto typu nelze předpokládat, že dojde k uvedení do provozu alespoň jednoho zařízení na území MSK do roku 2030. Dle aktuálně platného legislativního rámce nakládání s odpady, který počítá s celkovým ukončením skládkování odpadů s vyšší výhřevností než 6,5 MJ/kg v sušině do roku 2030, lze předpokládat i zvýšený tlak na recyklaci a výstavbu ZEVO. Dle aktuálního přístupu a plánování výstavby lze proto očekávat, že v MSK bude mezi lety 2030 a 2050 uvedeno do provozu minimálně jedno zařízení schopné zpracovávat 1/3 až 1/2 kapacity produkovaného spalitelného materiálově nevyužitelného odpadu na území MSK. Prognóza uvedená ve studii s názvem Energetické využití odpadů zpracované Ministerstvem životního prostředí (MŽP) bude činit celková produkce materiálově nevyužitelných spalitelných odpadů v ČR v roce 2035 3 200 kt [51]. Dle přepočtu na aktuální počet obyvatel v MSK (nelze předpokládat významnou demografickou změnu) připadá na MSK 360 kt paliva vhodného pro ZEVO. Hodnoty množství paliva pro ZEVO mohou být ovlivněny navýšením zpětného materiálového využití, kvalitě separace materiálových toků a celkovému snížení produkce spalitelných odpadů. Z důvodu legislativní náročnosti procesu a obecného odporu proti zavedení ZEVO předpokládáme postupné navýšení kapacity zařízení, kdy v roce 2035 bude spuštěno ZEVO s kapacitou zpracování 75 tis. t/rok a v roce 2040 bude kapacita navýšena na 150 tis. t/rok. Z informací od provozovatelů ZEVO na území ČR lze předvídat, že zařízení o plné kapacitě v roce 2040 vyrobí okolo 72 000 MWh elektrické energie a 0,8 GJ tepelné energie/rok do SZT. Poměr je možno upravovat v závislosti na potřebách obou sítí [53],[54]. Vhodné lokace na umístění ZEVO v MSK v závislosti na infrastruktuře SZT a svozové vzdálenosti odpadu jsou popsány v dokumentech [55] a [55].

Z důvodu, že se na území MSK nyní nenachází žádná instalace ZEVO a není známo ani přesné umístění plánovaného zařízení, nelze s dostatečnou přesností predikovat zvýšenou poptávku tepla v zimním období, a tím snížení množství vyráběné elektrické energie. Množství vyráběné elektrické energie i tepla je u realizovaných zařízení na území ČR koordinováno centrálně dle aktuálních potřeb místa instalace v závislosti na zdrojích energie v lokalitě. Z tohoto důvodu se pro ZEVO ve výpočtech pro potřeby této studie počítá s konstantní produkcí v letním i zimním období.

Výsledek posouzení je následující:

Na území MSK se dosud nenachází žádné zařízení ZEVO, přestože v minulosti proběhla celá řada více nebo méně zralých úvah o jejich realizaci (areál bývalé Elektrárny Jan Šverma v Ostravě, areál bývalého dolu Barbora na Karvinsku). Z důvodu dlouhých povolovacích procesů a očekávaných akcí proti realizaci tohoto druhu energetických zdrojů se nedá očekávat realizace ZEVO v MSK do roku 2030. Situace v odpadovém hospodářství je vážná. Přestože není dosud znám potenciální investor takového zařízení, ani jeho předpokládané umístění, povede podle názoru zpracovatelů studie zákaz skládkování nevytříděného komunálního odpadu v roce 2030 k dalšímu rozvoji třídění odpadů a jejich recyklaci, a ve svém důsledku k výstavbě minimálně jednoho ZEVO na území MSK do roku 2050.

5.2.9 Kogenerace spalující zemní plyn

Do této kategorie patří především malé KJ o výkonu desítek až stovek kW do výkonu jednotek MW na ZP. Používají se především k vytápění budov a k přípravě vody v malých SZT nebo k lokálnímu vytápění skupiny budov. Uplatňují se i jako náhrada blokových a lokálních kotelen na uhlí.

Do stejné kategorie zdrojů patří ještě KJ spalující degazační plyn a bioplyn.

Souhrnné údaje o vývoji instalovaného výkonu KJ na ZP na území MSK se nepodařilo nikde zjistit, proto byly vypočteny z dat ERÚ v letech 2016 až 2023 po odečtení výkonu jednotek na degazační plyn a bioplyn. Odhad vývoje výkonu za léta 2024 až 2030 byl vypočten pomocí extrapolace dat lineární regrese v uvedeném období. Spolehlivost odhadu měřená koeficientem determinace je 0,91. Výsledky odhadu jsou v Tab. 34.

Tab. 34 Odhad vývoje výkonu pro KJ na zemní plyn, zdroj: VŠB-TUO

rok	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
instalovaný výkon ZP, MW	53,9	56,7	59,1	61,5	63,8	66,2	68,6	71,0

Roční časové využití instalovaného výkonu odpovídá době trvání maximálního zatížení v malých a lokálních tepelných soustavách pro vytápění budov (viz např. Karafiát: Sborník technických řešení zdrojů s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla). Malé kogenerační jednotky nejsou zatíženy emisními povolenkami.

Pokud nedojde ke změně podpory malých plynových KJ nebo k rozšíření EU ETS na tyto malé zdroje, lze v reálu očekávat podobný vývoj i v časovém období do roku 2050. V takovém případě by se jejich celkový instalovaný výkon v MSK pohyboval na úrovni cca 120 MW.

Výsledek posouzení je následující:

Plynové KJ pracují s příkonem pod 20 MW_t. Jejich provoz není ovlivněn vývojem emisních povolenek. Technologie v této oblasti jsou vyspělé a vyráběné zavedenými výrobci. KJ spalující ZP jsou nejen hospodárné, ale i velmi flexibilní, protože dokážou efektivně vyrábět elektřinu i teplo. Další výhodou je možnost agregace těchto malých jednotek do „fiktivních“ bloků, což umožňuje poskytování regulačního výkonu v rámci SVR.

Nicméně, technologie má i své slabé stránky. Údržba plynových KJ je nákladnější ve srovnání s běžnými plynovými kotli.

Příležitosti v tomto oboru zahrnují možnost rozšiřování propojení KJ do „fiktivních bloků“. Rozšíření tohoto způsobu využívání by přispělo ke kompenzaci úbytku regulačního výkonu, který nastává při odstavování uhelných elektráren, a tím podpořilo stabilitu elektrizační soustavy.

Mezi hrozby patří otázky týkající se dostupnosti a ceny ZP v nejbližší budoucnosti, jelikož všechny sousední státy sledují podobné strategie v oblasti energetiky.

5.2.10 Kogenerace spalující biomasu

Zdroje s KVET spalující biomasu patří do kategorie parních elektráren. Podle směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 2018/2001 musí výrobci elektřiny a tepla na

zařízení s celkovým tepelným příkonem minimálně 20 MW spalujícím pevnou biomasu prokazovat původ biomasy.

Biomasa používaná v těchto zařízeních musí splňovat kritéria udržitelnosti a úspor emisí skleníkových plynů. Podmínky jsou podrobně popsány v čl. 29 této směrnice.

V MSK využívají biomasu k výrobě elektřiny a tepla čtyři teplárny. Největší výkon v této podkategorii zdrojů v MSK má teplárna Lenzing Biocel Paskov a.s. Zbývající tři zdroje Teplárna Krnov, Bioblok Sviadnov a Teplárna Frýdek-Místek patří VEČR Instalovaný výkon těchto zdrojů v letech 2014 až 2023 je uveden v Tab. 35.

Tab. 35 Instalovaný výkon tepláren využívajících biomasu, zdroj: VŠB-TUO

rok	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
instalovaný výkon celkem MW	72,1	72,1	72,1	72,1	72,1	72,1	72,1	72,1	72,1	72,1
Lenzing Biocel Paskov										
instalovaný výkon, MW	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2
Teplárna Krnov										
instalovaný výkon, MW	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Teplárna Frýdek-Místek										
instalovaný výkon, MW	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Bioblok Sviadnov										
instalovaný výkon, MW	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8

Přesná historická data o výrobě elektřiny brutto v Biobloku Sviadnov (starý název Energo Future Sviadnov) se prozatím nepodařilo získat. Pro odhad budoucnosti to není důležité, protože vlastníkem Biobloku je v současnosti VEČR, od které byly získány informace o výhledových záměrech.

Způsob zpracování odhadu do roku 2030 byl popsán v kapitole doplnit číslo kapitoly Parní elektrárny. Výhled výroby tepláren spalujících biomasu do roku 2030 je znázorněn v Tab. 36.

Tab. 36 Výhled instalovaného výkonu v teplárnách spalujících biomasu do roku 2030, zdroj: VŠB-TUO, zpracováno z dat poskytnutých provozovateli

rok	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
instalovaný výkon celkem MW	72,1	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	73,9
Lenzing Biocel Paskov								
instalovaný výkon, MW	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	63,0
Teplárna Krnov								
instalovaný výkon, MW	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Teplárna Frýdek-Místek								
instalovaný výkon, MW	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bioblok Sviadnov								
instalovaný výkon, MW	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8

Provoz tepláren na udržitelnou biomasu po roce 2030 nebude ovlivněn dalším vývojem emisních povolenek. Vzhledem k tomu, že všechny tyto teplárny jsou dobře udržovány a průběžně modernizovány, lze očekávat, že kromě generálních oprav a rekonstrukcí si svou výkonnost udrží až do roku 2050.

Výsledek posouzení je následující:

Technologie využívající energii obsaženou ve zbytcích z průmyslového zpracování dřeva nebo jiné rostlinné hmoty představuje udržitelný přístup k výrobě elektřiny

z OZE. Tato metoda efektivně přetváří zbytkovou hmotu rostlinného původu na elektrickou energii, čímž přispívá k ekologickému využívání těchto surovin.

Mezi slabé stránky této technologie patří nízká koncentrace energie v palivu, což omezuje ekonomickou efektivitu a maximální vzdálenost, ze které je možné palivo dovážet, aniž by došlo k nevhodnému navýšení nákladů.

Příležitosti v tomto oboru zahrnují rozšiřování využití udržitelné biomasy v lesnatých nebo zemědělských oblastech a v dřevařském průmyslu, což může přispět k rozvoji regionálních energetických zdrojů. Další příležitostí je využívání vyrobené elektřiny k výrobě zeleného vodíku, což podporuje udržitelné a inovativní technologie v energetickém sektoru.

Hrozby spojené s touto technologií zahrnují omezenou dostupnost udržitelné biomasy, která může být klíčová pro udržení efektivního a stabilního provozu zařízení na výrobu elektřiny v dlouhodobém časovém horizontu.

Ve své [56], [57] studii na to upozornila Evropská agentura pro životní prostředí (EEA). Podle jejích závěrů především současný způsob pěstování energetických plodin není šetrný k životnímu prostředí. Studie upozorňuje, že se při pěstování energetických plodin zvyšují rizika eroze půdy a snižuje se schopnost krajiny zadržovat vodu, čímž roste riziko povodní. Navíc dochází k omezování biodiverzity především u polních ptáků. Podle autorů dokumentu dochází kvůli intenzivnímu využívání tohoto OZE ke zvyšování negativního tlaku na půdu, lesy a vodní zdroje.

5.2.11 Kogenerace spalující degazační plyn

Degazační plyn je v MSK v současné době spalován převážně v KJ společnosti Green Gas DPB, a.s. Z předaných dat vyplývá, že do roku 2030 společnost neuvažuje s omezením jejich provozu. Výhled instalovaného výkonu a výroby elektřiny brutto do roku 2030 je v Tab. 37.

Tab. 37 Výhled provozu kogeneračních jednotek na degazační plyn do roku 2030, zdroj: vlastní zpracování VŠB-TUO, na základě dat od provozovatelů

rok	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
instalovaný výkon DP, MW	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
hrubá výroba, GWh	180,0	177,1	174,3	171,4	168,6	165,7	162,9	160,0
využití výkonu, hod	8 571	8 435	8 299	8 163	8 027	7 891	7 755	7 619

KJ na degazační plyn mají vysoké využití výkonu, protože odsávání degazačního plynu musí být nepřetržitě v provozu. S časem využívání jejich maximálního výkonu klesá ve shodě s poklesem obsahu metanu ve směsi odsávaných plynů.

Z dokumentu [59] vyplývá, že množství odsávaného metanu z uzavřených dolů v čase klesá, ať už samovolně u suchých dolů nebo nuceně při zatápění dolů vodou. Při zatápění dolů vodou skončí úniky degazačního plynu do 10 let, u suchých dolů mohou úniky přetrvávat desítky let od uzavření dolů.

Pro ukončení výroby elektřiny je limitující obsah metanu v odsávané směsi. Pro tuto studii bylo, s ohledem na omezené možnosti zatápění dolů (přetoky důlní vody do aktivních dolů v Polsku), ukončení výroby elektřiny z degazačního plynu teoreticky odhadnuto na rok 2050. Z ekonomického hlediska by provoz KJ musel být ukončen v okamžiku, kdy bude provoz sítě degazačního plynu a KJ ztrátový.

Při odstavení odsávání metanu z uzavřených nezatopených dolů však hrozí nebezpečí dlouhodobého volného úniku metanu do ovzduší. To lze těžko připustit, proto se dá očekávat, že provoz degazace bude pokračovat s nějakou formou státní podpory do té doby, až budou úniky metanu z pohledu životního prostředí zanedbatelné.

Průběh poklesu množství metanu v odsávaném degazačním plynu není znám. S vědomím určité nepřesnosti byl zvolen lineární průběh, což je s přihlédnutím k váze výroby elektřiny z degazačního plynu v celkovém palivovém mixu přijatelné.

Výsledek posouzení je následující:

Využití plynu odsávaného z důlní degazace představuje efektivní způsob, jak hospodárně vyrábět elektřinu v procesu KVET. Tento přístup umožňuje využít metan obsažený v degazačním plynu, který by jinak unikl do ovzduší, a který je z hlediska skleníkového efektu mnohonásobně horší než CO₂.

Mezi slabé stránky této technologie patří její obtížná regulovatelnost. Degazace uzavřených dolů musí probíhat nepřetržitě, aby se předešlo úniku metanu do ovzduší.

Příležitosti v tomto oboru zahrnují maximalizaci využití degazačního plynu pro výrobu elektřiny, což je efektivní náhradou za spolu-spalování degazačního plynu v kotlích. Tento přístup přispívá k udržitelnějšímu využívání druhotných energetických zdrojů.

Hrozby spojené s touto technologií zahrnují rychlejší ukončení odsávání metanu oproti předpokladům.

5.2.12 Kogenerace spalující koksárenský plyn

Teplárna Přívoz je v MSK v současné době jediná provozovaná parní teplárna s kogenerační výrobou spalující koksárenský plyn z koksovny Svoboda. Donedávna spolu-spalovala koksárenský plyn i elektrárna TAMEH Czech s.r.o. V současné době probíhá proces trvalého odstavení koksovny Liberty Ostrava, a.s. Proto nemá smysl se spalováním koksárenského plynu v elektrárně TAMEH Czech s.r.o. zabývat.

Koksovna Svoboda má v rámci Integrovaného povolení předepsány emisní limity, které musí dodržet. V Integrovaném povolení není stanoveno časové omezení jejího provozu. Plynové kotle Teplárny Přívoz jsou schopné provozu jak na koksárenský, tak i na ZP. Takže z hlediska bilance elektřiny v MSK by ukončení provozu Koksovny Svoboda nemělo vliv na dosažitelný výkon turbogenerátoru TG 9 (instalovaný výkon 12,8 MW), ale pouze na ukončení spalování koksárenského plynu. Pokud se nebudou opakovat dříve úspěšné občanské protesty, je první možný termín odstavení koksovny rok 2034, od kterého nebudou vydávány žádné bezplatné emisní povolenky. Nejzazší termín ukončení provozu na koksárenský plyn souvisí s ukončením emisí nových povolenek pro průmysl. Jak bylo popsáno výše, nejsou o tomto procesu dostupné žádné důvěryhodné informace. Lze očekávat, že VEČR bude další provoz TG 9 po ukončení provozu Koksovny Svoboda znovu zvažovat.

Výsledek posouzení je následující:

Využití energie odpadního plynu z koksovny představuje efektivní způsob, jak vyrábět elektřinu v rámci procesu KVET. Tento přístup umožňuje využívat odpadní plyn, který by jinak musel být bez užitku spalován ve spalovací stanici koksovny (fléra).

Jedním z hlavních slabých míst této technologie je její závislost na lokalitě koksovny. Výrobní proces je úzce spjat s místem, kde se plyn produkuje, což znemožňuje umístit tuto technologii do jiné lokality.

Příležitosti v tomto oboru zahrnují maximální využívání koksárenského plynu pro výrobu elektřiny, zejména v letním období, kdy není k dispozici dostatečný odběr tepla. Tento přístup zlepšuje efektivitu z hlediska životního prostředí a ekonomiku provozu koksovny.

Tato technologie přímo souvisí s provozem poslední koksovny na Ostravsku. S ukončením provozu koksovny bude přirozeně ukončen i provoz Teplárny Přívoz na koksárenský plyn. Proto zde zpracovatel dále neuvádí výhled pro 2030 a 2050.

5.2.13 Výroba elektrické energie z vodíku

Prozatím se v žádném oficiálním dokumentu nepodařilo najít informaci o tom, že by se do roku 2030 počítalo s výrobou elektrické energie z vodíku.

Odhad pro rok 2050 je extrémně obtížný, protože tato technologie je stále ve fázi raného vývoje a prochází výraznými změnami. Vývoj se může dát dvěma směry, buď se technologie výroby elektrické energie z vodíku prosadí a bude se dále rozvíjet, nebo i nadále se bude jednat spíše o experimentální provozy. Pro odhad jsme použili pesimistickou variantu.

Výsledek posouzení je následující:

Výroba elektřiny z vodíku má několik výrazných silných stránek. Při jejím procesu vzniká pouze vodní pára, což eliminuje lokální znečištění ovzduší. Dále je výroba elektrické energie z vodíku velmi dobře regulovatelná, což ji činí perspektivní technologií pro stabilizaci elektrorozvodné sítě.

Na druhou stranu, jedním z hlavních slabých míst této technologie je její celková účinnost. Výroba čistého vodíku je stále velmi náročná a nákladná a technologické řešení se zatím na světovém trhu příliš neujalo. Rozšíření a přijetí vodíkových technologií tedy může být pomalejší, než se očekávalo.

Přesto existují značné příležitosti v oblasti vodíkových technologií, které mohou přispět k dekarbonizaci některých průmyslových odvětví, jako je těžký průmysl či letectví, čímž mohou hrát klíčovou roli v přechodu na udržitelnější energetické systémy.

5.2.14 Výroba elektrické energie z bioplynu

Z informací publikovaných ministerstvem průmyslu a obchodu (MPO) [60] ve zprávě o obnovitelných zdrojích energií v grafu o vývoji hrubé produkce elektrické energie z obnovitelných zdrojů v ČR vyplývá, že většina aktuálně provozovaných bioplynových stanic (BPS) vznikla převážně v době platnosti zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, a to mezi lety 2006 až 2013. Dle publikovaných dat MPO týkajících se produkce elektřiny z obnovitelných zdrojů zůstává produkce BPS mezi lety 2013 a 2021 téměř konstantní. V roce 2025 dojde u prvních instalací BPS k ukončení provozní podpory ze strany státu, a tím ke změně ekonomiky provozu z důvodu přechodu na spotové ceny elektrické energie. MPO zpracovalo také celorepublikový výhled vývoje produkce bioplynu po roce 2021, který je publikován v dokumentu [61]. Z publikovaných dat lze pozorovat předpokládaný

klesající trend produkovaného množství bioplynu stávajícími BPS. Tento trend byl potvrzen také zástupcem asociace bioplynových stanic v ČR a vybranými provozovateli BPS v MSK. Z hlediska celkové produkce bioplynu MPO však přepokládá celorepublikový rostoucí trend, který má být způsoben transformací stávajících BPS na biometanové stanice (BMS) a výstavbou nových BMS. Jak vyplývá z jednání se zástupci BPS, ochota k transformaci a výstavbě nových BMS je závislá na rozhodnutí o finanční podpoře tohoto odvětví. Dle získaných informací transformace BPS na BMS je také závislá na vzdálenosti od vysokotlakého rozvodu plynu (případně středotlakého rozvodu). Ekonomicky přijatelné se jeví BPS do vzdálenosti maximálně 5 km. Závislost BMS na budoucí spotřebě el. energie nelze jednoznačně predikovat, jelikož závisí především na specifických požadavcích provozovatele a ceně el. energie na evropských trzích (zdali je vyšší cena výrobní nebo nákupní [62]). Zavírání (z důvodu ukončení podpory) a transformace BPS na BMS povede při aktuální předpokládané rychlosti vývoje k ukončení přímé výroby elektrické energie v místě produkce biometanu do rozvodné sítě v roce 2033. Tento aktuálně nastavený trend vývoje může být zvrácen legislativní změnou podpory energetického odvětví. Z aktuálně publikovaných výhledů MPO [62] se však vývoj viditelně přiklání k výrobě biometanu vtlačeního do rozvodné sítě.

BPS disponují akumulací kapacitou pro bioplyn, která může při centrálním řízení sloužit jako forma akumulace energie pro potřeby elektrické sítě v řádu hodin případně dní. Provoz BPS také není závislý na ročním období a produkce tepla a elektrické energie je v průběhu roku téměř konstantní. Reálný a očekávaný vývoj instalovaného výkonu a množství vyrobené elektrické do roku 2033 je znázorněn v Tab. 38.

Tab. 38 Reálný a očekávaný vývoj instalovaného výkonu a množství vyrobené elektrické v BPS mezi lety 2016 a 2033 v MSK, Zdroj: [1], Data MPO, Data česká bioplynová asociace

Rok	Data ERÚ								2023	2024
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022			
Instalovaný výkon BPS [MW]	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Výroba elektřiny v BPS - Hrubá [MWh/rok]	156 200	155 400	154 000	155 300	154 500	154 100	156 900	155200	155200	
Výroba elektřiny v BPS - Čistá [MWh/rok]	143 704	142 968	141 680	142 876	142 140	141 772	144 348	142784	142784	
Predikce dle metodiky MPO										
Rok	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
Instalovaný výkon BPS [MW]	21	19,1	17,1	15,2	13,3	11,5	7,7	3,8	0	
Výroba elektřiny v BPS - Hrubá [MWh/rok]	141704	128883	115387	102567	89746	77600	51958	25641	0	
Výroba elektřiny v BPS - Čistá [MWh/rok]	130367	118572	106156	94361	82566	71392	47801	23590	0	

Výsledek posouzení je následující:

BPS se neobejdou bez provozní podpory. V případě ukončení podpory bude ukončen i provoz stávajících BPS. Tento vývoj je očekávaný, a proto byl zakomponován do očekávaného scénáře.

Dlouhodobým záměrem EU a ČR je postupný přechod stávajících BPS na produkci biometanu (transformace na BPS na BMS), rozvoj výstavby nových BMS a vtlačování biometanu do stávajících rozvodů ZP. Tento přechod není dosud uspokojivě vyřešen po legislativní, technické ani ekonomické stránce. Výhled BMS je zatížen značnými riziky, a proto se s ním v očekávaném scénáři nepočítá.

5.3 Akumulace elektrické energie

5.3.1 Elektrochemické akumulátory

Očekává se, že s klesajícími cenami elektrochemických akumulátorů elektrické energie (např. lithium-iontové a jiné technologie) a rostoucími cenami regulačního výkonu a energie (způsobené kolísáním cen elektřiny na krátkodobých trzích v důsledku vyššího podílu intermitentních zdrojů) poroste zájem investorů o zařízení zajišťující regulační výkon a energii pro ES. Zásadní momentem pro toto odvětví bude úspěšné dokončení procesu přijetí novely energetického zákona LEX OZE III. Tato novela zavádí do systému české elektroenergetiky nový typ zařízení – akumulární zařízení, viz [63].

V současnosti lze v ČR efektivně provozovat akumulátor elektrické energie jen pokud je toto zařízení paralelně spojeno s nějakou elektrárnou (formálně je zde zdrojem regulačního výkonu a regulační energie ta samotná elektrárna). Po schválení LEX OZE III by zde nově měly vzniknout podmínky, které umožní ekonomicky výhodnou výstavbu zařízení obsahující jen samotný akumulátor elektrické energie a zařízení pro vyvedení výkonu z ES do daného akumulátoru a naopak.

Vzhledem k jednotné ceně regulačního výkonu a regulační energie pro celé území ČR je výběr vhodné lokality pro akumulární zařízení definován primárně výší nákladů na realizaci tohoto zařízení a velikostí volné (doposud nevyužité) přenosové kapacity místního elektrického vedení. V MSK se nachází mnoho lokalit, kde byl v minulosti vysoký odběr elektrické energie, zatímco dnes je odběr výrazně menší nebo nulový. Takové lokality zahrnují například brownfieldy po bývalých průmyslových provozech nebo průmyslové areály, kde poklesl maximální výkonový odběr v důsledku změn v podnikatelských aktivitách. Díky tomu má MSK vyšší investiční potenciál pro realizaci akumulárních zařízení než jiné části České republiky. Průmyslové oblasti MSK se proto pravděpodobně stanou jednou z preferovaných lokalit pro tento typ investic.

V současné době funguje na území MSK pouze jedno větší zařízení pro akumulaci elektrické energie poskytující služby regulace výkonové bilance v české ES. Jedná se o baterii instalovanou v areálu teplárny Vítkovice (vlastněné a provozované firmou ČEZ Energo, s.r.o.). Toto zařízení má kapacitu 10 MWh a jeho maximální nabíjecí / vybíjecí výkon je 10 MW, viz [64].

S ohledem na výše uvedené skutečnosti v prvním odstavci lze v budoucích letech očekávat rychlý rozvoj tohoto odvětví. Do roku 2030 by tak na území MSK mohla vzniknout zařízení dohromady poskytující regulační výkon až 50 MW s celkovou kapacitou 50 MWh.

Do roku 2050 lze na území MSK očekávat vznik akumulárních zařízení přibližně o sumárním výkonu 1 GW a celkové kapacitě 1 GWh, přičemž přibližně polovina tohoto výkonu a kapacity bude sloužit jako poskytovatel regulačního výkonu a regulační energie pro českou ES.

Výsledek posouzení je následující:

Elektrochemické články představují pokročilou technologii s několika silnými stránkami. Jednou z hlavních výhod je jejich flexibilita a škálovatelnost. Zařízení mohou být využita v různých měřítkách, od malých domácích systémů až po velké

průmyslové aplikace, které se snadno integrují s fotovoltaickými a větrnými elektrárnami. Tyto články umožňují rychlou odezvu a vysokou účinnost při nabíjení a vybíjení, což přispívá ke stabilizaci elektrorozvodné sítě. Podporují decentralizované energetické systémy a mohou pomoci při vyšší penetraci OZE. Technologický vývoj v oblasti elektrochemických článků se neustále posouvá, což přináší zlepšení kapacity, životnosti a bezpečnosti. Navíc je v ČR možné získat veřejnou finanční podporu na pořízení těchto systémů.

Na druhé straně technologie čelí několika slabým stránkám. Pořizovací náklady na bateriové systémy jsou stále vysoké, což může odrazovat investory. V následujících letech se však očekává pokles jejich ceny. Dalším problémem je omezená životnost elektrochemických článků, jejichž kapacita se s časem snižuje, což může vést k potřebě jejich výměny a vyšším nákladům na údržbu a likvidaci. Technologie je také závislá na drahých a environmentálně náročných surovinách, jako je lithium, kobalt a nikl, jejichž dodávky jsou spojeny s geopolitickými riziky.

V oblasti příležitostí lze zmínit rostoucí poptávku po elektřině z obnovitelných zdrojů, která podporuje investice do bateriových akumulátorů. Pokračující výzkum a inovace v technologii elektrochemických článků mohou výrazně zlepšit jejich parametry, jako jsou energetická a výkonová hustota, životnost a bezpečnost. Snížení nákladů na výrobu a podpora ze strany vládních iniciativ a dotací mohou dále posílit možnosti realizace akumulačních systémů. Rozvoj sekundárních trhů, včetně trhu s použitými bateriemi a jejich druhotným použitím, představuje další příležitost.

Mezi hrozby patří technologická konkurence, například ze strany superkapacitorů a vodíkových palivových článků, které mohou omezit růst trhu s elektrochemickými články. Těžba surovin pro výrobu elektrochemických článků může mít negativní ekologické a sociální dopady, což může vést k regulačním omezením a veřejnému odporu. Nedostatečná infrastruktura pro recyklaci a likvidaci článků může způsobit environmentální problémy a zvýšit náklady. Kromě toho změny v regulačním prostředí, jako jsou nové bezpečnostní předpisy nebo omezení těžby surovin, mohou negativně ovlivnit rozvoj této technologie.

5.3.2 Přečerpávací vodní elektrárny

Po provedení komplexního průzkumu plánované investiční aktivity můžeme konstatovat, že ve sledovaném období na území MSK žádná přečerpávací vodní elektrárna nevznikne. Geografická a hydrologická situace na území MSK nedává podmínky pro ekonomicky efektivní výstavbu tohoto typu zařízení pro akumulaci elektrické energie. Toto platí i pro projekty, které by uvažovaly s přestavbou současných akumulačních vodních nádrží s cílem zde vytvořit přečerpávací vodní elektrárnu.

Výsledek posouzení je následující:

Přečerpávací vodní elektrárny nabízí několik silných stránek, které činí tuto technologii hodnotnou pro elektrizační soustavu. PVE přispívají k vyrovnávání zatížení elektrizační soustavy v denním nebo týdenním cyklu, což pomáhá snižovat potřebu regulace z fosilních paliv. Tímto způsobem se také lépe využívají OZE. Dalšími výhodami jsou dlouhá životnost zařízení a nízké provozní náklady.

Nicméně technologie PVE čelí několika slabým stránkám. Proces získávání povolení je složitý a zahrnuje široké spektrum účastníků stavebního řízení, což může prodloužit dobu výstavby. Omezený počet vhodných lokalit a složitý proces hodnocení vlivů na životní prostředí (EIA) představují další výzvy.

Přesto existují významné příležitosti pro PVE. Tato technologie je vhodná pro eliminaci negativních vlivů nestabilních OZE a může být využita v omezené míře na již existujících přehradách, kde je dostatečný tlakový spád pro získání nového regulačního výkonu.

Na druhou stranu PVE čelí také určitým hrozbám. Vysoké počáteční investice a dlouhá doba návratnosti mohou odradit potenciální investory. Klesající objem dešťových srážek může snižovat využitelnost zařízení kvůli zajištění minimálních průtoků na vodních tocích. Dále kolísání hladiny při střídání čerpadlového a turbínového provozu může negativně ovlivnit místní ekosystémy nebo způsobit zvýšenou erozi svahů v přehradních nádržích.

5.3.3 Netradiční způsoby akumulace elektrické a tepelné energie

Z dosavadních úvah vyplývá postupný nárůst výkonu VTE a FVE, který v celoevropském měřítku v určitých obdobích vede, v závislosti na meteorologických podmínkách, k přebytku výroby elektřiny z OZE. Aby byl nárůst výkonu a dodávky elektřiny z těchto intermitentních zdrojů v praxi akceptovatelný, musí být doprovázen odpovídajícím nárůstem výkonu regulačních zdrojů. Potřebu regulačních zdrojů lze snížit i využitím netradičních způsobů akumulace energie.

Transformace přebytků elektrické energie do formy tepla použitelného k vytápění budov a přípravě vody je dalším z ekonomického hlediska přijatelným nástrojem pro zvládnutí nadvýroby / přebytků elektřiny z OZE. Schopnost akumulace tepla přitom hraje důležitou roli, protože je o několik řádů levnější než akumulace elektřiny, a do určité míry dokáže přesunout výrobu tepla v čase na období, kdy je odpovídající spotřeba.

V literatuře i na jednáních různých odborných skupin se zpracovatelé studie setkali mimo jiné i s návrhy netradičních způsobů akumulace tepelné energie, které by se po dotažení jejich vývoje mohly uplatnit v praxi:

- Využití gravitace k akumulaci elektrické energie
- Využití ohřívачů vzduchu/větru pro vysoké pece k akumulaci tepla v denním nebo týdenním cyklu v situaci, kdy některé vysoké pece jsou už definitivně vyřazeny z provozu.
- Využití křemičitého písku k sezónní akumulaci tepla.

Využití gravitace k akumulaci elektrické energie

Jedním z velmi zajímavých projektů akumulace elektřiny je záměr státního podniku DIAMO (ve spolupráci s VŠB-TUO) na realizaci pilotního projektu na skladování / akumulaci elektřiny s využitím gravitace [65]. Jedná se o systém, který vyvinula skotská společnost Gravitricity. Technologie podzemního skladování elektřiny by měla být umístěna v těžní jámě a spočívá ve spuštění a zvedání těžkých závaží. V době, kdy je elektřiny přebytek, tedy většinou v noci nebo při nadprodukcii elektřiny z FVE, vytáhne naviják mnohatunové závaží vzhůru a během energetické špičky ho spustí

dolů a generátor vyrobí elektřinu. Společnost Gravity na svém webu uvádí, že systém má velmi rychlý náběh, na plný výkon se z nuly dostane během sekundy a dostupný výkon lze regulovat rychlostí spouštění. Jeden blok může vyrobit až 2 MWh energie a systémy s více závažími by takto mohly ukládat až 25 MWh energie. Princip je otestovaný na zmenšené verzi technologie v Edinburghu.

Využití ohříváčů vzduchu / větru pro vysoké pece k akumulaci tepla

Pro MSK, jako region s rozšířeným hutním průmyslem, by mohla být myšlenka na využití vyřazených regeneračních ohříváčů vzduchu / větru pro vysoké pece, které dosud bez užitku „zdobí“ brownfieldy hutních závodů, velmi zajímavá. Teplojemná výplň ohříváčů odolává vysokým teplotám. Pracovní teplota ohříváčů vzduchu při provozu vysoké pece dosahovala až 1 300 °C. Vysoká provozní teplota takového akumulátoru signalizuje možnost pojmout velký objem tepelné energie. Technickoekonomické posouzení realizovatelnosti případného pilotního projektu by si vyžádalo samostatnou studii.

Využití křemičitého písku k sezónní akumulaci tepla

Sezónní akumulace do písku je vhodnější pro rodinné nebo malé bytové domy. Pracuje s teplotami 500 až 600 °C. Pískový akumulátor pilotního projektu realizovaného společností Polar Night Energy v areálu energetické společnosti Vatajankoski ve Finsku dokázal pojmout až 8 MWh tepelné energie s topným výkonem cca 100 kW (množství písku bylo 100 t) [66].

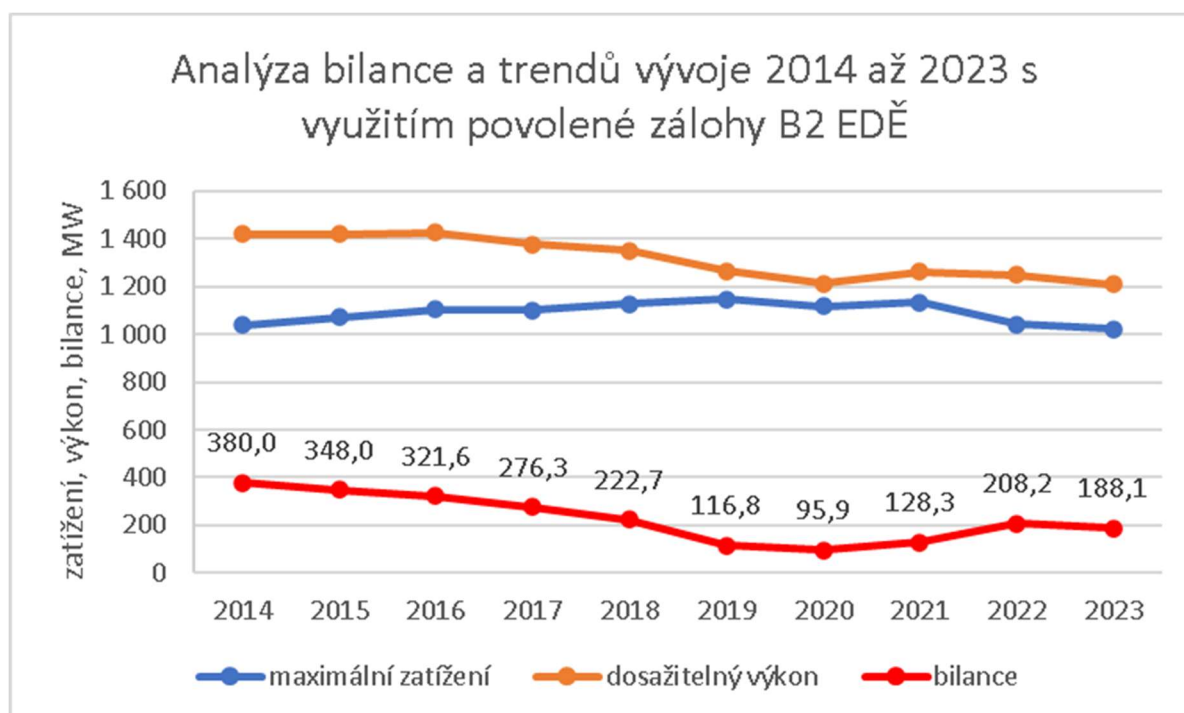
Pozn.: firma PNE plánuje v příštím roce zahájit výstavbu většího úložiště (pískové baterie) o výkonu až 1 000 MWh a topným výkonem až 10 MW. PNE předpokládá toto úložiště opět využívat jako sezónní (viz <https://polarnightenergy.com/sand-battery/>). Firma dosud nabízí cenově dostupné a udržitelné získávání tepla transformací elektřiny z OZE (FVE nebo VTE nebo z RDS při nulové a záporné ceně elektřiny) na stálé teplo k zásobování SZT zejména v sezónním režimu (teplo je možné skladovat při konkurenceschopných parametrech až 7 měsíců, s přijatelnými ztrátami). Firma nabízí kompaktní řešení, s využitím skladovaného tepla dostupným a udržitelným způsobem. Ideální pro malá až středně velká průmyslová zařízení, vytápění prostor nebo SZT. Středně velký vysokoteplotní akumulací systém tepelné energie může mít topný výkon 2 MW s kapacitou 200 MWh. Systém je škálovatelný pro splnění vyšších požadavků na vytápění. Přibližná účinnost celého procesu má být kolem 85 %. Přibližné rozměry pískové baterie: 15 x 12 m. Systém nejen snižuje emise, má také nízké provozní náklady a nabízí snadnou integraci do stávajících SZT. Obdobně firma plánuje nabídku i větší baterie s lepšími parametry pískové baterie: Velký vysokoteplotní systém akumulace tepelné energie s topným výkonem až 10 MW a kapacitou 1 000 MWh; a škálovatelné pro ještě větší nároky na vytápění; s přibližnou účinností systému až 90 % z hlediska nízkých tepelných ztrát. Přibližné rozměry: 30 x 12 m; systém je avizován jako modulární a flexibilní pro snadnou integraci s OZE.

5.4 Vyhodnocení očekávaného scénáře

Vývoj výkonové bilance elektřiny v MSK v nejchladnějším období roku za období 2014 až 2023 a odhad vývoje do roku 2050 je znázorněn v grafech na Obr. 34, resp. Obr. 35 a Obr. 36. Grafy byly zpracovány z dat ERÚ, ČEZ Distribuce, a.s. a rozhodujících výrobců elektrické energie na území MSK. Vývoj instalovaného výkonu zdrojů v období 2014 až 2023 byl zpracován s využitím Ročních zpráv o provozu ES ČR. Navazující odhad vývoje zdrojové základny a spotřeby do roku 2030 byl zpracován na základě informací o záměrech velkých výrobců a spotřebitelů elektřiny v MSK. Odhad vývoje dosažitelného výkonu malých distribuovaných zdrojů elektřiny byl zpracován s využitím extrapolace výsledků lineární regrese za období 2014 až 2023. Výjimečně bylo použito kratší období tam, kde souvislá relevantní data nebyla k dispozici. Podmínkou extrapolace byla relevance dat blízko hodnoty R^2 číslu 1.

Princip výpočtu zatížení vyplývá z definic, se kterými pracuje ERÚ v Ročních zprávách o provozu ES ČR. Celý výpočet výkonové bilance je podrobně popsán v podkapitole 4.2.5.

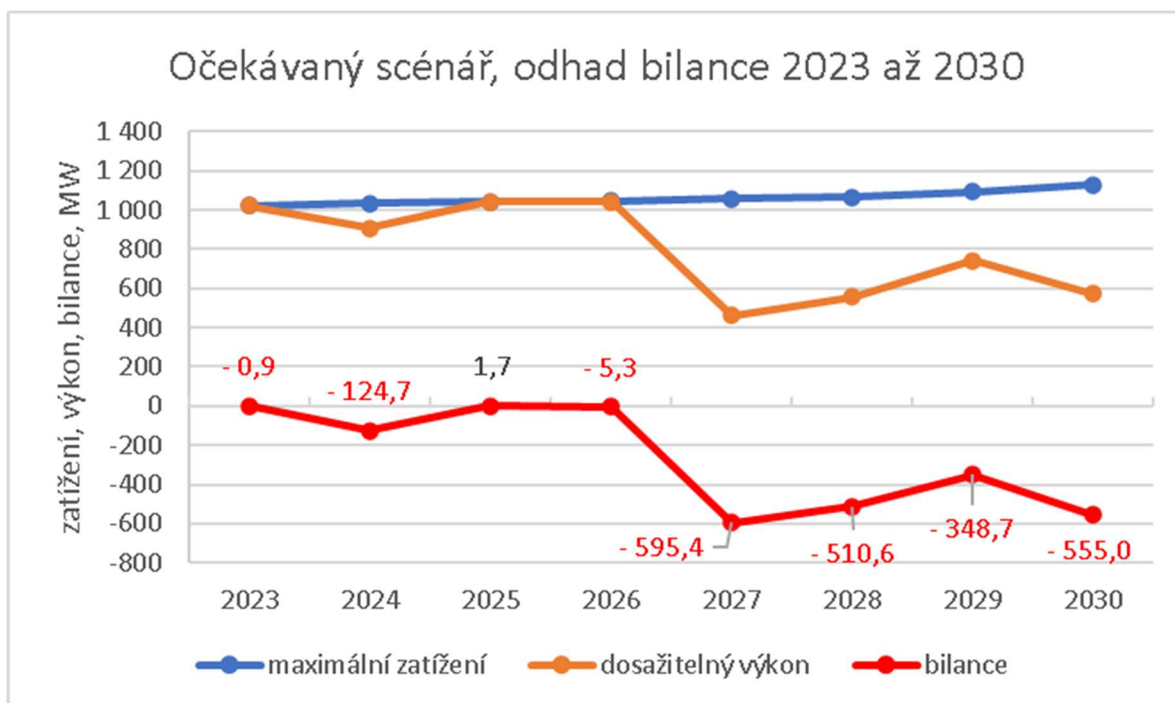
Na tomto místě je potřeba upozornit na to, že skutečná okamžitá hodnota maximálního zatížení bude oproti výpočtu o něco vyšší, protože parametr roční doba trvání maximálního zatížení byl stanoven výpočtem na základě údaje hodinového měření (hodinový průměr).



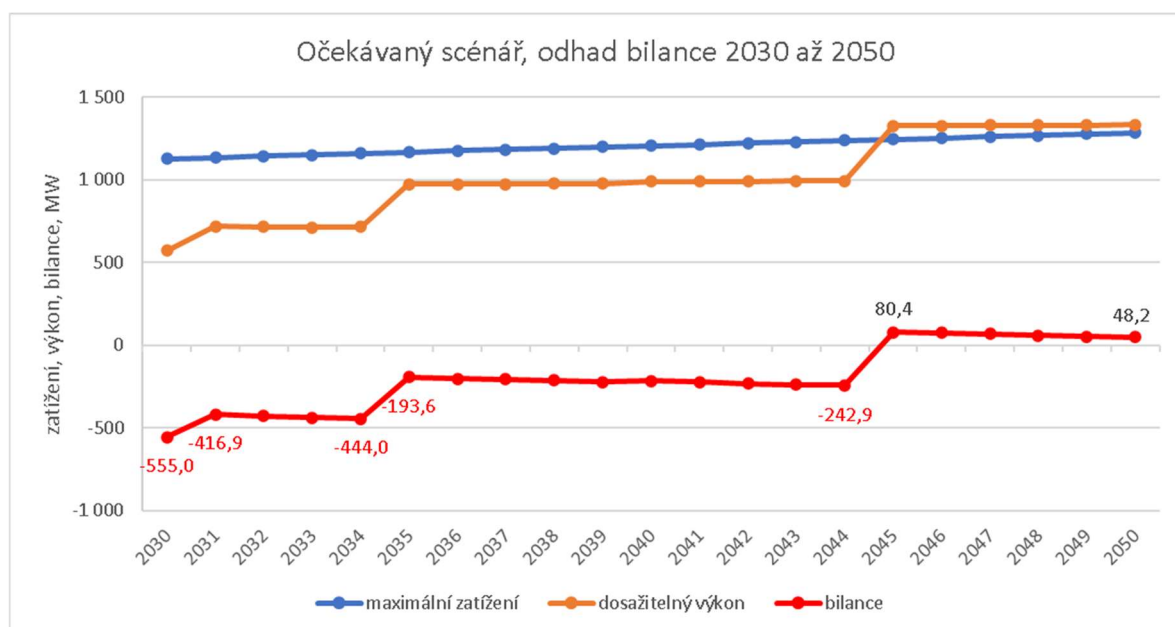
Obr. 34 Bilance dosažitelného výkonu a ročního maxima zatížení ES MSK s B2 EDĚ, zdroj: VŠB-TUO

Z grafu na Obr. 10 vyplývá, že se výkonová bilance elektřiny v MSK dostává do disparity už na konci období 2014 až 2023. Hlavní příčinou bylo odstavení bloku B2 200 MW v EDĚ v roce 2019 do studené zálohy, ale s možností využití max. 1 500 hodin v roce [67]. Pro zachování konzistence dat s ERÚ byl tento blok z bilance vyřazen, ale ve smyslu integrovaného povolení [37] je po dobu 1 500 hodin v roce reálně k dispozici pro pokrytí havarijních případů a případně i špičky zatížení v ES. Skutečnou výkonovou bilanci MSK za období 2014 až 2023 pak lépe vystihuje graf na Obr. 34.

Výpočet zatížení elektrizační soustavy v MSK vychází z dat ERÚ o čisté spotřebě elektřiny v letech 2014 až 2023. Čistá spotřeba elektřiny byla přepočtena na hrubou spotřebu doplněním elektřiny spotřebované na pokrytí ztrát v sítích. Dosažitelný výkon elektráren a tepláren na prahu zdrojů byl vypočten z výroby brutto po odečtení vlastní spotřeby elektřiny na výrobu elektřiny ve zdrojích, vlastní spotřeby elektřiny na dodávku tepla a přímých dodávek elektřiny pro vlastní průmyslovou výrobu.



Obr. 35 Odhad vývoje výkonové bilance elektřiny v zimní špičce do roku 2030, zdroj: VŠB-TUO



Obr. 36 Odhad vývoje výkonové bilance MSK v období 2030 až 2050, zdroj: VŠB-TUO

Výpočet odhadu ročního maxima zatížení v letech 2024 až 2030 a v letech 2030 až 2050 znázorněný v grafech na Obr. 35 a Obr. 36 byl proveden stejným postupem jako za období 2014 až 2023 (graf na Obr. 10). Vychází z odhadu vývoje vstupních dat.

Velkou neznámou při zpracování odhadu budoucího vývoje výkonové bilance byl vývoj v hutním konglomerátu Liberty Ostrava a.s. Společnost TAMEH Czech s.r.o. se v roce 2023 dostala do druhotné platební neschopnosti, a z tohoto důvodu koncem roku odstavila dodávky elektřiny pro Liberty Ostrava a.s. Tento stav je ve studii považován za dočasný vzhledem k zájmu a jednáním o nabídkách na odkup hutní druhovýroby od společnosti Liberty Ostrava a.s. a teplárny od společnosti TAMEH Czech s.r.o. Studie předpokládá, že jednání budou do konce roku 2024 úspěšně ukončena a technologie hutní druhovýroby (válcovny trub a dalších hutních výrobků) se postupně rozjedou.

V případě odstavení 600 MW_e, resp. 800 MW_e EDĚ v roce 2026 bude výkonová bilance MSK od roku 2027 disparitní, a to i přes připravovanou výstavbu paroplynových bloků o výkonu: 62 MW_e v Energetice Třinec, a.s. a 190 MW_e v Elektrárně Třebovice. Výrazné zhoršení disparity v roce 2030 souvisí s realizací Green Werk v TRINECKÝCH ŽELEZÁRNÁCH, a.s.

Bilance se do kladných hodnot (přebytek dosažitelného výkonu) dostane až po zprovoznění druhého plynového bloku zamýšleného společností UCED a časově lokalizovaného do roku 2035.

Definitivní stabilizaci výkonové bilance v kladných hodnotách zajistí až realizace SMR, který předpokládá cca v roce 2045 uvést do provozu společnost ČEZ, a.s. Za předpokladu, že předtím dojde k realizaci všech zamýšlených paroplynových bloků (ENERGETIKA TŘINEC, a.s., ETB a UCED), se zvýší přebytek výkonové bilance v roce 2045 na hodnotu cca 357 MW_e. Tak bude zajištěna i záloha za blok SMR podle kritéria n-1. Za těchto podmínek by bylo možné uvažovat u bloku SMR v EDĚ i s dodávkou tepla pro SZT v blízkém okolí.

Nejhorší situaci z pohledu výkonové bilance mezi zdroji a zatížením lze očekávat v letech 2030 až 2035.

5.4.1 Závěr k očekávanému scénáři

Očekávaný scénář je realizovatelný za podmínek popsaných v předchozím textu. Pro pokrytí odstavené výroby elektřiny z uhlí v MSK je nutno v první řadě urychlit výstavbu paroplynových bloků, pokud to situace na trhu s plynovými turbínami a na trhu se ZP dovolí (ve stejném období bude náhradu uhlí řešit celá řada států na území EU). Definitivní řešení výkonové bilance v očekávaném scénáři umožní až realizace SMR.

Očekávaná disparita mezi zdroji a zatížením v MSK se na druhé straně stane vítanou příležitostí pro investory, kteří disponují potřebným kapitálem a hledají spolehlivé a návratné investice. V zájmu MSK je motivovat takové investory k tomu, aby své investice umísťovali na území MSK.

K překlenutí disparitního období je nezbytné zajistit pohotovost minimálně tří bloků EDĚ po 200 MW_e, a to buď ve formě vynucené studené zálohy nebo ve formě kapacitních mechanismů. Vyjednání kapacitních mechanismů pro ČR a jejich schválení na úrovni EU je důležité vzhledem k prioritnímu a podporovanému přístupu intermitentních zdrojů (VTE, FVE) na elektroenergetický trh, a to především pro investory a budoucí provozovatele paroplynových bloků.

K vyrovnání výkonové bilance MSK mohou významně přispět kromě úspor energie i všechny formy akumulace energie, které pomáhají snížit špičkové zatížení ES ČR,

a tím i roční maximum zatížení. Důležitým doporučením je proto podpora rozvoje akumulčních a hybridních spotřebičů pro vytápění budov a přípravu vody, horkovodních akumulátorů v SZT, bateriových úložišť, netradičních způsobů akumulace popsaných v dílčí kapitole 5.3.3 a zejména podpora rozvoje vodíkových technologií, od nichž se očekává významný příspěvek k vyřešení sezónní akumulace energie.

Zásadní připomínkou je, že podpora by měla směřovat především do inovativních technologií, které by při zavádění do praxe mohly narazit na bariéry vstupu na trh. Překonání tržních bariér pouze vlastními silami inovátorů je obtížné a bez podpory vede často k neúspěchu perspektivních myšlenek a projektů.

Tato studie se nezabývá úsporami elektřiny v MSK, i když jsou její zpracovatelé přesvědčeni, že nejúčinnější energie je ta, která se nemusí vyrobit. Důvodem je to, že předchozí dvě až tři dekády probíhaly především ve znamení hledání energetických úspor, což má samozřejmě logiku. Úsporám energie v celém energetickém dodavatelském řetězci byla věnována zcela mimořádná pozornost včetně státní podpory tam, kde by úspory nebyly samy o sobě ekonomicky návratné. Tam už ta logika tak úplně jasná není, protože by se úspory v principu měly zaplatit samy. Problematické bylo, že hledání energetických úspor se státní podporou bylo pro energetické firmy ekonomicky výhodnější než investice do zásadních inovací, které by posunuly zejména výrobu elektřiny a tepla na novou, kvalitativně vyšší úroveň (např. flexibilní plynové turbíny v režimu KVET, ZEVO, akumulace, využívání odpadní energie z průmyslových procesů, využívání energie prostředí apod.). Nastavený systém podpory vedl k tomu, že se energetické společnosti zaměřovaly na úpravy, zdokonalování a ekologizaci zavedených technologií včetně uhelných, což do značné míry vedlo k jejich zakonzervování. Zpracovatelé této studie se podíleli na celé řadě projektů úspor pro podnikatelské subjekty v energetice, a proto mohou potvrdit, že potenciál úspor se za tu dobu prakticky vyčerpal.

Druhým důvodem, proč se tato studie více nezabývá energetickými úsporami, je skutečnost, že procesy vedoucí ke kontrole, zvyšování energetické účinnosti a snižování ztrát energie, které jsou popsány ve [68], by měly být dnes už rutinně zavedeny u všech významných subjektů energetického trhu jako integrální součást řízení firem ve formě certifikovaných systémů řízení jakosti. Nastavené procesy v systémech jakosti jsou pravidelně auditovány nezávislými auditory a měly by vést ke kontinuálnímu zlepšování energetických procesů v celém dodavatelském řetězci elektřiny a tepla.

Při úvahách o importu elektřiny ze zahraničí jsou často zmiňována technická omezení („úzká“ hrdla) na propojovacích vedeních přenosové soustavy ČR se sousedními státy, které jsou stejně jako ČR členy UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Sdružení pro koordinaci přenosu elektrické energie). UCTE je dobrovolná organizace synchronně propojených energetických soustav. Členy sdružení jsou prakticky všechny státy západní Evropy. Připojeny jsou též země energetické soustavy bývalého bloku socialistických států, které byly dříve sdruženy v propojené středoevropské soustavě CENTREL. Propojeny jsou nejen elektrárny na kontinentu, ale podmorskými výkonovými kabely po dnu kanálu La Manche je spojena i s Velkou Británií.

„Úzká“ hrdla přenosové soustavy ČR v současné době postačují k exportu cca 30 % přebytků vyrobené elektřiny (a to je roční průměr). Podle názoru zpracovatelů této studie bude jejich kapacita dostatečná i v opačném směru, tj. při importu obdobného množství do ČR. Největším problémem by však mohlo být potřebnou elektřinu „dovézt“ právě v období, kdy ji ES ČR bude potřebovat.

ES ČR a její hraniční body jsou kromě exportu a importu elektřiny zatěžovány i nekontrolovanými přetoky elektřiny, které mohou vést k nestabilitě systému. Podle dosavadních zkušeností jsou však v propojené soustavě častější příčinou nestability nerovnováha mezi výrobou a spotřebou zejména v důsledku technicky nezvládnutého importu (např. Itálie), nedostatečné kapacity na hranicích jednotlivých oblastí přenosových sítí (Polsko) a nedostatek regulačních zdrojů (to je bohužel problém, který musí řešit, dle názoru zpracovatelů studie, ČR.). Uvedený problém je v ČR částečně řešen instalací čtyř regulačních transformátorů typu PST (transformátor s řízeným posuvem fáze / s příčnou regulací, anglicky Phase-Shifting Transformer) v rozvodně v Hradci u Kadaně, které ČEPS uvedla do provozu v roce 2017. Jedná se o speciální zařízení, které umožňuje regulovat velikost přetoku elektrické energie mezi dvěma propojenými elektrickými přenosovými soustavami. Tyto regulační transformátory pomáhají zvládat neplánované náporů elektřiny z Německa a zajišťují bezpečný a spolehlivý provoz elektrizační soustavy v Česku. Jejich výstavba stála téměř 1,6 miliardy korun, ušetří ale desítky milionů ročně. Německo zatím řeší nerovnováhu v ES přetoky přes své sousedy. Pokud by byla zdánlivá „úzká“ hrdla v této situaci rozšířena, zvýšilo by to riziko vzniku nerovnováhy v ES ČR.

Respondentní scénář ČEPS, a.s. ve studii [69] využívá data poskytnutá výrobcí nad 10 MW a počítá s tím, že k roku 2030 se stane provoz uhelných elektráren nerentabilním. Po roce 2030 budou uhlí používat pouze menší teplárny a závodní energetiky. Po roce 2025 dochází podle tohoto scénáře ke změně čisté exportní pozice ČR na importní a v roce 2035 počítá s importem elektřiny ve výši cca 14 TWh, tj. 14,2 % očekávané spotřeby.

Progresivní scénář ČEPS, a.s. počítá s úplným odchodem od uhlí (přechod převážně na ZP elektráren, tepláren a závodních energetik) do roku 2030, s vyšším instalovaným výkonem OZE, zejména FVE a VTE, a s rozsáhlejší elektrifikací dopravy, průmyslu a vytápění. Scénář rovněž uvažuje po roce 2025 se změnou čisté exportní pozice ČR na importní. V letech 2030 a 2035 se podíl salda na spotřebě elektřiny pohybuje nad 20 %. I přes dostavbu nových jaderných bloků dosahuje v roce 2040 výše importu dvojnásobku ve srovnání s Respondentním scénářem, což je způsobeno potřebou pokrýt rostoucí poptávku po elektřině. Importy elektřiny po roce 2030 přesahují 15 TWh [69].

Dne 7. 4. 2024 bylo uvedeno do provozu nové zdvojené vedení V403/803 přenosové soustavy o napětí 400 kV mezi transformovny Prosenice a Nošovice jako náhrada původního jednoduchého vedení V403. Prochází přes Olomoucký, Zlínský a MSK. Cílem je zvýšení přenosové schopnosti vedení a posílení bezpečnosti a spolehlivosti dodávek elektrické energie v uvedených regionech [70]. Zdvojení původního vedení V403 spojené s významným zvýšením jeho kapacity potvrzuje, že provozovatel přenosové soustavy ČEPS, a.s. má podobný názor na očekávaný vývoj výkonové disparity MSK jako zpracovatelé této studie.

ČEPS, a.s. nemůže ovlivnit investiční rozhodování nezávislých výrobců elektřiny, jejichž výhledové záměry byly do obou scénářů zpracovány. Protože odpovídá za rovnováhu mezi výrobou a spotřebou v ES ČR, snaží se řešit očekávanou výkonovou disparitu v MSK svými prostředky a umožnit tímto způsobem koncovým spotřebitelům v MSK import elektřiny ze zdrojů mimo MSK i mimo ČR.

Modelování potřeby podpůrných služeb ve studii ČEPS, a.s. potvrdilo, že ES ČR nebude soběstačná v období po roce 2025 až do roku 2040 ani v podpůrných službách (PpS). Po roce 2040 se situace může ještě zhoršit. Přestože scénáře ČEPS, a.s. počítají s nárůstem flexibility na straně spotřeby (což v podstatě představuje řízené omezování, respektive regulaci spotřeby), bude muset ve sledovaném časovém horizontu do roku 2040 ES ČR počítat se zahraniční výpomocí v rámci zálohy pro automatickou regulaci frekvence (Frequency Containment Reserve, FCR) a v rámci zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy (Frequency Restoration Reserve, FRR). Přitom je nutné si uvědomit, že regulační výkon potřebný pro udržování rovnováhy se nepodílí na pokrývání spotřeby v ES ČR.

Popsaný negativní výhled elektroenergetiky ČR podle názoru zpracovatelů této dopadové studie nezajišťuje bezpečnost dodávek elektřiny v ČR. To se plně projeví i v MSK. Důsledkem takto popsaného vývoje elektroenergetiky ČR by v kontextu očekávaného vývoje elektroenergetiky u našich sousedů a v rámci celé EU bylo omezení rozvoje prakticky ve všech sektorech národního hospodářství. Přímou si to protiřečí v otázkách elektrifikace decentralního vytápění a elektromobility. Zpracovatelé této dopadové studie považují takový vývoj za nepřijatelný. Lze konstatovat, že aktualizovaná studie ČEPS, a.s. [69] podporuje hlavní závěry a doporučení dopadové studie.

Analýza cenového vývoje scénářů podle aktualizovaného hodnocení zdrojové přiměřenosti ČEPS, a.s. ukazuje, že dovoz elektřiny může přispět ke snížení velkoobchodních cen silové elektřiny, nikoliv však regulované složky elektřiny, která bude zřejmě dlouhodobě narůstat, vzhledem k rozvíjení potřebných vlastností regionálních distribučních soustav ve prospěch jejich snadnějšího a kvalitnějšího řízení.

Otázkou je, jaký prospěch přinesou inovativní, chytré sítě všem koncovým zákazníkům. Zdá se, že pokud nebudou zavedena vhodná regulační pravidla využití vyváženého energetického mixu, budou profit sklízet jen určité skupiny zákazníků a současně i malých producentů elektřiny z OZE v ČR během letního období. V zimním období však v některých hodinách dochází a bude docházet k vyčerpání všech dostupných zdrojů v Evropě, což vede, a i do budoucna povede až k nedodávce elektřiny i při využití potenciálu řízení spotřeby s velmi vysokou cenou. Citlivostní analýza ukazuje, že nepříznivé počasí může přinést další zhoršení situace, které by mohlo vést k vážným problémům s přiměřeností soustavy. Proto je nezbytné budovat nové flexibilní výrobní zdroje, které zabrání možné nedodávce elektřiny v klimaticky citlivých obdobích roku, a zároveň zlepšovat energetickou účinnost [69]. Tyto závěry studie ČEPS, a.s. potvrzují, že spotřebitelé elektřiny v MSK nemohou spoléhat na výpomoc z ostatních krajů ČR. Zdá se také, že se v dalších letech deficitu energetických zdrojů může elektroenergetická soustava dostávat do složitých situací, které si vyžadají uplatnění pravidel regulace deficitní soustavy.

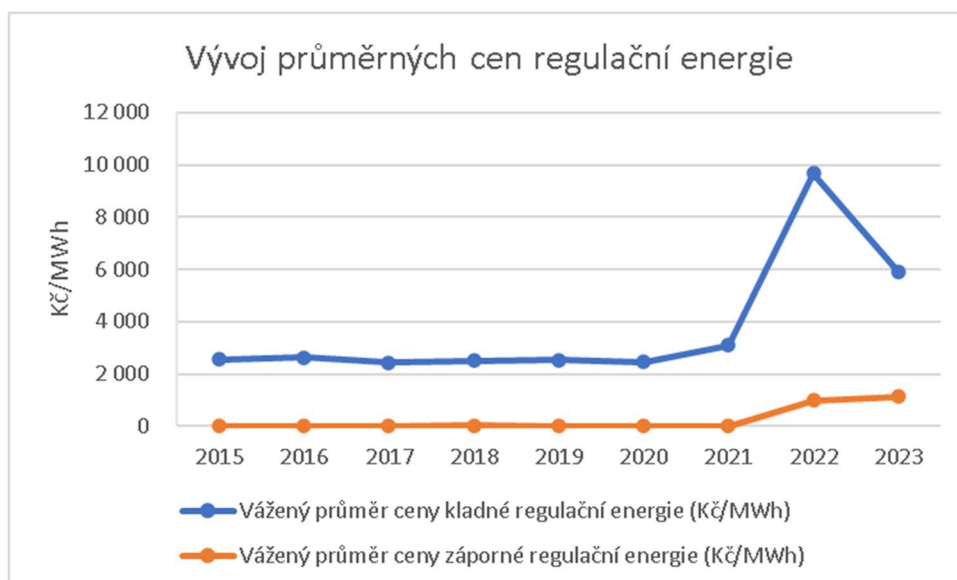
Z diskusí s klíčovými výrobci elektřiny v MSK dále vyplynula jako podstatná podmínka (kromě pokrytí nákladů spojených s nevyužíváním nebo nízkým využíváním zdrojů) **především udržení kvalifikace obslužného personálu** u bloků využívajících kapacitní mechanismy nebo převedených do studené zálohy.

Předpokládaný rozvoj podporovaných intermitentních zdrojů elektřiny (VTE, FVE) v očekávaném scénáři je v relaci se současným trendem růstu jejich instalovaného výkonu. Po počátečním boomu velkých FVE, postavených v řadě případů na úrodné půdě, došlo postupně k vystřízlivění a v současné době jsou podporovány hlavně malé instalace FVE na střechách budov. Spolu s narůstajícím množstvím VTE představují FVE tzv. „rozptýlenou“ výrobu připojenou k distribučním sítím tak, aby bylo možné racionálně využívat přebytky lokální výroby elektřiny, pro kterou není v dané lokalitě v období přebytku výroby využití. Důsledkem toho je, že se OZE čím dál více podílejí na růstu fixní části ceny elektřiny u konečného spotřebitele. Dochází k tomu několika způsoby:

1. Okamžitý výkon FVE a VTE závisí na meteorologických podmínkách a u FVE ještě navíc na denní době. Udržování rovnováhy v ES je proto mnohem obtížnější, než tomu bylo dříve v podmínkách uhelné a jaderné energetiky. OZE mají navíc garantovaný přednostní přístup k elektrizační síti. Udržování rovnováhy mezi výrobou a spotřebou v ES v každém okamžiku za těchto podmínek vyvolává zvýšenou potřebu regulačního výkonu, který jsou v současné době schopny poskytovat pouze plynové, vodní a uhelné elektrárny ve spolupráci s přečerpávacími vodními elektrárnami. Regulace jaderných elektráren je ekonomicky velmi nevýhodná, takže je použitelná pouze ve velmi malém rozsahu (JE mají také certifikaci některých podpůrných služeb).

Ztrátový nemůže být ani provoz regulačních elektráren, které musí fixní náklady rozdělit na mnohem menší výrobu regulační energie ve srovnání s klasickou výrobou na diagram dodávky. Nízké využití regulačních elektráren tak má za následek vysokou cenu jejich regulační energie, která je součástí platby za systémové služby ve fixní části ceny elektrické energie pro konečnou spotřebu. Vývoj průměrné ceny regulační energie v ČR je znázorněn v grafu na Obr. 28. Rychlý nárůst průměrné ceny regulační energie v posledních letech je způsoben dvěma faktory:

- růstem průměrné ceny elektřiny (růst ceny emisních povolenek, zvyšující se vliv plynových elektráren na stanovení zúčtovací ceny na trhu),
- zvyšujícím se podílem intermitentních zdrojů ve zdrojovém mixu elektřiny v ČR.



Obr. 37 Vývoj průměrných cen regulační energie v ČR, zdroj: OTE, a.s., vlastní zpracování VŠB-TUO

Přitom je nutno zdůraznit fakt, že ČEPS, a.s. se snaží náklady na udržování rovnováhy v ES ČR opravdu minimalizovat tvrdým tlakem na dodavatele PpS. Na rozdíl od veřejných trhů s elektřinou, kde se zúčtovací cena elektřiny řídí nejdražší akceptovanou nabídkou, poskytovatel regulační energie (v rámci PpS) dostane zapláceno podle nabídkové ceny, ne podle ceny nejdražší akceptované nabídky. Druhým podstatným faktorem, který tlačí na snížení ceny regulační energie, je podpora konkurence. V praxi to znamená, že rozsah akceptovatelných poskytovatelů podpůrných služeb ve srovnání s rokem 2001, kdy se trh s PpS otevřel, se významně rozšířil. ČEPS, a.s. v souladu s vyvíjejícími se technickými možnostmi kontroly plnění závazků poskytovatelů PpS postupně zaváděl nové služby jako např. snížení příkonu na straně spotřeby a rozšíření možností agregace malých výkonů (viz Opatherm), bateriová úložiště apod.

2. Celá ES ČR byla historicky vybudována tak, aby optimálně vyhovovala toku elektřiny od centrálních zdrojů ke konečné spotřebě. Druhou rychle rostoucí položkou fixní části ceny elektřiny pro konečné spotřebitele jsou regulované náklady (schválené ERÚ) na investice do distribučních sítí, které musí být připraveny i na opačný tok elektřiny, než tomu bylo v minulosti. Proto si růst decentralizované zdrojové základny OZE v obdobích do roku 2030 a do roku 2050 vyžádá významné investice do rekonstrukce a posílení zejména distribučních sítí elektřiny.

Pozn.: Pro tento významný rozvoj bude rozhodující způsob regulace ze strany ERÚ. A to tak, že i když cenu za rozvoj sítí zaplatí koncoví zákazníci, všichni spotřebitelé, důležité bude rozložení vynaložených nákladů v čase tak, aby zákazníkům nerostla regulovaná složka ceny za elektřinu způsobem, že chudší skupiny zákazníků zatlačí až do pásma vyvolávajícího růst energetické chudoby.

3. Další položkou nárůstu fixní části ceny elektřiny je platba za OZE. Jsou to v podstatě náklady na investiční a provozní dotace rozpočtené na spotřebovanou elektrickou energii v konečné spotřebě.

Rostoucí náklady spojené s rozvojem OZE by mohly ohrozit jejich expanzi. Proto jsou hledány další způsoby, jak rostoucí náklady omezit a snížit dopady na růst ceny

elektřiny pro konečného spotřebitele. Prvním z těchto opatření jsou aukce, druhým komunitní energetika. Dosavadní zkušenosti s aukcemi nejsou jednoznačné. V řadě případů se nepodařilo aukce naplnit vhodnými projekty a uskutečnit. Komunitní energetika je teprve v začátcích a její přínos bude možno hodnotit až s určitým odstupem. Rizikem lokálních zdrojů OZE, a tedy i komunitní energetiky, je nižší využívání distribučních sítí. To způsobuje, že fixní náklady sítě se rozpočítávají na menší objem přepravené elektřiny, než by tomu bylo bez těchto zdrojů.

Jednou z cest, jak přínosy moderní energetiky představit i obyvatelům městských aglomerací, by mohlo být zavedení opatření, která by zvýšila bezpečnost dodávek elektřiny, do běžné praxe distributorů elektřiny. Tyto techniky však distributoři dosud příliš nevyužívají. Podporu OZE a výhodu prakticky nulových variabilních nákladů tak mohou v současné době využívat spíše vlastníci nemovitostí, a tedy i občané vlastníci rodinné domy. Konečný spotřebitel elektřiny, který nemá takové možnosti, nese veškeré náklady transformace elektroenergetiky bez významného profitu. Proto se zpracovatelé studie domnívají, že obavy z růstu cen elektřiny jsou spíše namístě.

5.4.2 SWOT analýza očekávaného scénáře v letech 2023 až 2030

Analýza SWOT je zaměřena na rozbor odhadu vývoje výkonové bilance elektřiny v MSK v období 2023 až 2030 podle očekávaného scénáře. Podkladem pro analýzu je graf na Obr. 35 včetně příslušných komentářů.

Tab. 39 SWOT analýza pro očekávaný scénář v letech 2023 až 2030, Zdroj: VŠB-TUO

Silné stránky	Slabé stránky	Příležitosti	Hrozby
Účinné sítě SZT v průmyslových aglomeracích MSK, které umožňují využívat KVET k efektivní výrobě elektřiny (a tepla)	Váhání vlády se zahájením jednání o kapacitních mechanismech v ČR pro přechodné období	Časově omezený kapacitní mechanismus pro tři bloky EDĚ po 200 MW, který by vyřešil problém disparitní bilance MSK v přechodném období	Zvýšený zájem o moderní nízkoemisní technologie může při omezených výrobních kapacitách snížit jejich dostupnost a zvýšit cenu
Ověřená schopnost agregovat malé kogenerační zdroje na ZP za účelem poskytování regulačního výkonu pro služby výkonové rovnováhy (SVR) ČEPS, a.s.	Složitá a časově náročná jednání o kapacitních mechanismech na úrovni EU	Zařazení čtyř bloků EDĚ do kapacitních mechanismů by vyřešilo bilanci i zálohu n-1	Rozhodnutí investorů investovat do nových plynových a paroplynových turbín mimo MSK může způsobit závislost MSK na importu elektřiny
Konkrétní záměry investorů do nízkoemisních (plynové a paroplynové elektrárny a teplárny) a bezemisních zdrojů elektřiny MSK (SMR)	Závislost MSK na importu elektřiny	Férová a účinná osvětlová kampaň na podporu SMR a ZEVO (bude nezbytné překonat předsudky a dezinformace ekologických i konzervativních aktivistů a odpůrců)	Nezařazení EDĚ do kapacitních mechanismů v případě úspěšného jednání ČR s EU může způsobit závislost MSK na importu elektřiny

Možnost MSK čerpat podporu z fondu spravedlivé transformace/operační program Spravedlivá transformace, výzkum a vývoj sezónní akumulace energie do vodíku	Převažují instalace nejlevnějších tepelných čerpadel s nízkým topným faktorem	Energetické využití vyříděného komunálního odpadu, výstavba ZEVO čím dříve tím lépe	Fluktuační obsluhu personálu a/nebo snížení jeho kvalifikace může snížit pohotovost elektráren při studené konzervaci
Zkušený technický a provozní personál v elektrárnách a teplárnách umožňující kvalifikovanou přípravu a realizaci modernizačních projektů	Malý zájem studentů o technické studijní obory vč. energetiky povede k nedostatku technického personálu pro přípravu a realizaci energetických projektů v MSK	Zvýšení podpory tepelných čerpadel s vysokým topným faktorem by pomohlo snížit zatížení v zimní špičce	Energetika může být postižena nízkým zájmem studentů o technické obory
Politická podpora MSK		Podpora studentů technických odborů a spolupráce s nimi již v době studia (osvědčené koncepty IT a armády)	Nedostatek elektřiny a regulace spotřeby může omezit průmyslové aktivity a tím i zaměstnanost v MSK
		Osvěta veřejnosti a propagace energetiky jako klíčového oboru fungování a bezpečnosti země	Očekávané zvýšení ceny emisních povolenek může ohrozit výstavbu nových plynových zdrojů
		Motivace investorů k umístění nových plynových elektráren na území MSK	Nedostatek elektřiny a/nebo nedostatečná kapacita distribučních sítí by zpomalily přechod lokálního vytápění na tepelná čerpadla a rozvoj elektromobility
		Podpora urychlené výstavby nových plynových zdrojů s KVET přednostně v oblastech s velkou spotřebou tepla umožní maximální využití synergických efektů mezi teplárenstvím a elektroenergetikou	Snížená dostupnost zemního plynu (nabídka, kapacita dopravních sítí) v přechodném období do najejí SMR může způsobit nedostatek elektřiny spojený s nárůstem cen a regulací spotřeby

Výše uvedená SWOT analýza zmiňuje dvě hrozby a jednu slabou stránku vztažené k prvku s tvůrčím potenciálem v procesním modelu systému energetiky v MSK, kterým je nebo by měl být člověk (zaměstnanec anebo potenciální zaměstnanec) v energetice podniků v MSK. Studie se ve svých zjištěních, analýzách a pokusech zaměřuje také na tuto personální stránku, což je patrné i v hrozbách a slabých stránkách SWOT analýz.

5.4.3 SWOT analýza očekávaného scénáře v letech 2030 až 2050

Podkladem pro SWOT analýzu je graf na Obr. 36 včetně příslušných komentářů.

Tab. 40 SWOT analýza pro očekávaný scénář v letech 2030 až 2050, Zdroj: VŠB-TUO

Silné stránky	Slabé stránky	Příležitosti	Hrozby
Účinné sítě SZT v průmyslových aglomeracích MSK, které umožňují využívat KVET pro efektivní výrobu elektřiny (a tepla)	Závislost MSK na importu elektřiny	Schválení časově omezeného kapacitního mechanismu pro tři bloky EDĚ po 200 MW by vyřešilo problém disparitní bilance MSK v přechodném období	Lze očekávat zvýšený zájem o moderní bezemisní technologie jako je SMR, který by mohl při omezených výrobních kapacitách snížit jejich dostupnost a zvýšit cenu
Ověřená schopnost agregovat malé kogenerační zdroje na zemní plyn za účelem poskytování regulačního výkonu pro služby výkonové rovnováhy (SVR) ČEPS, a.s.	Dosud nspecifikovaný schvalovací proces na úrovni ČR (a EU) představuje rizika pro hodnocení a schvalování projektu	Zařazení čtyř bloků EDĚ do kapacitních mechanismů by vyřešilo bilanci i zálohu n-1	Nezařazení EDĚ do kapacitních mechanismů v případě úspěšného jednání ČR s EU může způsobit závislost MSK na importu elektřiny a/nebo regulaci spotřeby
Robustní přenosová síť ČR umožňující transfer elektřiny z jiných krajů nebo ze zahraničí.	Dlouhá doba do realizace bezemisních SMR na území MSK	Kvalitní příprava legislativy a infrastruktury pro bezproblémový nájezd SMR	Rozhodnutí investorů investovat do nových plynových a paroplynových turbín mimo MSK může způsobit závislost MSK na importu elektřiny
Záměry na další posílení zdrojové základny o nízkoemisní paroplynové zdroje v letech 2030 až 2035, které budou pracovat na principu KVET		Férová a účinná osvětlová kampaň na podporu SMR a ZEVO (bude nezbytné překonat předsudky a dezinformace ekologických i konzervativních aktivistů a odpůrců)	Prodlužování schvalovacího procesu pro SMR v EU a v ČR může způsobit závislost MSK na importu elektřiny a/nebo regulaci spotřeby
Konkrétní a vážný záměr na realizaci SMR, který uzavírá bilanci elektřiny do kladných hodnot bez asistence uhelných elektráren a může pracovat i v režimu KVET		Podpora studentů technických odborů a spolupráce s nimi již v době studia (osvědčené koncepty IT a armády)	Komerční nedostupnost SMR na evropském trhu může způsobit závislost MSK na importu elektřiny a/nebo regulaci spotřeby
Zahájení všech nezbytných příprav a procesů pro schválení stavby SMR v areálu EDĚ v předstihu umožní v budoucnu		Podpora urychlené výstavby nových plynových zdrojů s KVET přednostně v oblastech s velkou spotřebou tepla umožní maximální	Akce ekologických a konzervativních aktivistů ke zpomalení nebo zablokování schvalovacího procesu při přípravě legislativy a při schvalování

Silné stránky	Slabé stránky	Příležitosti	Hrozby
zkrátit povolovací proces.		využití synergických efektů mezi teplárenstvím a elektroenergetikou	konkrétních projektů (SMR a ZEVO) mohou vést k závislosti MSK na importu elektřiny a/nebo k regulaci spotřeby
Vyvážený mix obnovitelných, bezemisních a pružných regulačních zdrojů na ZP v MSK dosažitelný kolem roku 2045		Výstavba elektrokotlů a zavedení technologií akumulace tepla by snížily potřebu regulačních zdrojů a umožnily lépe zvládat přebytky výroby elektřiny z OZE	Zvýšená závislost MSK a celé ČR na importu elektřiny povede k dalšímu zvýšení cen elektřiny v důsledku odstavení uhelných elektráren včetně německých JE
Politická podpora MSK			Energetika může být postižena nízkým zájmem studentů o technické obory a tím i nedostatkem personálu pro přípravu, realizaci, provoz a údržbu nových zdrojů
			Nedostatek elektřiny může omezit průmyslovou výrobu a tím i zaměstnanost v MSK
			Očekávané zvýšení ceny emisních povolenek může ohrozit i výstavbu nových plynových zdrojů
			Nedostatek elektřiny a/nebo nedostatečná kapacita distribučních sítí by zpomalily přechod lokálního vytápění na tepelná čerpadla a rozvoj elektromobility
			Snížená dostupnost zemního plynu (nabídka, kapacita dopravních sítí) v přechodném období do najejí SMR může způsobit nedostatek elektřiny spojený s nárůstem cen a regulací spotřeby

5.4.4 Posouzení relevantnosti výstupů scénářů DS1

Dopadová studie odchodu od energetického spalování uhlí v Moravskoslezském kraji (DS1) pracovala se třemi scénáři – plynový scénář, jaderný scénář a scénář OZE.

Úkolem plynového DS1 [48] bylo posoudit technickou proveditelnost náhrady uhlí ZP v SZT, kdy cílovým rokem ve všech variantách scénáře byl rok 2030. Realizovatelnost plynové varianty pro SZT byla potvrzena za předpokladu výstavby nových plynových bloků se spalinovými kotli na odpadní teplo z plynových turbín. DS1 se prioritně zabývala především dopadem plynofikace centrálních zdrojů SZT na zásobování obyvatelstva MSK tepelnou energií. Nezabývala se bilancí elektrické energie. Přesto by realizace DS1, díky navrhované výstavbě moderních plynových turbín s odběrem tepla, vedla ke zvýšení výroby elektřiny, a tím i ke zvýšení přebytku dosažitelného výkonu MSK ve srovnání se zatížením elektrizační soustavy.

Studie neřešila náhradu instalovaného elektrického výkonu EDĚ, která byla vyprojektovaná pro spalování černého uhlí. Nezávislost dodávek tepla na provozu EDĚ pro Dětmárovice, Orlovou a Bohumín byla řešena kombinací plynové kogenerační jednotky a plynových kotlů.

Dílčí závěr k plynovému scénáři DS1:

Kompatibilita plynového scénáře DS1 s touto studií je tudíž jen částečná a vztahuje se pouze na teplárny dodávající teplo do SZT.

Jaderný scénář DS1 se zabývá posouzením možností výroby tepelné energie z jaderných reaktorů v MSK. V tomto směru navrhuje náhradu významné části uhelných zdrojů SMR ve velkých SZT v MSK. Ze tří variant Jaderného scénáře byla v kapitole 2 vyhodnocena jako optimální náhrada uhelných zdrojů jadernými zdroji v podobě varianty J3 (SMR + EBL).

Jako potenciální lokality vhodné pro umístění SMR byly vybrány lokality EDĚ a ETB. Jaderný scénář perspektivně předpokládal u několika menších lokalit zásobování teplem z plánované / uvažované jaderné elektrárny v Blahutovicích. Dodávka elektrické energie ze zdrojů SMR umístěných v lokalitách EDĚ a ETB byla odhadnuta na 4 730 GWh, což je více než polovina odhadované spotřeby elektřiny v roce 2050. Z tohoto pohledu lze jednoznačně konstatovat, že realizace SMR v těchto dvou lokalitách by definitivně vyřešila bilanci MSK v elektřině řádově na desítky let dopředu.

Realizovatelnost těchto projektů je podmíněna celou řadou geologických průzkumů, které by měly potvrdit vhodnost lokality pro umístění SMR. V případě EDĚ je geologický průzkum v pokročilém stadiu a podle dosavadních výsledků nic nebrání umístění SMR v této lokalitě. V případě ETB dosud nebyl geologický průzkum lokality zahájen. Vzhledem k tomu, že se ETB nachází v těsném sousedství bývalého dolu Jan Šverma, nelze i přes existenci chráněného ohradníku pod elektrárnou realisticky očekávat, že geologický průzkum potvrdí možnost výstavby SMR na tomto území.

Scénář OZE byl zpracován s cílem provést analýzu současného stavu ve využívání OZE v MSK a měl za úkol ověřit a případně navrhnout, zda a jak je možné do budoucna postupně navýšit zapojení OZE do energetického mixu MSK. S ohledem na specifickou využití těchto zdrojů energie se scénář zabývá využitím OZE jak v teplárenství, tak v elektroenergetice. Scénář primárně vycházel z dat za rok 2017, přičemž v některých případech využíval i aktuálnější data.

Potenciál VTE v MSK je odhadován v rozmezí 330 až 961 MW, ÚEK odhaduje potenciál velkých VTE na 400 MW do roku 2044. Potenciál FVE v MSK není ve studii kvantifikován. V případě vodní energie je potenciál MSK odhadován v rozmezí 3,2 až 10 MW.

V závěru scénáře OZE je konstatování, že technologie VE, FVE a VTE jsou v současné době v MSK využívány k výrobě elektřiny pouze okrajově s tím, že potenciál jejich rozvoje kromě decentralizovaných instalací spočívá zejména na územích v minulosti silně ovlivněných těžbou uhlí a ve využívání brownfieldů. Pro nedostatek podrobnějších informací o KVET a tepla z biomasy neuvádí konkrétní data ani v této oblasti.

Hodnocení relevantnosti výstupů plynového a jaderného scénáře při respektování podmínek stanovených v podkapitole 5.4.1. DS1 podle názoru zpracovatele této studie potvrzuje správnost volby a realizovatelnost očekávaného scénáře popsaného v této studii. Přestože se v očekávaném scénáři odhaduje k roku 2050 nárůst instalovaného výkonu zhruba na dvojnásobek ve srovnání s rokem 2023 (z 28 na 56 MW), nepotvrzují výstupy očekávaného scénáře potenciál VTE identifikovaný v DS1. Potenciál VTE ve studii DS1 byl stanoven čistě teoreticky jako potenciál z hlediska znalostí o proudění vzduchu. Nebere tudíž v úvahu reálné problémy vznikající při přípravě a realizaci staveb včetně aktivity místních občanských sdružení, kapacitních možností ve výrobě a při montáži, dodavatelsko-odběratelské vztahy a kapacity distribuční sítě.

Nízký odhad v očekávaném scénáři může být ovlivněn tím, že vychází z historických dat, kdy VTE na území MSK nezaznamenaly příliš výrazný rozvoj. Výpočet odhadu na rozdíl od potenciálu v DS1 vychází z desetileté časové řady (2014 až 2023), která zachycuje skutečný vývoj a dosavadní trend výstavby VTE v reálné situaci včetně všech problémů, které se při realizaci vyskytují. Pro přiblížení se k potenciálu podle DS1 by se musela násobně změnit dynamika výstavby VTE v MSK, což se v praxi velmi pravděpodobně nedá očekávat.

Potenciál FVE není v DS 1 kvantifikován. Očekávaný scénář tak rozpracovává a prohlubuje obecnou charakteristiku vývoje FVE v DS1.

Očekávaný scénář VE předpokládá stagnaci instalovaného výkonu vodních elektráren vzhledem k tomu, že jejich potenciál na území MSK je téměř vyčerpán, a protože se proti realizaci nových přehradních nádrží staví vlivná ekologická a občanská sdružení, která předkládají státní správě vlastní návrhy na řešení regulace vodních toků. Dokáží tak dlouhodobě blokovat výstavbu nových přehrad. Nedávné povodně v MSK způsobily velké škody na majetku států a občanů. Dá se proto očekávat, že se prognóza očekávaného scénáře v budoucnu může změnit. Změna se může pohybovat řádově v jednotkách MW, což zásadně neovlivní celkový pohled na výkonovou bilanci MSK v elektřině.

DS1 z důvodu nedostatku podkladů nspecifikuje potenciál výroby elektřiny z biomasy. Odhad podle očekávaného i extrémního scénáře v této studii předpokládá stagnaci výroby elektřiny z biomasy do roku 2050.

6 Extrémní scénář vývoje bilance elektřiny v MSK

Cílem této kapitoly je naplnit extrémní scénář daty, provést rozbor očekávaného vývoje výkonové bilance a navrhnout opatření, která by umožnila udržet alespoň vyrovnanou výkonovou bilanci MSK v časových horizontech do roku 2030 a do roku 2050.

Extrémní scénář zahrnuje mj. elektrifikaci vytápění budov ve formě tepelných čerpadel jako téměř úplnou náhradu za lokální vytápění uhlím a zemním plynem, developerské projekty, rozsáhlou elektrifikaci místní a veřejné dopravy a energetické technologie, které jsou již známé, ale nejsou v současné době komerčně dostupné. Některé z těchto představ jsou z dnešního pohledu těžko představitelné, protože neberou ohled na konkurenceschopnost průmyslu a na ekonomickou únosnost pro běžnou populaci.

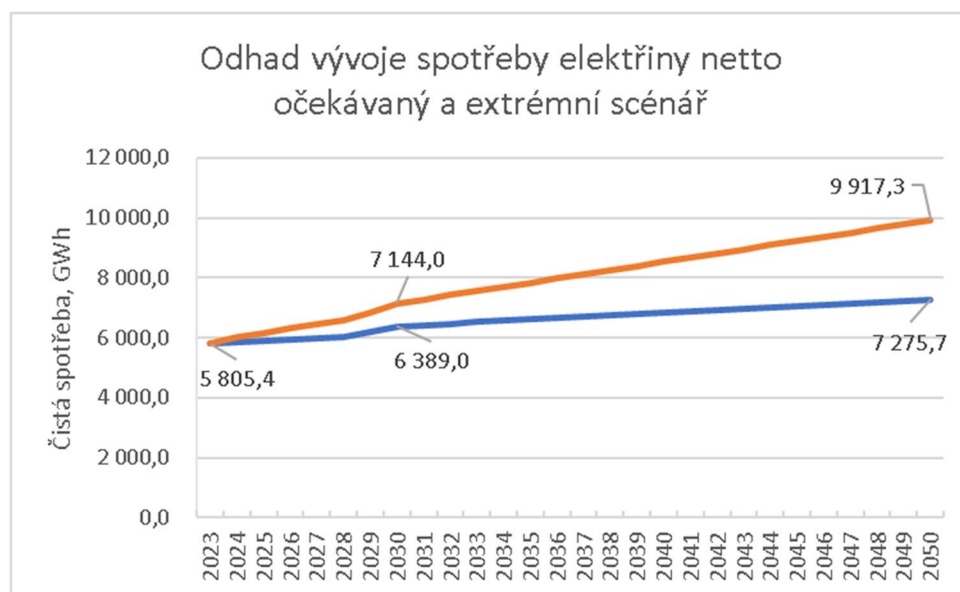
Kompletní realizace extrémního scénáře v časovém horizontu do roku 2050 je díky jeho neprovázanosti na disponibilní zdroje bezemisní elektřiny, dle názoru zpracovatele této studie, málo pravděpodobná. Vývoj výkonové bilance při realizaci všech kroků extrémního scénáře je znázorněn v analytické části této kapitoly.

6.1 Spotřeba elektrické energie

6.1.1 Spotřeba elektřiny netto

Základem pro výpočet odhadu vývoje spotřeby elektřiny netto v extrémním scénáři byla data ERÚ z Roční zprávy o provozu elektrizační soustavy ČR za rok 2023. Podobně jako v očekávaném scénáři byla pro odhad vývoje použita data o čisté spotřebě podle druhu odběru. Vyhodnocení po jednotlivých úrovních dodávky a za čistou spotřebu jako celek za období 2014 až 2023 neposkytovalo data s přijatelnou relevancí. Po očištění souboru dat o nesystémový vliv dopadů pandemie Covid (roky 2020 a 2021) se relevance dat dostala na úroveň 0,946, která je považována za dostatečnou ke stanovení odhadu vývojových trendů.

Základní vývojový trend stanovený extrapolací dat lineární regrese za období 2014 až 2019 byl doplněn přírůstkovou metodou o sumární přírůstky vytápění se zakomponováním extrémní vize vývoje tepelných čerpadel, podle Heat Roadmap Czech Republic 2050, o přírůstky extrémní vize elektromobility a spotřeby elektřiny pro výrobu obnovitelného vodíku. Vliv developerských projektů je zpracován metodikou what-if. Přírůstková metoda výpočtu byla zvolena proto, že část spotřeby v jednotlivých letech časového intervalu 2023 až 2030 je již obsažena ve výši spotřeby netto za rok 2023. Spotřeba elektřiny na výrobu vodíku v období 2014 až 2023 byla nulová, takže byla do spotřeby netto v letech zahrnuta celá. Odhad vývoje spotřeby netto extrémního scénáře ve srovnání s očekávaným scénářem je znázorněn v grafu na Obr. 38.



Obr. 38 Srovnání odhadovaného vývoje spotřeby elektřiny netto extrémního scénáře s očekávaným scénářem, zdroj: ČEZ Distribuce, a.s., vlastní zpracování VŠB-TUO

6.1.2 Elektromobilita, nabíjení

Odhad extrémního scénáře se v této dynamické oblasti provádí velmi obtížně. Dá se v extrému očekávat, že se většina vozového parku v MSK postupně převede na elektrická vozidla. Rychlost této transformace bude závislá především na státních pobídkách a dotacích, jak bylo patrné z předchozích let. I tak je ale nutné přihlídnout k tomu, že mnoho rodin nebude mít možnost elektromobil komfortně a levně dobíjet, což je bude od nákupu odrazovat. Také je nutné zohlednit to, že velké množství vozidel

je dnes nakupováno nikoli jako nová, ale jako vozidla z druhé ruky. Tento sekundární trh není u elektromobilů ještě nijak zvlášť rozvinutý.

6.1.3 Tepelná čerpadla

Extrémní dekarbonizační scénář EU pro teplárenství 'Heat Roadmap Czech Republic 2050' předpokládá, že v roce 2050 malá tepelná čerpadla až na výjimky (3 %), nahradí při lokálním vytápění plynové kotle a přímotopy (neefektivní elektrické vytápění). Tento přístup k lokálnímu vytápění byl plně aplikován v extrémním scénáři. Zvýšení zájmu o tepelná čerpadla podle extrémního scénáře by si vyžádalo změnu/zvýhodnění distribučních tarifů pro tepelná čerpadla. Bohužel nejlevnější tepelná čerpadla vzduch-vzduch a vzduch-voda preferovaná zákazníky pracují v zimní špičce při teplotách kolem $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ jako přímotopy a situaci v období ročního maxima zatížení ES jednoznačně zhoršují. Proto není zájem tuto kategorii nějak zvýhodňovat. Zvýhodnění distribučních tarifů je smysluplné u tepelných čerpadel země-voda, která mají celoročně vysoký topný faktor.

6.1.4 Doprava MHD

Přestože je velmi obtížné prognózovat dlouhodobý extrémní scénář, lze odhadovat četnou obměnu vozového parku v oblasti veřejné hromadné dopravy nízkoemisními vozidly, a to především bateriovými vozidly a také autobusy s vodíkovým pohonem. Tato varianta předpokládá zajištění kvalitní infrastruktury s odpovídajícím objemem elektrické energie pocházející z OZE.

6.1.5 Železnice

Obdobně jako v rámci MHD, také v rámci železniční dopravy lze v extrémní scénáři očekávat rozsáhlou obměnu vozového parku veřejné železniční dopravy nízkoemisními vozidly, a to vodíkovými jednotkami či jednotkami BEMU. Tento výhled je opět podmíněn obnovou železniční infrastruktury (elektrizace úseků, výstavba nabíjecích bodů).

6.1.6 Výroba vodíku pomocí elektrolyzérů

Jakékoli odhady v této oblasti z pohledu extrému jsou velmi obtížné, vzhledem k vývoji vodíkových technologií se v následujících letech nedá ani v extrémním případě očekávat masivní nasazení elektrolyzérů. V rámci extrémního scénáře tedy bude kalkulace identická jako u realistického.

6.1.7 Průmyslové elektrokotle

Průmyslové elektrokotle, jak již bylo dříve uvedeno, se využívají k udržování rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektřiny zejména v obdobích přebytku elektřiny, kdy její cena klesá až do záporných hodnot. Záporné ceny elektřiny nejsou jen záležitostí přebytků elektřiny z VTE a FVE, záporné ceny elektřiny v minulosti nabízely i jaderné elektrárny, pokud to pro ně bylo výhodnější než snížení výkonu.

V zimním období se průmyslové elektrokotle příliš neuplatní, protože v zimě je elektřina mnohem vzácnější než v létě a záporné ceny elektřiny v důsledku nadvýroby elektřiny

z OZE na trhu nevznikají. V provozu je dostatek regulačních elektráren, které fluktuace zatížení pokryjí.

V extrémním scénáři význam elektrokotlů (ve srovnání s očekávaným scénářem) ještě více naroste. Pro co nejlepší využití vyrobené tepelné energie je o to důležitější, aby elektrokotle byly umístěny přednostně ve velkých a účinných SZT vybavených horkovodními akumulátory s vyšším podílem technologické spotřeby tepla, která nepodléhá sezonním vlivům. Výkon průmyslových elektrokotlů v ES by měl být omezen shora schopností příslušných SZT vyrobené teplo využít pro technologii, vytápění budov a ohřev vody.

Počet SZT v MSK, kde lze racionálně uplatnit průmyslové elektrokotle s výkonem 10 až 20 MW je velmi malý. Vzhledem k tomu, že elektrokotel o výkonu 12 MW se již staví v SZT Ostrava, lze perspektivně v rámci extrémního scénáře uvažovat o jednom, maximálně o dvou dalších elektrokotlích srovnatelného výkonu, jeden v SZT Ostrava a druhý v SZT Karviná-Havířov.

6.1.8 Přímotopy, akumulční a hybridní vytápění

Do extrémního scénáře byly přímotopy, akumulční a hybridní vytápění zahrnuty ve stejné podobě jako v očekávaném scénáři, protože ve srovnání s očekávaným scénářem nelze ani v extrémním scénáři očekávat významnou změnu distribučních tarifů nebo podmínek, které by jejich využívání ovlivnily. Podíl přímotopů postupně klesne na nulu spolu s dožíváním příslušných topidel.

6.2 Výroba elektrické energie

Instalovaný výkon nejdůležitějších zdrojů elektřiny v MSK zůstává v extrémním scénáři zhruba na úrovni očekávaného scénáře. Důvodem je to, že v rámci průzkumu nebyly na straně výroby zjištěny žádné jiné záměry na výstavbu nových zdrojů, než jsou záměry zařazené do očekávaného scénáře. Proto jsou doporučení zpracovatelů studie ohledně výstavby nových elektráren v rámci extrémního scénáře zařazena až na závěr této kapitoly.

6.2.1 Jaderné elektrárny

Z pohledu extrémního scénáře vývoje energetiky může nastat v oblasti výstavby jaderných zdrojů časové zpoždění jehož důsledkem bude, že do roku 2050 nedojde ke zprovoznění plánovaného SMR v lokalitě elektrárny Dětmarovice. Stejně tak může nastat časové zpoždění při případném plánování SMR na dalších lokalitách, například v lokalitě Ostrava.

Významným rizikem extrémního scénáře by mohlo být zpoždění výstavby nových jaderných bloků v Dukovanech a v Temelíně. K tomuto názoru vedou zpracovatele studie obstrukce společností EDF (Francie) a Westinghouse (Spojené státy) v rámci výběrového řízení na nový blok JE Dukovany spolu s očekávanou negativní reakcí Německa a Rakouska (zkušenost z minulého výběrového řízení). V takovém případě by byla ve výrobě elektřiny disparitní celá ČR, takže MSK by byl odkázán na dovoz elektřiny ze zahraničí.

V kontextu rozvoje elektrizační soustavy je pravděpodobná situace, že dojde k odložení rozhodnutí o výstavbě i v případě dříve plánované jaderné elektrárny Blahutovice.

Výsledkem pak v případě extrémního scénáře může být i to, že žádné jaderné zařízení nebude před rokem 2050 postaveno a uvedeno do provozu.

6.2.2 Parní elektrárny

Instalovaný výkon parních elektráren zůstává v extrémním scénáři na stejné úrovni jako u očekávaného scénáře. Zdůvodnění je uvedeno v úvodu této podkapitoly.

6.2.3 Paroplynové elektrárny

Instalovaný výkon paroplynových elektráren zůstává v extrémním scénáři na stejné úrovni jako u očekávaného scénáře. Zdůvodnění je uvedeno v úvodu této podkapitoly.

6.2.4 Plynové a spalovací elektrárny

Instalovaný výkon plynových a spalovacích elektráren zůstává v extrémním scénáři na stejné úrovni jako na stejné úrovni jako u očekávaného scénáře.

Odůvodnění:

Záměry na výstavbu nových plynových turbín s horkovodním kotlem na odpadní teplo spalín nebyly v rámci průzkumu zjištěny.

Rozvoj KJ na ZP se řídí potřebou tepla pro vytápění, ne potřebou elektřiny. V případě, že by se teoreticky upřednostnilo využití těchto KJ z pohledu výroby elektřiny, muselo by se odpovídající vyrobené teplo mařit odvodem do okolního prostředí, což by bylo značně nevhodné.

U KJ spalujících degazační plyn se výroba elektřiny preferuje již dnes bez ohledu na využití tepla. Důvodem je zajistit bezpečný provoz důlní degazace. V období do roku 2050 postupně dojde k jejich útlumu, s největší pravděpodobností v důsledku ukončení čerpání důlních vod a zatopení uzavřených dolů vodou.

Výhled instalovaného výkonu KJ spalujících bioplyn je popsán v podkapitole 5.2.14.

Z všech popsaných důvodů proto zůstává instalovaný výkon plynových a spalovacích elektráren na stejné úrovni jako u očekávaného scénáře.

6.2.5 Vodní elektrárny

Potenciál vodních zdrojů nejen v MSK, ale na úrovni ČR je v podstatě vyčerpán. Pro extrémní scénář nejsou k dispozici žádné nové zdroje ve srovnání s očekávaným scénářem.

6.2.6 Větrné elektrárny

Jako extrém z pohledu výkonové disparity je uvažována situace, kdy bude výroba energie z VTE nulová. Tato situace nastává několikrát ročně, což může být problematické především v zimním období, kdy není možné chybějící energii dodat z jiných alternativních zdrojů.

Samozřejmě existuje i opačný extrém, kdy VTE vyrobí velké množství energie. Zde lze očekávat, že bude možné výkon větrných elektráren utlumovat tak, aby při nevhodné konstelaci výkonů elektráren (nedostatek regulačního výkonu) nedocházelo k výkonové nerovnováze.

6.2.7 Fotovoltaické elektrárny

Jako extrém v kontextu výkonové disparity lze u fotovoltaických systémů chápat stav, kdy bude přirozený osvit panelů i během dne natolik malý, že bude výroba energie téměř nulová. To jsou typicky zimní měsíce s častějším inverzním charakterem počasí a období ročního maxima zatížení ES.

Samozřejmě je možná i opačná situace, kdy bude výroba během letních slunných dní značná. Nicméně v této situaci bude možné výkon FVE transformovat do tepla, výroby vodíku nebo regulovat. Pro stabilitu rozvodné soustavy to bude mít daleko menší důsledky než v předchozím případě zimních měsíců.

6.2.8 Zařízení pro energetické využití odpadů

Pro splnění zákona o odpadech zakazujícího skládkování odpadu o výhřevnosti vyšší než 6,5 MJ/tunu bude nutné, po roce 2030, v MSK navrhnout potřebnou strategii pro nakládání s odpady. Nejjednodušší a také nejméně technicky náročným přístupem je odpad vyvážet mimo území MSK. Tento přístup je však nevhodný z několika důvodů, kterými jsou: vytváření emisí z dopravy, vysoká cena, ztráta surovin s možností znovupoužití nebo ztráta příležitosti k výrobě energie z odpadu. Aktuálně nejlépe

známou a technologicky nejrozvinutější technologií pro získání energie z komunálního odpadu je jeho spalování v ZEVO. Spalování v těchto zařízeních podléhá přísným limitům emisí, a proto je tyto technologie možné instalovat v blízkosti velkých měst, které disponují jak dostatečnou kapacitou produkce paliva, tak možností odběru vzniklé energie, převážně tepla. Příkladem takového řešení je ZEVO umístěné v centru Vídně.

Hodnoty množství spalitelného materiálově nevyužitelného odpadu a metodika výpočtu jsou popsány již v kapitole ZEVO pro očekávaný scénář (tj. kapitola 5.2.8). V případě naplnění extrémního scénáře a nezmírnění termínu ukončení skládkování, budou muset vzniknout pro likvidaci vniklého odpadu 2 zařízení ZEVO schopná zpracovávat minimálně 300 tis. tun odpadu/rok. Vybudování ZEVO s sebou přináší řadu administrativních požadavků, proto pro potřeby této studie u extrémního scénáře se předpokládá zprovoznění poloviny kapacity obou zařízení v roce 2030 s následným rozšířením do plné kapacity v roce 2034. Z informací od provozovatelů ZEVO na území ČR lze předvídat, že tato zařízení vyrobí přibližně 144 000 MWh elektrické energie a dodají 1,6 GJ tepelné energie do SZT za rok.

Další možností řešení problematiky nakládání s odpady je nasazení moderních technologií zpracování odpadu, např. plazmové zplyňování, či pyrolýzní proces. Tyto studované technologie již nyní disponují řadou jak výzkumných, tak pilotních průmyslových aplikací. Mimo odpadů mohou tyto technologie také zpracovávat biomasu jako obnovitelný zdroj. Detailní technický popis fungování těchto zařízení včetně příkladů instalací je popsán v Příloze I této studie. Společným znakem obou technologií je produkce látek s vyšší přidanou hodnotou z odpadů (např. vodík, oxid uhelnatý, uhlovodíky, aromáty a další), které lze využít v chemickém či jiném průmyslu. Nevýhodou těchto technologií je vysoká potřeba elektrické energie, kterou je vhodné získávat převážně z OZE. Hodnota spotřeby elektrické energie těchto technologií je závislá na řadě proměnných (velikost, vstupní suroviny, produkty, a další), pro jejichž vyčíslení je nutná další hloubková analýza všech proměnných.

6.2.9 Kogenerace, spalující zemní plyn

Možnosti zvýšení instalovaného výkonu ve srovnání s očekávanou variantou nejsou realistické. Zdůvodnění obsahuje podkapitola 5.2.9

6.2.10 Kogenerace spalující biomasu

Potenciál udržitelné biomasy pro výrobu elektřiny na území MSK je v současné době prakticky vyčerpán. Nahodilou kalamitní těžbu jsou schopny rozložit v čase a zpracovat stávající teplárny využívající biomasu.

Tato skutečnost byla potvrzena i jednáním v teplárně Lenzing Biocel Paskov, a.s., která je součástí tohoto velkého dřevozpracujícího komplexu. Instalovaný výkon tepláren spalujících biomasu v MSK zůstává v extrémní variantě na stejné úrovni jako u očekávané varianty.

6.2.11 Kogenerace spalující degazační plyn

Problematika KJ na degazační plyn byla podrobně popsána v podkapitolách 5.2.11. Instalovaný výkon v extrémní variantě zůstává stejný jako u očekávané varianty.

6.2.12 Kogenerace spalující koksárenský plyn

Problematika využívání koksárenského plynu pro výrobu elektřiny byla podrobně popsána v podkapitole 5.2.12. Množství koksárenského plynu závisí na provozu koksovny. Instalovaný výkon v extrémní variantě je shodný s očekávanou variantou.

6.2.13 Výroba elektrické energie z vodíku

Přímá výroba elektrické energie z vodíku je (i v dlouhodobém hledisku) velmi nepravděpodobná. Výroba vodíku je natolik náročný proces, že se dá očekávat, že pokud již bude vodík o dané čistotě vyráběn, bude využíván především v dopravních prostředcích a nikoli pro přímou výrobu elektrické energie.

6.2.14 Výroba elektrické energie z bioplynu

Jak vyšlo z jednání s provozovateli BPS, Českou bioplynovou asociací a také z nejaktuálnějšího postoje MPO, který je popsán v dokumentu [62], nelze z důvodu ceny vstupních surovin a práce provozovat klasické BPS bez dotovaných výkupních cen elektrické energie. V aktuální době neexistuje pro provozovatele jistota, že budou obnoveny dotační tituly této technologie, a proto se počítá s postupným ukončováním provozu BPS s koncem dotované výkupní ceny elektrické energie. Dle aktuálně nastavených pravidel dojde po roce 2032 k ukončení provozu BPS. S ohledem na platnou legislativu se extrémní scénář ztotožňuje se scénářem reálným.

6.3 Akumulace

6.3.1 Elektrochemické akumulátory

Vzhledem k vysokému technickému a ekonomickému potenciálu baterií založených na elektrochemických akumulátorech je nutné vidět budoucí extrémy rozvoje této technologie „položené hodně vysoko“. Pokud uvážíme, že rychlost meziročního poklesu ceny elektrochemických akumulátorů se v následujících desetiletích udrží na současných hodnotách (takový budoucí vývoj je možný, nicméně by vyžadoval kombinaci čerpání nákladových úspor z rozsahu a přístupu k levné energii u výrobce akumulátoru a posunu trhu k technologii elektrochemických akumulátorů založených na levných materiálech, popř. posun trhu k elektrochemickým akumulátorům, u kterých lze nový bezvadný kus vyrobit z vysloužilého kusu jen s minimálními náklady), pak by se postupně rozšiřovala oblast provozních režimů ekonomicky efektivního provozu akumulátorů. V tomto extrému tak musíme uvažovat o české realitě, kde:

1. byla provedena plná transformace energetiky na intermitentní zdroje elektrické energie (a to především fotovoltaické elektrárny);
2. je výhodné zcela pokrývat noční spotřebu pomocí energie čerpané z akumulátorů, kdy tyto byly nabity v průběhu předchozího dne (den ve smyslu části dne od východu do západu Slunce);
3. je zvýšená spotřeba elektrické energie v zimě pokrývána energií čerpanou z akumulátorů, kdy tyto byly nabity již v létě v čase velké produkce fotovoltaických elektráren;
4. domácnosti i firmy mají v akumulátorech uloženou energii plně pokrývající jejich několikadenní spotřebu, a to pro případ mimořádné události, kdy by byly přerušeny dodávky elektrické energie z veřejné soustavy a zároveň i vlastní zdroj elektrické energie by byl také mimo provoz.

V takovéto budoucnosti by tak celková kapacita elektrochemických akumulátorů instalovaných na území MSK dosahovala k roku 2050 přibližně 2 TWh. Sumární výkon je těžké odhadovat, vzhledem k silně se lišícím výkonovým potřebám a možnostem flexibility u jednotlivých společnostech podnikajících na území MSK, nicméně pravděpodobně tato hodnota bude ve vyšších desítkách GW.

Vzhledem k tomu, že extrémní scénář popsany v předchozích odstavcích vyžaduje ke své realizaci výrazný pokrok ve vývoji technologií a následnou rozsáhlou implementaci nových technologií na trhu elektrochemických akumulátorů, je jasné, že v roce 2030 bude rozsah využití elektrochemických akumulátorů na území MSK menší, než je nastaven odhad prezentovaný v předchozím odstavci. Toto platí i pro odhad horního extrému roku 2030.

Horní extrém využití elektrochemických akumulátorů na území MSK k roku 2030 je dosažen v budoucnosti, kde došlo k úspěšnému přenesení možností LEX OZE III do tržní praxe a firmy i domácnosti se snaží minimalizovat účty za elektřinu pomocí dobíjení svých akumulátorů v době, když je cena elektřiny na spotovém trhu nízká. I zde si dovoluujeme uvažovat, že současné tempo meziročních poklesů ceny elektrochemických akumulátorů bude pokračovat od současnosti až do popisovaného roku 2030 (pro udržení aktuálního tempa poklesu cen v následujícím šestiletém období by mělo být postačující rozšiřování výrobních kapacit elektrochemických akumulátorů dle dnes platných plánů při zachování aktuálních cen materiálů používaných při výrobě

elektrochemických akumulátorů). V tomto extrémní scénáři by tak celková kapacita elektrochemických akumulátorů instalovaných na území MSK mohla dosahovat 2 GWh při celkovém výkonu 1 GW.

Scénář pro spodní extrém je pak prostý a spočívá v absolutním zastavení rozvoje uplatnění této technologie na území MSK ode dneška až do budoucnosti, sahající desítky let daleko. Takto stanovený scénář lze však považovat za stojící zcela mimo realitu, neboť by opomíjel veškerý provozní potenciál elektrochemických akumulátorů, a to i ten, který je čerpán v průmyslu již dlouhá desetiletí (např. zálohování napájení těch elektrických systémů, u kterých výpadek napájení nesmí nastat nebo by znamenal velký problém). Dolní extrém pro rok 2030 tak stanovujeme na sumární kapacitu 20 MWh při sumárním výkonu 20 MW. Po roce 2030 jistě nastane využití mnoha vysloužilých akumulátorů z elektromobilů v rámci statické instalace, proto ve scénáři extrémně nízkého nasazení, při popisované technologii akumulace uvažujeme se zrychlením celkového rozsahu elektrochemických akumulátorů instalovaných na území MSK. Dolní extrém pro rok 2050 tak stanovujeme na sumární kapacitu 500 MWh při celkovém výkonu dosahujícím nižších stovek MW.

6.3.2 Přečerpávací vodní elektrárny

Přečerpávací vodní elektrárny plní důležitou funkci při regulaci provozu elektrizační soustavy. V kontextu extrémního scénáře vývoje energetiky do roku 2050 lze předpokládat, zvýšenou poptávku po požadavcích na regulaci výkonu zejména díky nestabilním zdrojům elektrické energie. Je proto velmi žádoucí, aby byly další přečerpávací vodní elektrárny budovány.

V extrémním scénáři je však nutné počítat s tím, že žádná přečerpávací elektrárna na území MSK vybudována nebude zejména z důvodu poměrně malého množství vhodných lokalit.

6.4 Developerské projekty

Všechny dosavadní analýzy pracovaly se dvěma druhy dat. Data, která se vztahovala k určité skupině výrobců nebo spotřebitelů zahrnutých do energetické bilance bez bližší identifikace (neadresné informace), byla zpracována pomocí lineární regrese. V případě dostatečně vysoké míry korelace ($R^2 = 0,8 - 1,0$) byly výsledky lineární regrese použity i pro extrapolaci do budoucna. Přímé informace od konkrétních velkých výrobců nebo spotřebitelů (adresné informace) byly do bilance zahrnuty v té formě, jak byly získány. V obou případech existuje poměrně velká pravděpodobnost, že budoucí vývoj půjde tímto směrem.

Třetím druhem zpracovávaných dat byla data založená na hrubých odhadech. V MSK existuje řada lokalit jako jsou např. důlní areály nebo průmyslové zóny, které nejsou v současné době nijak využívány. O jejich budoucím využití např. pro výstavbu bytů, místního průmyslu nebo služeb existuje prozatím spíše rámcová představa. Odhad spotřeby elektřiny v těchto lokalitách zpracovala regionální rozvojová agentura MSID.

Vliv developerských projektů na zatížení elektrizační soustavy v MSK

Realizaci těchto představ může ovlivnit celá řada parametrů nebo okolností, které se objeví až při jejich detailním rozpracování v rámci projektů. Z dosavadních zkušeností je známo, že původní představy bývají značně nadhodnocené jak z pohledu spotřeby energie, tak i termínu realizace. Reálná data lze proto očekávat až na základě konkrétních projektů, které budou řešit i spotřebu energií a způsob jejich zajištění, a které si vyžádají posouzení i na konkrétní stanoviska ze strany distributorů elektřiny. Výčet záměrů vč. odhadu spotřeby elektřiny je znázorněn v Tab. 41, Tab. 42 a Tab. 43.

Tab. 41 Seznam důlních areálů uvažovaných pro developerské projekty, zdroj: MSID

Název	Vlastník	Velikost	Od doby	Spotřeba GWh / rok	Výroba na střechách MWh
Důl ČSM - Sever	OKD	35 ha	2030	23,3	8,8
Důl ČSM - Jih	OKD	8 ha	2030	5,3	2,0
Důl Darkov	Diamo	40 ha	2029	26,6	10,0
Důl 9. květen	PLC	15 ha	2028	10,0	3,8
PZ Darkov	Diamo	5 ha	2029	3,3	1,3
Důl Lazy	Diamo	60 ha	2027	40,0	15,0
Důl ČSA	Diamo	20 ha	2032	13,3	5,0
Důl Staříč II	Diamo	30 ha	2030	20,0	6,0
Důl Chlebovice	Diamo	20 ha	2030	13,3	5,0
Důl Sviadnov	Greengas	5 ha	2029	3,3	1,0
CELKEM				158,5	57,8

Tab. 42 Seznam připravovaných průmyslových zón, zdroj: MSID

Název	Vlastník	Velikost	Od doby	Spotřeba GWh / rok	Výroba na střechách MWh
Barbora	Asental/Panattoni	100 + 100 ha	2030	133,0	50,0
P3 Ostrava Central	P3	44 ha	2027	29,0	11,0
OCL Zárubek	Asental	1 ha	2024	1,0	
LOG Hub Havířov	soukromé	1,5 ha	2029	2,0	
CTPark Ostrava	CTP	2 ha	2027	2,0	
Panattoni Ostrava West	Panattoni	10 ha	2026	6,0	2,5
Panattoni Airport	Panattoni	11,5 ha	2026	8,0	3,0
CTPark Tošanovice	CTP	68 ha	2030	45,0	17,0
CTPark Nový Jičín	CTP	12 ha	2030	8,0	3,0
CTPark Karviná	CTP	9 ha	2030	6,0	2,0
CTPark Hrušov	CTP	4 ha	2026	3,0	
Plocha Nošovice	KU MSK	4 ha	2030	3,0	
Název	Vlastník	Velikost	Od doby	Spotřeba GWh / rok	Výroba na střechách MWh
Krnov, Červený Dvůr	Krnov	5 ha	2030	3,0	
Bruntál, plocha Západ I.a II.	Bruntál	10 ha	2028	6,0	2,0
Vávrovce	Opava	35,5 ha	2032	24,0	9,0
Horní Benešov	Horní Benešov	6 ha	2029	3,0	1,5
CELKEM				282,0	101,0

Tab. 43 Předpokládané lokality pro realizaci nové bytové zástavby, zdroj: MSID, zpracování VŠB-TUO

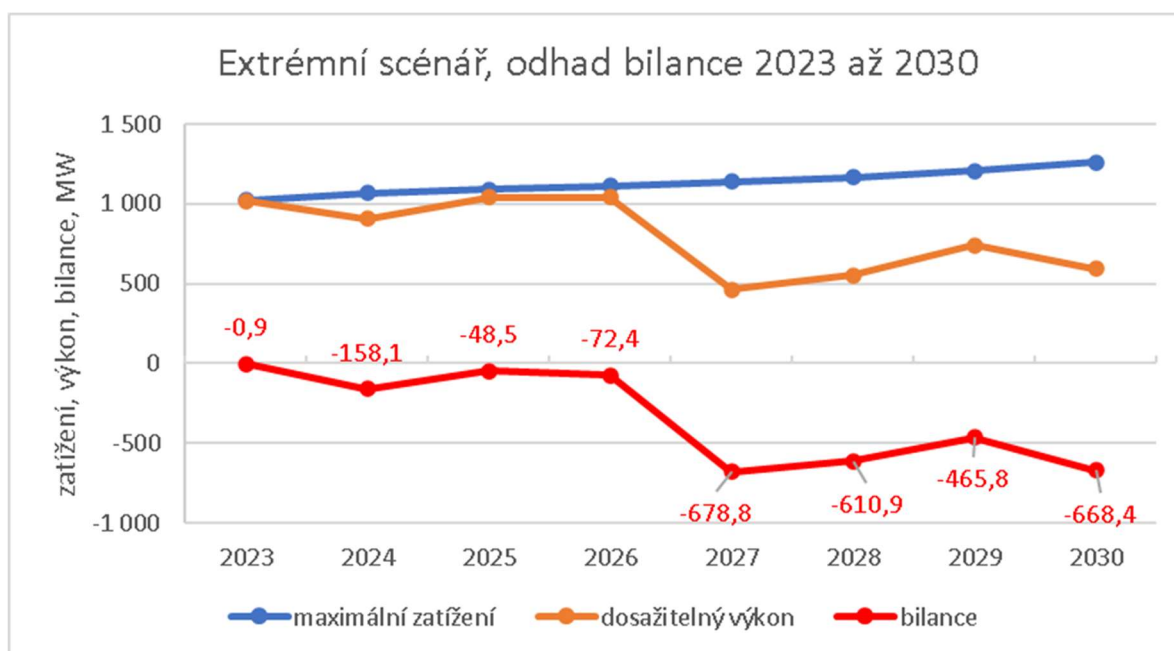
Bytová zástavba			MWh
Rezidence Bezručova	Nový-Jičín	2 ha	1 298,7
Rezidence Dolní Roličky	Kopřivnice	6,3 ha	4 091,1
Rezidence Nová Osada	Frýdek-Místek	4,5 ha	2 922,2
Rezidence B. Martinů	Nový Jičín	3,5 ha	2 272,8
Pod Žofinkou	Ostrava	10 ha	6 493,7
CELKEM		26,3 ha	17 078,5

Téměř všechny tyto projekty by měly být realizovány do roku 2030. Jejich roční spotřeba elektřiny do roku 2030 dosáhne cca 420 245 MWh. Při průměrné roční době trvání zatížení v regionu SME 5 869 hod / rok lze zatížení distribuce odhadnout na 72 MW a zatížení zdrojů na 74 MW. Kompenzace spotřeby uvažovanou instalací FVE pokryje cca 20 až 30 % roční spotřeby elektřiny, ale neovlivní bilanci v zimní špičce zatížení, která by měla být pokryta stabilními zdroji.

V roce 2030 lze očekávat výkonovou disparitu v MSK na úrovni cca 555 MW u očekávaného scénáře a cca 670 MW u extrémního scénáře. Připojením nových areálů se disparita v roce 2030 a 2050 dále zvýší.

6.5 Vyhodnocení extrémního scénáře

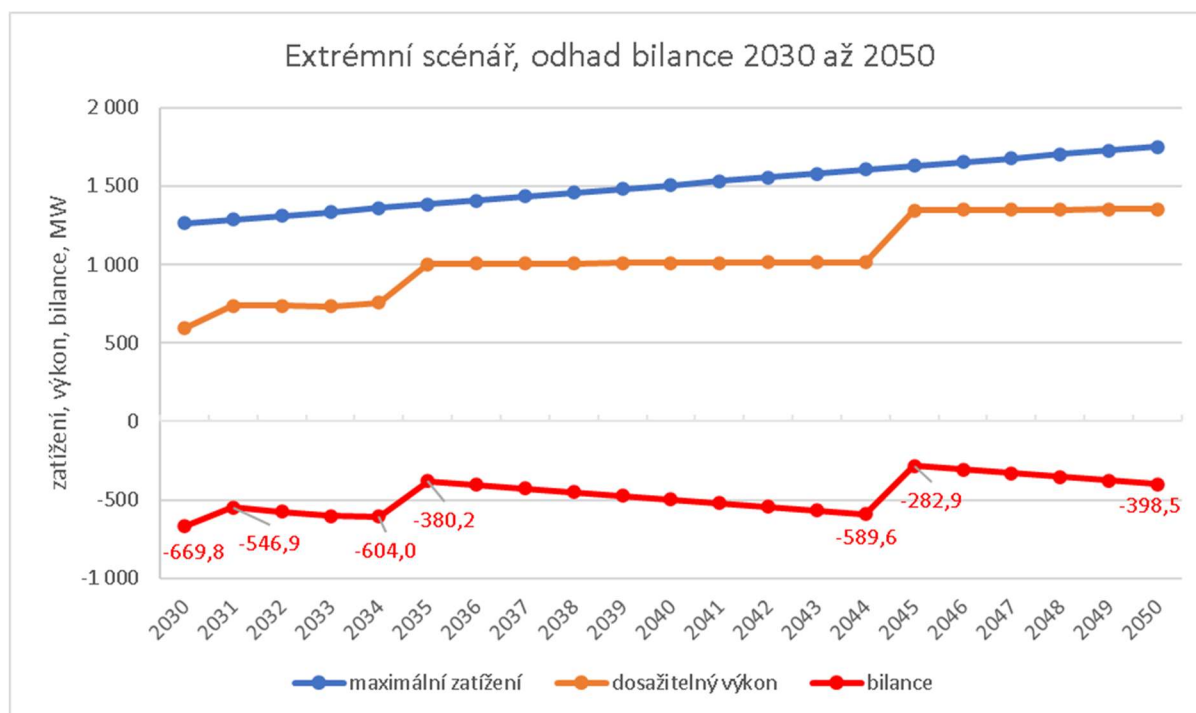
Postup výpočtu odhadu vývoje energetické bilance MSK do roku 2030 a do roku 2050 byl použit stejný jako u očekávaného scénáře a je podrobně popsán v podkapitole 4.2.5. Souhrnný vliv aktivit v rámci extrémního scénáře v období 2023 až 2030 a 2030 až 2050 znázorňují grafy na Obr. 39 a Obr. 40.



Obr. 39 Odhad vývoje bilance MSK v elektřině v letech 2023 až 2030, extrémní scénář, Zdroj: VŠB-TUO

Disparita mezi dosažitelným výkonem zdrojů a ročním maximem zatížení elektrizační soustavy v MSK přetrvávající z roku 2023 byla způsobena odstavením bloku B2 EDĚ v roce 2020 do studené zálohy. Při dodržení časového omezení provozu tohoto bloku stanoveného v integrovaném povolení by zdánlivě o disparitu nemuselo jít, protože v případě potřeby jej lze uvést do provozu maximálně na dobu 1 500 hodin / rok. Při roční době trvání maximálního zatížení MSK 5 869 hodin je zřejmé, že za těchto podmínek může blok pokrýt pouze část spotřeby elektřiny a zbytek musí být importován z elektráren mimo MSK.

Příčinou významného zhoršení disparity v roce 2027 je odstavení zbývajících tří bloků EDĚ 200 MW. Z grafu na Obr. 39 je zřejmé, že k pokrytí deficitu instalovaného výkonu v zimní špičce zatížení v MSK by bylo potřeba převést do studené zálohy všechny čtyři bloky EDĚ. Pokud by pro jejich provoz byla v Integrovaném povolení stanovena stejná podmínka jako u bloku B2, zůstal by MSK po většinu času závislý na importu elektřiny z ostatních krajů. To je důvod, proč by lepší i když náročnější cestou bylo vyjednání nějaké formy kapacitního mechanismu tak, aby pokrývala, pokud možno, celý deficit bilance. Inspiraci lze najít např. v Polsku, které si časově omezenou možnost využití kapacitních mechanismů vyjednalo včas a v současné době jedná o jejich prodloužení. Odhad vývoje výkonové bilance extrémního scénáře v období 2030 až 2050 je znázorněn v grafu na Obr. 40.



Obr. 40 Odhad vývoje výkonové bilance MSK v letech 2030 až 2050, extrémní scénář, Zdroj: VŠB-TUO

V podkapitole 4.3.1 bylo zmíněno, že disparita mezi zdroji elektřiny a zatížením sítí přispěje k vytvoření motivačního prostředí pro významné investory a provozovatele elektráren, kteří disponují finančními prostředky pro výstavbu nových plynových a paroplynových elektráren. Ještě mnohem silnější podnět pro výstavbu nových plynových zdrojů by vznikl, pokud by se trajektorie vývoje výkonové bilance v reálu přibližovala k extrémnímu scénáři. I zde samozřejmě platí, že ke snížení investičního rizika je co nejdříve vyjednání kapacitních mechanismů žádoucí a nezbytné.

Stejně jako u očekávaného scénáře je pro MSK důležité motivovat zájemce o výstavbu plynových a paroplynových elektráren k tomu, aby své investice realizovali na území MSK.

Vzhledem k tomu, že ani dlouhodobější odhad výhledu výkonové bilance MSK neposkytuje významnou pozitivní změnu při řešení výkonové disparity v rámci extrémního scénáře, platí i pro delší časový horizont, návrhy na řešení k roku 2030 uvedené v předchozím textu. Vyrovnaní výkonové bilance k roku 2050 by napomohla výstavba druhého bloku SMR.

6.5.1 Závěr k extrémnímu scénáři

Extrémní scénář není souborem vzájemně sladěných kroků/opatření. Potřeba kapacitních mechanismů v ČR je silná, protože se netýká jen MSK, ale v rámci postupného odstavování uhelných elektráren by se týkala celé ČR. Pokud se nepodaří výjimky vyjednat, bude MSK i ČR jako celek závislí na dovozu elektřiny ze zahraničí a na regulaci spotřeby v zimním období. Vzhledem k tomu, že programy útlumu uhelných elektráren probíhají v celé EU, bude cena dovážené elektřiny velmi vysoká, zvláště při výpadech elektráren v období zimní špičky zatížení. K podobným závěrům dospěl v roce 2022 na úrovni ES ČR i provozovatel přenosové soustavy ČEPS, který odpovídá za udržování výkonové rovnováhy [38].

Důležitým argumentem pro jednání o povolení kapacitních mechanismů na úrovni EU je dlouhá průběžná doba přípravy a výstavby nových jaderných bloků EDU a ETE a nejistota ohledně dalších komplikací způsobených možnými mezinárodními právními spory vybraného korejského dodavatele Korea Hydro & Nuclear Power Co (KHNP) se společnostmi Westinghouse Electric Company a Électricité de France (EDF), které podaly námítky proti průběhu tendru na stavbu jaderných bloků v Dukovanech., prozatím u ÚHOS ČR. Tato nejistota se zřejmě dostane v 1. kvartále roku 2025, do stavu přijatého řešení.

6.5.2 SWOT analýza extrémního scénáře v letech 2024 až 2030

Analýza SWOT je zaměřena na rozbor odhadu vývoje výkonové bilance MSK v období 2023 až 2030 podle extrémního scénáře. Podkladem pro analýzu byl graf na Obr. 39, včetně příslušných komentářů.

Tab. 44 SWOT analýza pro extrémní scénář v letech 2023 až 2030, Zdroj: VŠB-TUO

Silné stránky	Slabé stránky	Příležitosti	Hrozby
Účinné SZT v průmyslových aglomeracích umožňují zvýšit efektivitu výroby elektřiny v návaznosti na odběr užitečného tepla pro technologii, vytápění budov a ohřev vody	Váhání vlády se zahájením jednání o kapacitních mechanismech v ČR pro přechodné období	Podpora vzniku prostředí motivujícího k investicím do transformace energetiky v MSK	MSK je na importu elektřiny závislý po celé sledované období v důsledku neřízeného a neprovázaného rozvoje spotřeby bez ohledu na zdroje elektřiny
Robustní přenosová síť ČR umožňující transfer elektřiny z jiných krajů nebo ze zahraničí	Složité a časově náročná jednání o kapacitních mechanismech na úrovni EU	Časově omezený kapacitní mechanismus pro čtyři bloky EDĚ po 200 MW, který by vyřešil problém disparitní bilance MSK v přechodném období	Zvýšený zájem o moderní nízkoemisní technologie, který při omezených výrobních kapacitách sníží jejich dostupnost a zvýší jejich cenu
Ověřená schopnost agregovat malé kogenerační zdroje na ZP za účelem poskytování regulačního výkonu pro služby výkonové rovnováhy (SVR) ČEPS	Zvýšení počtu instalací nejlevnějších tepelných čerpadel s nízkým topným faktorem ve srovnání s očekávaným scénářem	Motivace investorů k umístění nových plynových elektráren na území MSK	Akce různých aktivistů směřující ke zpomalení nebo zablokování schvalovacího procesu při přípravě legislativy nebo při schvalování konkrétních projektů moderní energetiky
Konkrétní záměry investorů do nízkoemisních (plynové a paroplynové elektrárny a teplárny) pracujících na principu KVET	Malý zájem studentů o technické studijní obory, vč. energetiky povede k nedostatku technického personálu pro přípravu a realizaci energetických projektů v MSK	Vyčerpání potenciálu energetického využití vytříděného komunálního odpadu, výstavba ZEVO	Trvajícím odporem proti SMR, ZEVO a spolu spalování TAP (aktivisté z obou spekter scény)
Možnost MSK čerpat podporu z fondu		Zvýšení podpory tepelných čerpadel s	Riziko rozhodnutí potenciálních

Silné stránky	Slabé stránky	Příležitosti	Hrozby
spravedlivé transformace/operační program Spravedlivá transformace, výzkum a vývoj sezónní akumulace energie do vodíku		vysokým topným faktorem by pomohlo snížit zatížení v zimní špičce	investorů investovat do nových plynových a paroplynových turbín mimo MSK
Kvalifikovaný technický a provozní personál v elektrárnách a teplárnách umožňující kvalifikovanou přípravu a realizaci modernizačních projektů		Podpora studentů technických odborů a spolupráce s nimi již v době studia (osvědčené koncepty IT a armády)	Nezařazení EDĚ do kapacitních mechanismů v případě schválení žádosti ČR
Politická a PR podpora ze strany MSK		Podpora urychlené výstavby nových plynových zdrojů s KVET přednostně v oblastech s velkou spotřebou tepla umožní maximální využití synergických efektů mezi teplárenstvím a elektroenergetikou	Energetika může být postižena nízkým zájmem studentů o technické obory
			Udržení obslužného personálu a jeho kvalifikace při studené konzervaci uhelných elektráren nebo při využívání kapacitních mechanismů
			Při nedostatku externích zdrojů elektřiny (nejspíše ve špičce) by ČEPS musel vyhlásit regulaci odběru podle připravených regulačních plánů
			Při vysokém importu elektřiny ze zahraničí by se zvýšilo riziko výpadků sítí (blackout)
			Nedostatek elektřiny by omezil průmyslovou výrobu a tím i zaměstnanost v MSK
			Očekávané zvýšení ceny emisních povolenek může ohrozit i výstavbu

Silné stránky	Slabé stránky	Příležitosti	Hrozby
			nových plynových zdrojů
			Nedostatek elektřiny by zpomalil přechod lokálního vytápění na tepelná čerpadla a rozvoj elektromobility
			Možné omezení dostupnosti zemního plynu by prakticky znemožnilo odstavení výroby elektřiny z uhlí, rozvoj elektromobility a tepelných čerpadel v decentrálním vytápění

6.5.3 SWOT analýza extrémního scénáře v letech 2030 až 2050

Analýza SWOT je zaměřena na rozbor odhadu vývoje výkonové bilance elektřiny v MSK v období 2030 až 2050 podle extrémního scénáře. Podkladem pro analýzu jsou grafy na Obr. 40, včetně příslušných komentářů.

Tab. 45 SWOT analýza pro extrémní scénář v letech 2030 až 2050, Zdroj: VŠB-TUO

Silné stránky	Slabé stránky	Příležitosti	Hrozby
Účinné SZT v průmyslových aglomeracích umožňují zvýšit efektivitu výroby elektřiny v návaznosti na odběr užitečného tepla pro technologii, vytápění budov a ohřev vody	Úplná eliminace disparity by si v tomto scénáři vyžádala výstavbu dvou bloků SMR; za tohoto předpokladu by bylo možné jeden blok provozovat částečně v režimu KVET.	Schválení časově omezeného kapacitního mechanismu pro všechny čtyři bloky EDĚ po 200 MW by vyřešilo problém disparitní bilance MSK v přechodném období energetické transformace, vč. částečné rezervy výkonu na prahu zdrojů	Lze očekávat zvýšený zájem o bezemisní technologie jako je SMR, který při omezených výrobních kapacitách sníží jejich dostupnost a zvýší cenu
Robustní přenosová síť ČR umožňující transfer elektřiny z jiných krajů nebo ze zahraničí	Zvýšení závislosti na importu elektřiny ve srovnání s očekávaným scénářem dále zvyšuje riziko růstu cen.	Zahájení přípravných prací pro stavbu a na procesech schvalování v předstihu by v budoucnu umožnilo zkrátit povolovací proces SMR	Riziko spojené s možným rozhodnutím potenciálních investorů do nových plynových a paroplynových turbín investovat mimo MSK
Ověřená schopnost agregovat malé kogenerační zdroje na ZP za účelem poskytování regulačního výkonu pro službu výkonové		Kvalitní příprava legislativy a infrastruktury pro bezproblémový nástup využití SMR	Akce ekologických aktivistů směřující ke zpomalení nebo zablokování schvalovacího procesu při přípravě legislativy

Silné stránky	Slabé stránky	Příležitosti	Hrozby
rovnováhy (SVR) ČEPS			a při schvalování konkrétních projektů
Konkrétní záměry investorů do nízkoemisních (plynové a paroplynové elektrárny a teplárny) pracujících na principu KVET		Motivace investorů k umístění nových plynových elektráren na území MSK	Dlouhá doba do realizace bezemisních SMR a prozatím nespecifikovaný schvalovací proces na úrovni ČR (a EU) představuje rizika pro hodnocení a schvalování projektu
Možnost MSK čerpat podporu z fondu spravedlivé transformace/operační program Spravedlivá transformace, výzkum a vývoj sezónní akumulace energie do vodíku		Zvýšení podpory tepelných čerpadel s vysokým topným faktorem by pomohlo snížit zatížení v zimní špičce	Při vysokém importu elektřiny ze zahraničí by se zvýšilo riziko výpadků sítě (blackout).
Konkrétní a vážný záměr na výstavbu SMR v EDE		Podpora studentů technických odborů a spolupráce s nimi již v době studia (osvědčené koncepty IT a armády)	Energetika může být postížena nedostatkem personálu pro přípravu, realizaci a provoz nových zdrojů
Kvalifikovaný technický a provozní personál v elektrárnách a teplárnách umožňující kvalifikovanou přípravu a realizaci modernizačních projektů		Podpora urychlené výstavby nových plynových zdrojů s KVET přednostně v oblastech s velkou spotřebou tepla umožní maximální využití synergických efektů mezi teplárenstvím a elektroenergetikou	Při nedostatku externích zdrojů elektřiny, nejspíše ve špičce, by ČEPS musel vyhlásit regulaci odběru podle připravených regulačních plánů.
Politická a PR podpora ze strany MSK		Výstavba elektrokotlů a zavedení technologií akumulace tepla by snížily potřebu regulačních zdrojů a umožnily lépe zvládat přebytky výroby elektřiny z OZE	Nedostatek elektřiny by omezil průmyslové aktivity a tím i zaměstnanost v MSK
			Očekávané zvýšení ceny emisních povolenek může ohrozit i výstavbu nových plynových zdrojů
			Nedostatek elektřiny by zpomalil přechod lokálního vytápění na

Silné stránky	Slabé stránky	Příležitosti	Hrozby
			tepelná čerpadla a rozvoj elektromobility
			Možné omezení dostupnosti zemního plynu by prakticky znemožnilo odstavení výroby elektřiny z uhlí, rozvoj elektromobility a tepelných čerpadel v decentrálním vytápění

7 Shrnutí a společný závěr studie

7.1 Shrnutí cílů studie

Tato studie poskytuje komplexní přehled o stavu a budoucích výzvách elektroenergetiky v MSK se zaměřením na zajištění energetické bezpečnosti a soběstačnosti. Hlavním cílem bylo analyzovat aktuální stav a trend vývoje výkonové bilance mezi zdroji elektřiny a zatížením sítí, naplnit zvolené scénáře daty a provést rozbor výsledků modelových výpočtů. Cílem bylo navrhnout řešení pro zajištění vyrovnané výkonové bilance v časovém horizontu do roku 2030 a následně po roce 2030. Studie zkoumala dva scénáře: očekávaný a extrémní, které reagují na různé podmínky předpokládaného vývoje a míru elektrifikace jednotlivých sektorů v MSK. Cílem této podkapitoly je shrnout hlavní zjištění z rozborů očekávaného a extrémního scénáře tak, aby bylo možné o ně opřít závěrečná doporučení.

Klíčové poznatky z rozboru scénářů

- Závislost na fosilních palivech: MSK díky své průmyslové historii byl a dosud je závislý na výrobě energie z uhlí. Tento typ paliva však dnes představuje významné energetické bezpečnostní riziko vzhledem k současnému úsilí o dekarbonizaci na evropské i národní úrovni. Nedostatek náhradních stabilních zdrojů energie po odchodu od uhlí představuje hrozbu pro energetickou soběstačnost kraje.
- Rostoucí poptávka po elektřině: Díky rostoucí elektrifikaci dopravy, průmyslu a zvyšování nároků na vytápění budov se očekává výrazný nárůst poptávky po elektrické energii, který dále prohloubí výkonovou disparitu v MSK. Tento nárůst představuje velkou výzvu nejen pro stávající energetickou infrastrukturu, ale i pro budoucí energetickou strategii kraje.
 - Očekávaný scénář (kapitola 5): V rámci očekávaného scénáře bylo zjištěno, že MSK se bude potýkat s rostoucími požadavky na elektrickou energii, přičemž průmyslové sektory, jako hutnictví a chemický průmysl, budou i nadále významnými spotřebiteli. Očekává se, že rozvoj OZE a zavedení nových technologií, jako jsou SMR nebo technologie na zpracování biomasy, by mohly postupně snížit závislost kraje na fosilních palivech. I přesto však hrozí, že v případě nerealizace navrhovaných klíčových opatření nedojde do roku 2030 k plnému vyrovnaní výkonové bilance. SWOT analýza pro období 2023–2030 ukazuje, že hlavními riziky jsou nedostatečné investice do OZE a nízká absorpční kapacita nových technologií, zatímco příležitostí je zejména narůstající podpora dekarbonizace na evropské úrovni.
 - Extrémní scénář (kapitola 6): Extrémní scénář zohledňuje výraznější růst spotřeby energie z důvodu rychlejší elektrifikace dopravy a vytápění. Tento scénář předpokládá radikálnější kroky při zavádění moderních technologií, jako jsou plně elektrifikované vytápěcí systémy a energeticky nezávislé průmyslové zóny. Z analýzy vyplývá, že kraj bude muset čelit výzvám souvisejícím s transformací infrastruktury a s rozvojem personálních kapacit, které budou klíčové pro implementaci těchto technologických změn. SWOT analýza pro období 2024–2030 a 2030–2050 uvádí jako hlavní hrozbu nedostatečné finanční zdroje pro pokrytí vysokých investic do nové infrastruktury, avšak zároveň poukazuje na

obrovské příležitosti spojené s rozvojem nových energetických technologií, které mohou zvýšit energetickou soběstačnost MSK.

- Technologické inovace: Významnou roli ve zmírnění disparity mezi výrobou a spotřebou elektřiny budou hrát nové technologie, jako jsou SMR, technologie zpracování odpadu a biomasy, rozvoj akumulace energie a modernizace stávajících elektráren. Tyto technologie mají potenciál přispět k větší soběstačnosti kraje a zároveň snížit jeho uhlíkovou stopu.
- Personální zabezpečení (podkapitola 4.7): Studie rovněž brala v úvahu kapacitu personálního zabezpečení budoucího rozvoje v oboru. Vzhledem k očekávanému nárůstu nových technologií a energetických systémů bude důležité zajistit dostatečný počet odborníků na provoz, údržbu a rozvoj těchto technologií. Personální zajištění představuje klíčovou výzvu. Proto je nezbytné soustředit se na vzdělávání a přípravu odborného personálu v technických oborech. Kvalifikované lidské zdroje jsou podmínkou podpory dlouhodobé udržitelnosti modernizovaného energetického sektoru v kraji.
- Synergie mezi elektroenergetikou a teplárenstvím: Vztahuje se nejen na nové plynové a paroplynové elektrárny. V delším časovém horizontu je významná i možnost umístit v ekonomickém dosahu velkých průmyslových a městských aglomerací připravované jaderné elektrárny (včetně SMR) a využít je pro integrovaný systém KVET. Toto řešení by umožnilo maximálně využít synergické efekty mezi teplárenstvím a elektroenergetikou při pokrývání ročního maxima zatížení elektrizační soustavy a využívání flexibility plynových turbín pro poskytování podpůrných služeb vč. ostrovních provozů a startu ze tmy. Průmyslové elektrokotle s akumulátory tepla by na druhé straně umožnily racionální transformaci části přebytků výroby elektřiny z OZE do tepla. Užitečné bude bezesporu zkoumání dalších variant akumulace elektřiny z OZE, např. do dalších forem akumulace tepla – viz možnosti aplikace pískových baterií k akumulaci intermitentní elektřiny z OZE do stabilní tepelné energie.

Výkonová bilance:

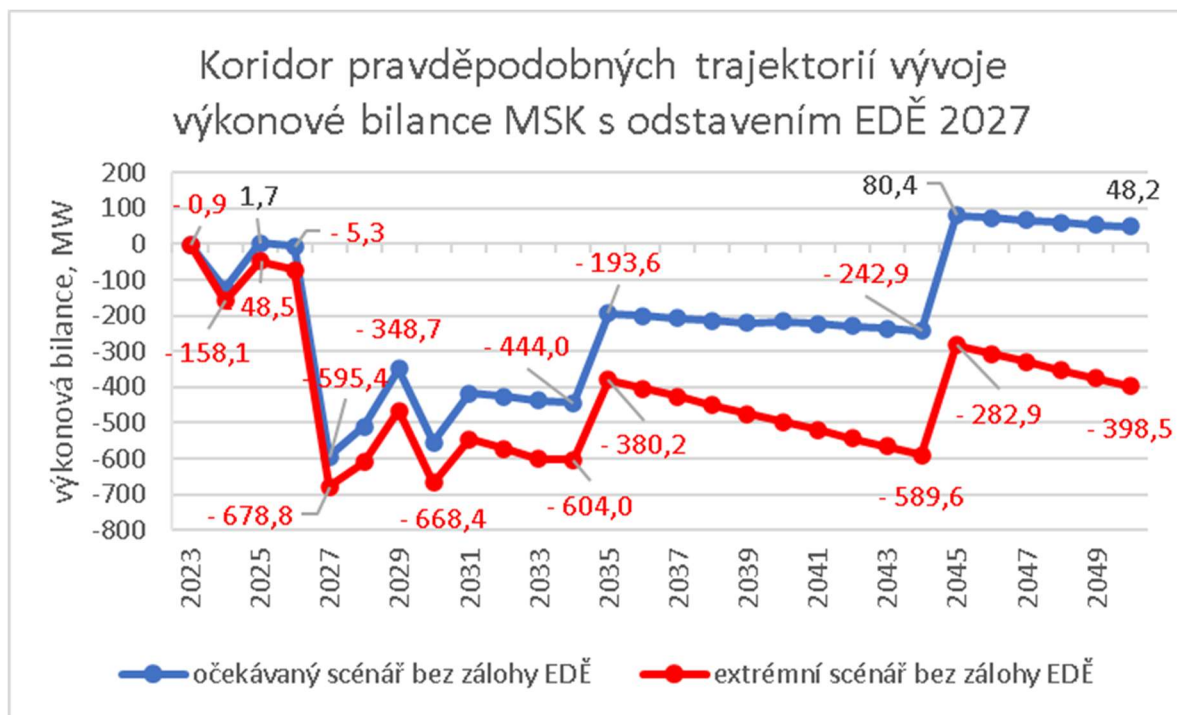
Rozbory scénářů provedené v kapitolách 5 a 6 potvrdily, že největším problémem elektroenergetiky v MSK je disparita mezi dosažitelným výkonem zdrojů elektřiny a ročním maximem zatížení ES. Výběr scénářů pro tuto studii byl navržen tak, aby interpretovaly očekávané krajní trajektorie vývoje výkonové bilance MSK. Ze zdůvodnění výběru scénářů v podkapitole 4.4. vyplývá, že pomalejší vývoj, než je zakomponován do očekávaného scénáře a/nebo rychlejší vývoj, než je zahrnutý do extrémního scénáře, jsou málo pravděpodobné vzhledem k zavedeným mechanismům podpory a na druhé straně možným úpravám politiky EU v oblasti energetiky.

Oba scénáře vycházejí ze stávajících vývojových trendů zjištěných rozbohem reálných dat za období 2014 až 2023. Ukázalo se, že toto desetileté období je z pohledu vývoje elektroenergetiky dostatečně dlouhé na to, aby se podařilo najít data s odpovídající relevancí, která jsou pro identifikaci trendů nezbytná.

Smyslem variant scénářů nebylo navrhnout pravděpodobnější a méně pravděpodobný scénář. Očekávaný scénář počítal s určitou setrvačností, kdy se změny spíše linearizují, tzn. zavádějí se postupně, realizace se protahuje a skutečná změna se projeví teprve s delším časovým odstupem. Extrémní scénář není ve své podstatě

extrémní (na hranici realizovatelnosti), ale počítá s větší dynamikou vývoje, která je obsahem strategických materiálů a rozhodnutí. Dynamičtější přístup vyvolává větší nerovnováhu, protože se u něj nečeká, až se pro realizaci jednotlivých kroků vytvoří potřebné podmínky. Jak bude ukázáno dále, přesně to potvrdila analýza obou scénářů.

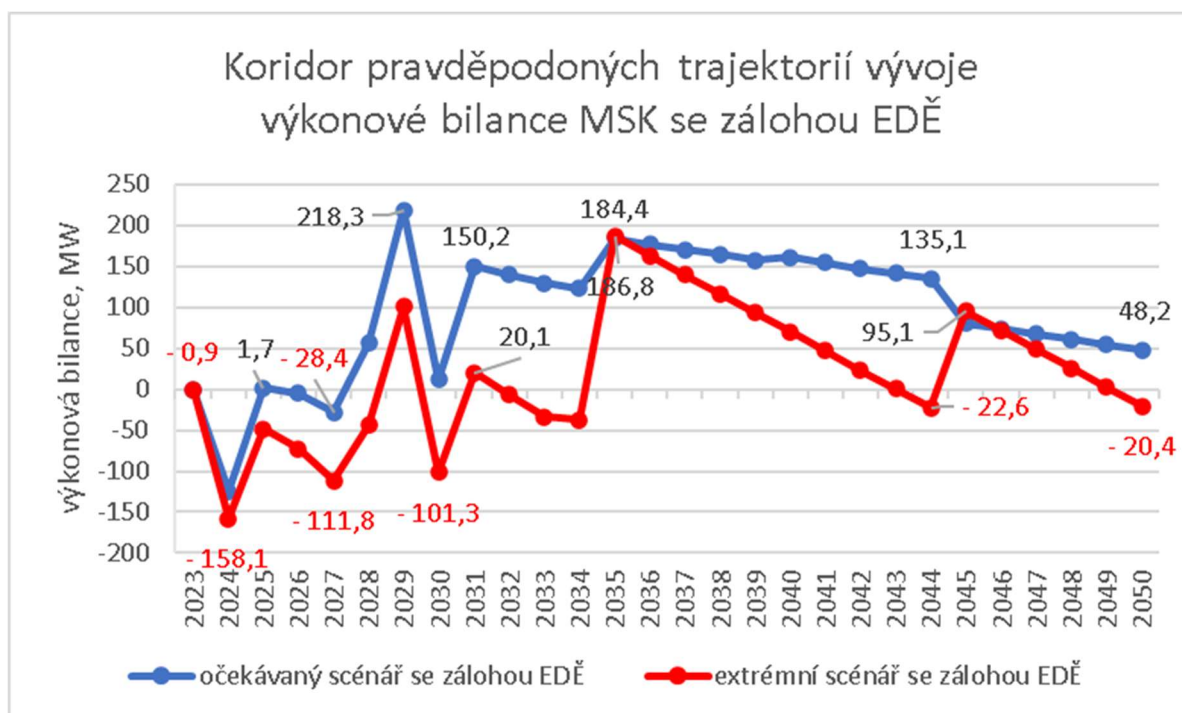
U nejvýznamnějších aktérů v oblasti elektroenergetiky ČR v současné době převládá názor, že před rokem 2030 dojde k odstavení EDĚ bez rychlé odpovídající náhrady na území MSK. Možné skutečné trajektorie vývoje výkonové bilance MSK v takovém případě vyplňují prostor mezi očekávaným a extrémním scénářem (modrou a červenou lomenou čarou) v grafu na Obr. 41. Pokud by nebyly podniknuty razantní kroky k vyrovnání výkonové bilance, mohla by se skutečná trajektorie jejího vývoje v MSK s velkou pravděpodobností pohybovat v těchto mantinelech.



Obr. 41 Koridor pravděpodobných trajektorií vývoje výkonové bilance MSK, zdroj: VŠB-TUO

Lze konstatovat, že kroky podle očekávaného scénáře by v příznivém případě mohly vrátit cca za 20 let výkonovou bilanci MSK do mírně kladných hodnot. Předpokládá se přitom, že náhrada výpadku největšího zdroje v ES na území MSK je celo-systémová záležitost, kterou řeší ČEPS. Z grafu je však také zřejmé, že většina možných trajektorií, které by čistě teoreticky měly vést k vyrovnané bilanci, přináší disparitu. Pokrytí disparity v letech 2027 až 2045 dosud nebylo v koncepčních materiálech ČR ani MSK (ÚEK) uspokojivě vyřešeno.

Jedno z možných řešení je znázorněno v grafu na Obr. 42.



Obr. 42 Koridor trajektorií, který by vedl ke zhruba vyrovnané výkonové bilanci MSK, zdroj: VŠB-TUO

Očekávaný i extrémní scénář podle Obr. 40 počítá se zálohou na výkonové úrovni dvou až tří bloků EDĚ 200 MW. Kvantifikovaná výše potřebných záloh, se kterou uvažuje toto doporučení, je zřejmá z Obr. 41 a Obr. 42. Grafy byly zpracovány na základě rozborů očekávaného a extrémního scénáře v podkapitolách 5.4 a 6.5. Výše záložního výkonu byla přizpůsobena pro bloky EDĚ 200 MW, které představují nejrychlejší a nejlogičtější řešení. Prostor mezi očekávaným a extrémním scénářem (modrá a červená lomená čára) v této konstelaci vyplňují nepodstatné odchylky skutečného vývoje od modelu. Není to však jediné řešení. U jiného řešení zdrojového mixu může být optimální velikost zálohy i závislost na čase jiná.

Záloha pro případ disparitní výkonové bilance MSK může být zajištěna těmito způsoby:

- Vynucená záloha EDĚ v režii ERÚ nebo zahrnutí až tří bloků EDĚ 200 MW do kapacitního mechanismu, pokud se jej podaří na úrovni EU v potřebném krátkém termínu schválit.
- Urychlená výstavba bloků s plynovými turbínami za podmínky dlouhodobého zajištění dodávek potřebného množství zemního plynu.
- Smluvní zajištění chybějícího výkonu v jiných krajích ČR nebo z dovozu a regulace spotřeby. Tato varianta bude závislá jednak na skutečné velikosti chybějícího výkonu a na stavu energetické bilance v jiných krajích ČR, resp. v zahraničních regionech. Podle zpráv z ČEPS by ani v takových případech výrazného deficitu nehrozil regionální blackout.

Jediným rychlým a spolehlivým řešením, které má ČR nyní k dispozici, je záloha EDĚ. Pro variantu s výstavbou plynových turbín se nabízí využití synergických efektů mezi elektroenergetikou a teplárenstvím. Na druhé straně jsou zpracovatelé studie pevně přesvědčeni, že jakékoli řešení spojené s dlouhodobější regulací spotřeby je v dnešní době a v podmínkách průmyslového charakteru MSK nesprávné, a proto nepřijatelné.

Diskuze se zástupci výroby a spotřeby:

V návrhové části byly významně využity závěry z diskuzí se zástupci na straně výroby i spotřeby elektrické energie. Tyto konzultace poskytly důležité informace o praktických možnostech a omezeních při implementaci nových opatření a umožnily navrhnout realistické a proveditelné scénáře budoucího vývoje energetické bilance.

Personální zabezpečení:

Vzhledem k očekávanému technologickému rozvoji je klíčovým úkolem zajistit dostatečné personální kapacity pro provoz a údržbu nových systémů. Pro zjištění kořenových příčin menšího zájmu mladých o technické obory a zpracování kvalifikovaných návrhů na urychlené řešení této situace byl do dílčí kapitoly 0 zařazen návrh na zpracování socioekonomické studie. Studie by se mohla inspirovat např. řešením sdružení Energetické Třebíčsko, které se osvědčuje při přípravě na nové jaderné zdroje v Dukovanech.

Legislativní a strategická podpora:

Spolupráce s vládními institucemi na úrovni ČR a EU bude rozhodující podmínkou pro získání financí a dalších zdrojů potřebných k realizaci navržených opatření.

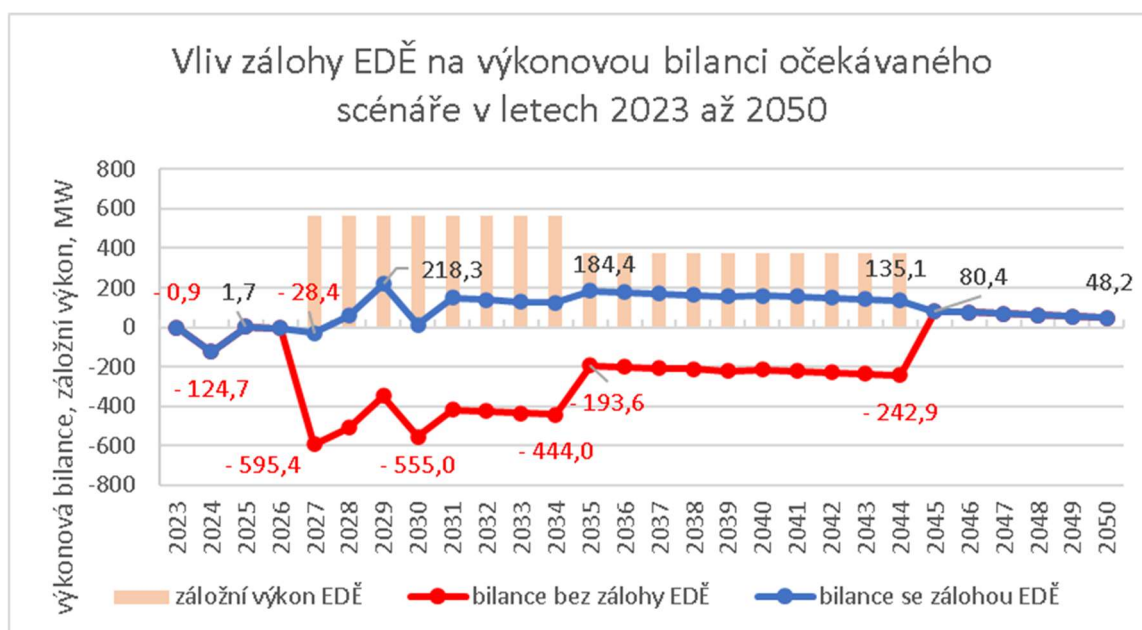
Zajištění stabilního a udržitelného energetického mixu je zásadním cílem pro budoucí rozvoj MSK a jeho přechod k dekarbonizované ekonomice. Klíčové kroky zahrnují investice do nových technologií, posílení infrastruktury a pokračování v implementaci legislativních a strategických opatření na podporu čistých energií.

7.2 Doporučení k řešení scénářů studie

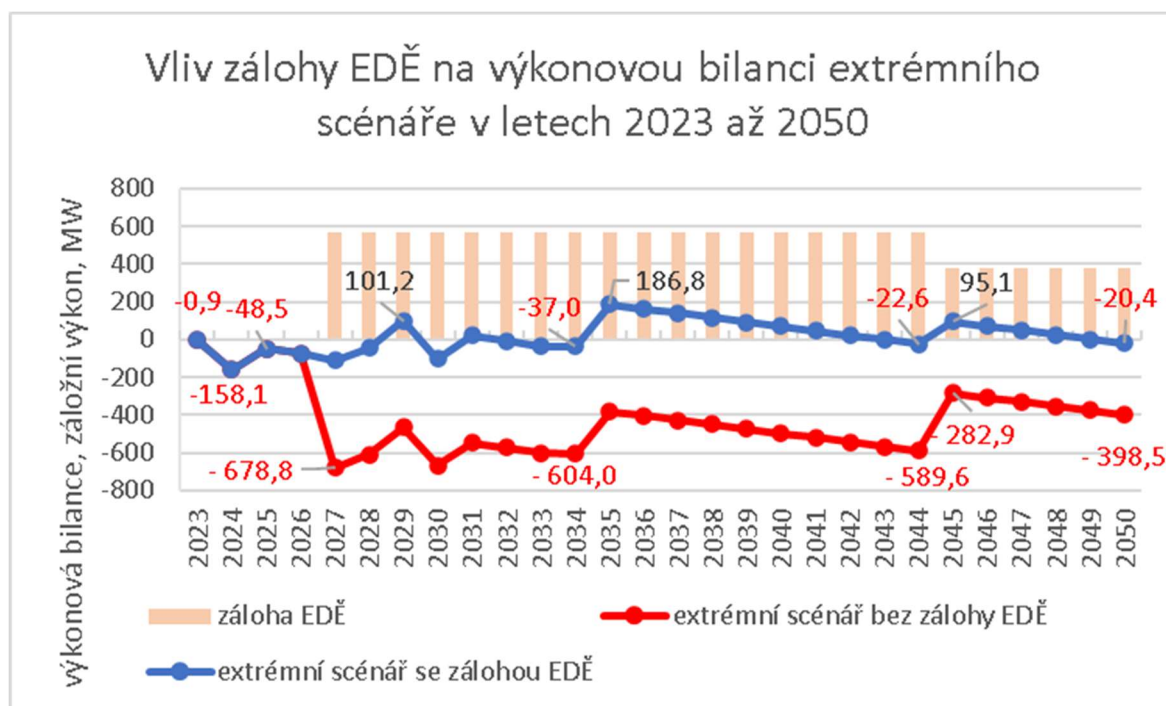
Cílem této podkapitoly je najít pro **očekávaný a extrémní scénář** společné a konzistentní řešení ve vztahu k současnému stavu a identifikovanému trendu vývoje výkonové bilance. Řešení by mělo vést k vyrovnané výkonové bilanci elektřiny v MSK v časovém horizontu do roku 2030 a do roku 2050.

Studie potvrzuje, že urychlení transformace energetického mixu v MSK je pro zajištění energetické bezpečnosti a soběstačnosti regionu nevyhnutelné. Hlavními doporučeními jsou:

- Vyrovnaní výkonové bilance elektřiny v MSK do doby realizace SMR: S využitím analýzy what-if byly vytvořeny srovnávací grafy viz Obr. 43 a Obr. 44, které znázorňují řešení výkonové bilance MSK s využitím studené zálohy EDĚ a kapacitních mechanismů.



Obr. 43 Srovnání odhadů výkonové bilance elektřiny MSK v letech 2023 až 2050 s EDĚ a bez EDĚ, očekávaný scénář



Obr. 44 Srovnání odhadů výkonové bilance elektřiny MSK v letech 2023 až 2050 s EDĚ a bez EDĚ, extrémní scénář.

Malá disparita v roce 2024 je způsobena odstavením teplárny TAMEH Czech, s.r.o. z důvodů, které byly popsány výše. Z hlediska střednědobé a dlouhodobé perspektivy však je tato skutečnost bezvýznamná, protože se předpokládá, že dojde k obnovení provozu teplárny pro pokrytí spotřeby elektřiny a tepla po obnovení provozu hutní druhovýroby.

Pokud se skutečný vývoj spotřeby bude blížit spíše k očekávanému scénáři, jak je patrné z Obr. 43, doporučují zpracovatelé studie kombinaci řešení podle očekávaného scénáře, který zahrnuje:

- Dočasnou zálohu dvou až tří bloků EDĚ 200 MW do doby stabilizace výkonové bilance.
- Výstavbu nových plynových turbín se spalínovým kotlem využívajícím odpadní teplo spalin z plynové turbíny v horkovodním nebo paroplynovém cyklu v přechodném období do doby realizace SMR.
- Realizaci SMR v lokalitě EDĚ kolem roku 2045.

V opačném případě se bude vývoj spíše přibližovat grafu na Obr. 44 to znamená, že záloha EDĚ by nikdy neskončila. Z grafu na Obr. 44 je vidět, že po najetí SMR v roce 2045 se potřeba výkonu EDĚ pro vyrovnanou bilanci sníží na dva bloky. Toto řešení je však podle současných měřítek těžko přijatelné. Proto bude v extrémním scénáři nutné uvažovat spíše se dvěma bloky SMR. Jinou možností je postavit jeden blok SMR a zbývající potřebu pokrýt výstavbou nových plynových nebo paroplynových elektráren.

Druhý blok SMR by mohl stát např. v lokalitě Ostrava (jeden z návrhů řešení zajištění tepla a elektrické energie pro danou lokalitu v jaderném scénáři DS1) nebo v Dětmovicích spolu s propojením SZT v technickoekonomicky zdůvodněném dosahu. Další možností je urychlení náhrady uhelných elektráren a tepláren elektrárnami na zemní plyn, které by pracovaly v režimu KVET. Řešení s plynovými

turbínami je flexibilnější a umožnilo by lépe reagovat na potřeby příslušných lokalit MSK. Podmínkou je zajištění dostatečné kapacity ZP. Detailněji je tento návrh propracován v plynovém scénáři DS1. Realizovatelnost navržených plynových turbín z pohledu zajištění dodávek ZP byla v době zpracování studie DS1 potvrzena ze strany distribuční společnosti GasNet, s.r.o.

Graf na Obr. 40 potvrzuje, že ke spolehlivému pokrytí zatížení sítě vč. přiměřené zálohy v extrémním scénáři by po roce 2030 nemusely stačit ani tři bloky EDĚ. Potřeba výkonu EDĚ pro vyrovnání výkonové bilance je znázorněna v Tab. 46.

Tab. 46 Odhad vývoje bilance elektřiny v MSK po roce 2040

	Jednotka	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
maximální zatížení	MW	1 507,0	1 531,2	1 556,4	1 580,6	1 604,8	1 630,0	1 654,2	1 678,4	1 703,6	1 727,8	1 752,0
dosažitelný výkon EDĚ	MW	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	378,0	378,0	378,0	378,0	378,0	378,0
dosažitelný výkon celkem	MW	1 577,1	1 578,4	1 579,6	1 580,9	1 582,2	1 725,1	1 726,3	1 727,7	1 728,9	1 730,1	1 731,5
přebytek +/- disparita -	MW	70,1	47,2	23,2	0,3	-22,6	95,1	72,1	49,3	25,3	2,3	-20,5

Další kroky, které by podpořily dosažení vyrovnané výkonové bilance MSK:

- Podpora investic do OZE: je nutné výrazně zvýšit podíl OZE, aby se snížila závislost na fosilních palivech a zajistila udržitelnost energetiky v kraji.
- Vývoj a implementace nových technologií: klíčovým prvkem energetické stability bude rozvoj technologií jako SMR, plynové turbíny s kotli na odpadní teplo spalin, moderní KJ a energetické využití biomasy a odpadů. Tyto zdroje by mohly významně přispět ke snížení disparity mezi výrobou a spotřebou elektřiny.
- Posílení energetické infrastruktury: je nezbytné modernizovat a rozšířit energetickou infrastrukturu tak, aby byla schopná zvládnout rostoucí poptávku po elektřině a integrovat nové technologie.

Reference

- [1] ERÚ, Roční zpráva ERÚ. provoz elektrizační soustavy ČR, 2004–2023
- [2] ČEZ Distribuce, a. s.
- [3] Roční zprávy o trhu (OTE, 2004–2023)
- [4] ERÚ
- [5] Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040, ČEPS, říjen 2024, dostupné z <https://www.ceps.cz/cs/zdrojova-primerenost>
- [6] Nařízení Komise v přenesené pravomoci (EU) 2023/2772 z 31. července 2023
- [7] Velký přehled ESG v roce 2024: Na co se připravit?, Frank Bold Advisory 4.4.2024
- [8] Revoluce v energetice: V Česku má vzniknout unikátní podzemní úložiště elektřiny, Jan Křovák, Echo 24, 26. února 2023, dostupné na <https://m.echo24.cz/a/HKMFL/zpravy-domaci-revoluce-energetika-unikatni-podzemni-uloziste-energie-doly-ostravsko>
- [9] Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti v platném znění, Kapitola I, článek 1, odst. 30), 31), 32). 33), 34), 35) a 36)
- [10] Sborník technických řešení zdrojů s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla, ORTEP, s.r.o., Ing. Josef Karafiát, CSc. a kolektiv, říjen 2006, dostupné na: <https://www.mpo-efekt.cz/dokument/15.pdf>
- [11] Mechanismus pro spravedlivou transformaci: nikdo nesmí být opomenut, , dostupné na: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/finance-and-green-deal/just-transition-mechanism_cs#kde-mohou-lensk-stty-eu-zskat-podporu
- [12] Cena emisní povolenky (EUA), dostupné na: <https://oenergetice.cz/energostat/ceny-aktualne/emisni-povolenka>
- [13] cena emisních povolenek, dostupné na: <https://www.eex.com/en/market-data/environmentals/futures>
- [14] 2003/87/ES Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/87/ES ze dne 13. října 2003 o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů ve Společenství a o změně směrnice Rady 96/61/ES, konsolidované znění 2024 dostupný na <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02003L0087-20240301>
- [15] Aktuální populační vývoj v kostce, dostupné na: <https://csu.gov.cz/aktualni-populacni-vyvoj-v-kostce>
- [16] Generation of Electricity and District Heating, Technology descriptions and projections for long-term energy systém planning, Danish Energy Agency, 2024
- [17] Studie pro možnosti využití chemické recyklace pro zpracování plastů – operativní výzkum [online]. 114. [cit. 2024-08-31] dostupné na: <https://cevooh.cz/wp-content/uploads/2024/02/V165.pdf>
- [18] NESTE [online] [cit. 2024-08-31], dostupné na: <https://www.neste.com/news/neste-doubled-the-amount-of-waste-plastic-processed-during-2023>
- [19] btg-bioliquids [online] [cit. 2024-08-31], dostupné na: <https://www.btg-bioliquids.com/plant/pyrocell-gavle-sweden/>
- [20] SMS MAHARASHTRA ENVIRO POWER LTC [online] [cit. 2024-08-31] dostupné na: <https://smsmepl.com/>

- [21] Westinghouse – History of Westinghouse Plasma [online] [cit. 2024-08-31] dostupné na: <https://plasma.westinghouse.com/pages/about-us>
- [22] Jaké jsou možnosti využití geotermální energie v České republice?, Jan Šafanda, Vladimír Wágner, OENERGETICE.cz, prosinec 2018, dostupné na <https://oenergetice.cz/nazory/jake-jsou-moznosti-vyuziti-geotermalni-energie-cesku>
- [23] Geotermální energie, Svaz podnikatelů pro využití energetických zdrojů, z.s., dostupné na <https://www.spvez.cz/archiv/pages/OZE/geoterm.htm>
- [24] ČR zaostává ve využití geotermální energie, do r. 2030 by mohly vzniknout první elektrárny, OENERGETICE.cz, květen 2024, dostupné na <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/cr-zaostava-ve-vyuziti-geotermalni-energie-do-r-2030-by-mohly-vzniknout-prvni-elektrarny>
- [25] <https://www.mdcr.cz/Statistiky/Silnicni-doprava/Dopravni-park/Osobni-automobily-registrovane-v-CR>
- [26] <https://faktaoklimatu.cz/explainery/elektrifikace-dopravy>
- [27] Veolia, Pro studenty, dostupné na: <https://www.vecr.cz/kariera/pro-studenty/>
- [28] Vítěz tendru století: Tisíce lidí budeme hledat v Česku, Slovensku i Polsku, dostupné na: <https://www.seznamzpravy.cz/clanek/ekonomika-firmy-vitez-tendru-stoleti-tisice-lidi-budeme-hledat-v-cesku-slovensku-i-polsku-256459>
- [29] Kdo jsme a co děláme? A proč? | Czechitas, dostupné na: <https://zpravy.aktualne.cz/ekonomika/czechitas/r~c8601d7671df11eb89ccac1f6b220ee8/>
- [30] Events and Opportunities: Naval Academy... (usna.edu), dostupné na: https://www.usna.edu/PAO/documents/Womens_History_Month.pdf
- [31] Generation of Electricity and District Heating, Technology descriptions and projections for long-term energy system planning, Danish Energy Agency, 2024
- [32] Národní akční plán čisté mobility (NAP CM), dostupné na: https://www.mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2022/2/Elektromobilita_predikce-do-2045.pdf
- [33] <https://faktaoklimatu.cz/explainery/elektrifikace-dopravy>
- [34] <https://www.mdcr.cz/Statistiky/Silnicni-doprava/Dopravni-park/Osobni-automobily-registrovane-v-CR>
- [35] ČHMÚ, dostupné na: <https://www.chmi.cz/historicka-data/pocasi/otopna-sezona>
- [36] Elektrobusy v hradecké MHD ujely již přes tři miliony kilometrů. Dostupné z: <https://www.sdp-cr.cz/systext/41/6/178/elektrobusy-v-hradecke-mhd-ujely-jiz-pres-tri-miliony-kilometru/>
- [37] Elektrobusy SOR, dostupné na: https://www.proelektrotechniky.cz/pdf/SeminarEbusyII/Cerny_SOR_Ebusy.pdf
- [38] Roadmapa bezemisního MSK, 2024.
- [39] Plán dopravní obslužnosti Moravskoslezského kraje 2022-2026.
- [40] Odbor dopravy Moravskoslezského kraje
- [41] Metodika pro pasportizaci železničních tratí určených pro vlaky s alternativními pohony
- [42] Woznica, A. Alternative Drives in Public Transport Vehicles as a Chance for City Development. XI International Scientific Conference Analysis of International Relations 2019. Methods and Models of Regional Development. Katowice, Poland. 2019.

- [43] Elektrobusy Škoda, dostupné na: https://www.automobilrevue.cz/rubriky/presunuto-na-trucker-cz-truck-bus/predstavujeme/elektrobusy-skoda_46625.html
- [44] Elektrobusy SOR, dostupné na: https://www.proelektrotechniky.cz/pdf/SeminarEbusyII/Cerny_SOR_Ebusy.pdf
- [45] Events and Opportunities: Naval Academy... (usna.edu), dostupné na: https://www.usna.edu/PAO/documents/Womens_History_Month.pdf
- [46] Generation of Electricity and District Heating, Technology descriptions and projections for long-term energy system planning, Danish Energy Agency, 2024
- [47] Veolia Energie ČR, a. s.
- [48] Dopadová studie odchodu od energetického spalování uhlí v Moravskoslezském kraji
- [49] Analýza zranitelnosti Moravskoslezského kraje vůči dopadům klimatické změny, EKOTOXA, s.r.o., leden 2019, dostupné na: https://www.msk.cz/assets/temata/zivotni_prostredi/analyza-zranitelnosti---msk--fin.pdf
- [50] Eruelektro2022.xls
- [51] Podklady pro oblast podpory odpadového a oběhového hospodářství OPŽP 2021–2027 Energetické využití odpadů [online]. 99 [cit. 2024-08-09]. Dostupné na: [https://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/odpadove_obehove_hospodarstvi/\\$FILE/OODP-4_Energeticke%20vyuziti%20odpadu-20200529.pdf](https://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/odpadove_obehove_hospodarstvi/$FILE/OODP-4_Energeticke%20vyuziti%20odpadu-20200529.pdf)
- [52] Datové podklady předané MSID
- [53] ZEVO Plzeň. [cit. 2024-08-01], dostupné na: <https://www.zevoplzen.cz/>
- [54] SAKO Brno [online]. [cit. 2024-08-01]. Dostupné na: <https://www.sako.cz/>
- [55] Prováděcí studie k naplňování Plánu odpadového hospodářství Moravskoslezského kraje zaměřená na komunální odpady [online]. 128 [cit. 2024-08-01]. Dostupné na: https://www.msk.cz/assets/temata/zivotni_prostredi/analyticka-cast-ps-poh-msk_1.pdf
- [56] The European biomass puzzle, Challenges, opportunities and trade-offs around biomass production and use in the EU, EEA Report 08/2023, dostupný na <https://www.eea.europa.eu/publications/the-european-biomass-puzzle>
- [57] Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040, ČEPS, říjen 2024, dostupné z <https://www.ceps.cz/cs/zdrojova-primerenost>] podporuje hlavní závěry a doporučení dopadové studie
- [58] Podklady pro oblast podpory odpadového a oběhového hospodářství OPŽP 2021–2027 Energetické využití odpadů [online]. 99 [cit. 2024-08-09]. Dostupné na: [https://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/odpadove_obehove_hospodarstvi/\\$FILE/OODP-4_Energeticke%20vyuziti%20odpadu-20200529.pdf](https://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/odpadove_obehove_hospodarstvi/$FILE/OODP-4_Energeticke%20vyuziti%20odpadu-20200529.pdf)
- [59] Best Practice Guidance for Effective Methane Recovery and Use from Abandoned Coal Mines, dostupné na: <https://unece.org/sustainable-energy/publications/best-practice-guidance-effective-methane-recovery-and-use-abandoned>
- [60] Obnovitelné zdroje energie v roce 2021. Oddělení analýz a datové podpory koncepcí [online]. In: . 2022, s. 65 [cit. 2024-07-26]. Dostupné z:

- <https://www.mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/statistika/obnovitelne-zdroje-energie/2022/11/Obnovitelne-zdroje-energie-2021.pdf>
- [61] MPO – ODDĚLENÍ ANALÝZ A DATOVÉ PODPORY KONCEPCÍ. Obnovitelné zdroje energie [online]. 2022, s. 65 [cit. 2024-07-26]. Dostupné na: <https://www.mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/statistika/obnovitelne-zdroje-energie/2022/11/Obnovitelne-zdroje-energie-2021.pdf>
- [62] MPO. Aktualizace Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu. Říjen 2023. 471 s. [cit. 2024-07-26]. Dostupné na: https://www.mpo.gov.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/2023/10/Aktualizace_NKEP_10_2023_final.pdf
- [63] dostupné na: <https://www.akprotega.cz/clanky/lex-oze-iii-akumulace-flexibilita-a-agregace/>
- [64] dostupné na: <https://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/nejvetsi-ceska-baterie-ve-vitkovicich-zahajila-ostry-provoz.-akumulator-od-cez-esco-pomuze-stabilizovat-energetickou-soustavu-188487>
- [65] Revoluce v energetice: V Česku má vzniknout unikátní podzemní úložiště elektřiny, Jan Křovák, Echo 24, 26. února 2023, dostupné na <https://m.echo24.cz/a/HKMFL/zpravy-domaci-revoluce-energetika-unikatni-podzemni-uloziste-energie-doly-ostravsko>
- [66] Prosadí se v praxi akumulace energie do písku?, 27.7.2022, dostupné z: <https://www.solarninovinky.cz/>
- [67] Integrované povolení EDĚ čj. 915/2005/ŽPZ/MaD/0006 ze dne 19.8.2005, ve znění pozdějších změn, dostupné na: [https://ippc.mzp.cz/ippc/ippc.nsf/\\$pid/MZPPBHUCOCST](https://ippc.mzp.cz/ippc/ippc.nsf/$pid/MZPPBHUCOCST)
- [68] Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2023/1791 ze dne 13. září 2023 o energetické účinnosti a o změně nařízení (EU) 2023/955. Online. 2023. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX:32023L1791>. [cit. 2024-11-22].
- [69] Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040, ČEPS, říjen 2024, dostupné z <https://www.ceps.cz/cs/zdrojova-primerenost>
- [70] ČEPS uvedla do provozu zdvojené vedení V403/803, oEnergetice.cz, 8. října 2024, dostupné z <https://oenergetice.cz/prenos-elektriny/ceps-vedla-do-provozu-zdvojene-vedeni-v403-803>

Seznam obrázků a tabulek

Obr. 1 Výroba elektřiny brutto v MSK podle technologií elektráren, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC	35
Obr. 2 Výroba elektřiny brutto v MSK podle paliv, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC	38
Obr. 3 Spotřeba elektřiny netto podle kategorizace spotřeb v MSK, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC	40
Obr. 4 Spotřeba elektřiny netto podle sektorů národního hospodářství v MSK, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC	42
Obr. 5 Rozdíl mezi výrobou a spotřebou elektřiny v MSK v %, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC	44
Obr. 6 Využití instalovaného výkonu výroben elektřiny v MSK (hod), zdroj: [1], vlastní zpracování MEC	48
Obr. 7 Vážený průměr marginálních cen elektřiny na denním trhu OTE, zdroj: [3], vlastní zpracování MEC dle pokynů GFŘ z jednotlivých Finančních zpravodajů GFŘ	50
Obr. 8 Vážený průměr cen plynu na vnitrodenním trhu OTE, zdroj: [3], vlastní zpracování MEC dle pokynů GFŘ z jednotlivých Finančních zpravodajů GFŘ	51
Obr. 9 Průměrná cena emisní povolenky, zdroj: [4], vlastní zpracování MEC	53
Obr. 10 Vývoj ročního maxima zatížení elektrizační soustavy, dosažitelného výkonu zdrojů a výkonové bilance elektřiny MSK podle dat ČEZ Distribuce v období 2014 až 2023, zdroj: [2], vlastní zpracování VŠB-TUO	57
Obr. 11 Vývoj ročního maxima zatížení elektrizační soustavy, dosažitelného výkonu zdrojů a výkonové bilance elektřiny MSK v roční špičce podle dat za ES ČR, zdroj: [1], vlastní zpracování VŠB-TUO	58
Obr. 12 Postup uplatňování nařízení Evropské komise č. 2023/2772, [7]	59
Obr. 13 Závislost elektrického výkonu na dodaném tepelném výkonu u protitlakové a odběrové parní turbíny, zdroj: [10]	67
Obr. 14 Schematický průběh výroby elektřiny v průběhu dne v průmyslové elektrárně při dvousměnném provozu, zdroj: [10]	67
Obr. 15 Typický měsíční diagram potřeb tepla s rozlišením účelů spotřeby, zdroj: [7]	68
Obr. 16 Typické základní ukazatele teplárenských soustav, zdroj: [10]	68
Obr. 17 Průběh dodávek tepla z odběrové parní turbíny, zdroj: [10]	69
Obr. 18 Diagram trvání zatížení ES ČR za rok 2023, zdroj: [1]	73
Obr. 19 Schematické znázornění syntézy dat pro výpočet výkonové bilance, zdroj: VŠB-TUO	75
Obr. 20 Vývoj ceny emisních povolenek na EEX (produkt EEX EUA Futures) s dodáním 12/2025, zdroj: [13]	79
Obr. 21 Vývoj maximálního množství alokovaných emisních povolenek v rámci EU ETS v období let 2013 až 2029, zdroj: [15]	80

Obr. 22 Prognóza hloubek (v metrech) teploty 130 °C na území České republiky, zdroj V. Čermák aj. Šafanda, 1982	88
Obr. 23 Přírůstek / úbytek obyvatel ČR v období let 2001–2022, zdroj: [25]	93
Obr. 24 Soupis čerpání v rámci výzvy HEAT	102
Obr. 25 Zastoupení paliv v teplárenských projektech programu HEAT	102
Obr. 26 Struktura spotřeby elektřiny netto podle sektorů národního hospodářství, zdroj: ČEZ Distribuce, a.s., vlastní zpracování VŠB-TUO	108
Obr. 27 Struktura spotřeby elektřiny netto podle druhu odběru, zdroj: ČEZ Distribuce, a.s., vlastní zpracování VŠB-TUO	109
Obr. 28 Odhad vývoje spotřeby elektřiny netto v období do roku 2030 a do roku 2050, zdroj: VŠB-TUO	110
Obr. 29 Vývoj denostupňů za otopné období v období mezi lety 2010 až 2023, zdroj: [35]	112
Obr. 30 Počet hodin se zápornou nebo nulovou cenou elektřiny, zdroj: [3]	120
Obr. 31 Schéma typického připojení elektrokotle ke zdroji SZT, zdroj: [47]	121
Obr. 32 Odhadovaný vývoj výroby elektrické energie v MSK do roku 2030, pozn. ke grafu.: Levá osa Y je přiřazena pouze grafu Parní elektrárny, ostatní grafy jsou popsány pravou osou Y, Zdroj: vlastní zpracování VŠB-TUO	124
Obr. 33 Odhad podílů jednotlivých sledovaných skupin spotřeby na celkové výrobě elektrické energie v MSK v roce 2050, Zdroj: vlastní zpracování VŠB-TUO	125
Obr. 34 Bilance dosažitelného výkonu a ročního maxima zatížení ES MSK s B2 EDĚ, zdroj: VŠB-TUO	149
Obr. 35 Odhad vývoje výkonové bilance elektřiny v zimní špičce do roku 2030, zdroj: VŠB TUO	150
Obr. 36 Odhad vývoje výkonové bilance MSK v období 2030 až 2050, zdroj: VŠB-TUO	150
Obr. 37 Vývoj průměrných cen regulační energie v ČR, zdroj: OTE, a.s., vlastní zpracování VŠB-TUO	156
Obr. 38 Srovnání odhadovaného vývoje spotřeby elektřiny netto extrémního scénáře s očekávaným scénářem, zdroj: ČEZ Distribuce, a.s., vlastní zpracování VŠB-TUO	164
Obr. 39 Odhad vývoje bilance MSK v elektřině v letech 2023 až 2030, extrémní scénář, Zdroj: VŠB-TUO	175
Obr. 40 Odhad vývoje výkonové bilance MSK v letech 2030 až 2050, extrémní scénář, Zdroj: VŠB-TUO	176
Obr. 41 Koridor pravděpodobných trajektorií vývoje výkonové bilance MSK, zdroj: VŠB-TUO	184
Obr. 42 Koridor trajektorií, který by vedl ke zhruba vyrovnané výkonové bilanci MSK, zdroj: VŠB-TUO	185
Obr. 43 Srovnání odhadů výkonové bilance elektřiny MSK v letech 2023 až 2050 s EDĚ a bez EDĚ, očekávaný scénář	187

Obr. 44 Srovnání odhadů výkonové bilance elektřiny MSK v letech 2023 až 2050 s EDĚ a bez EDĚ, extrémní scénář.....	188
Tab. 1 Výsledky energetické bilance MSK za rok 2023, zdroj: [1], [2], vlastní zpracování VŠB-TUO.....	27
Tab. 2 Výroba elektřiny brutto podle technologií elektráren v MSK, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC.....	33
Tab. 3 Podíl technologií na výrobě elektřiny brutto ČR v průběhu roku 2023, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC.....	35
Tab. 4 Výroba elektřiny brutto podle podílu paliv v MSK, hodnoty uvedeny v GWh, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC.....	36
Tab. 5 Spotřeba elektřiny netto podle kategorizace spotřeb v MSK, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC.....	39
Tab. 6 Spotřeba elektřiny netto podle sektorů národního hospodářství v MSK, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC.....	40
Tab. 7 Rozdíl mezi výrobou a spotřebou elektřiny v Moravskoslezském kraji, zdroj: [1], vlastní zpracování MEC.....	43
Tab. 8 Instalovaný výkon výroben elektřiny v MSK v MW _e , zdroj: [1], vlastní zpracování MEC.....	46
Tab. 9 Využití instalovaného výkonu výroben elektřiny v MSK (hod), zdroj: [1], vlastní zpracování MEC.....	47
Tab. 10 Vážený průměr marginálních cen na denním trhu OTE, zdroj: [3], vlastní zpracování MEC dle pokynů GFŘ z jednotlivých Finančních zpravodajů GFŘ.....	49
Tab. 11 Vážený průměr cen plynu na vnitrodenním trhu OTE, zdroj: [3], vlastní zpracování MEC dle pokynů GFŘ z jednotlivých Finančních zpravodajů GFŘ.....	50
Tab. 12 Průměrná cena emisní povolenky, zdroj: [4], vlastní zpracování MEC.....	52
Tab. 13 Charakteristiky vývoje spotřeby elektřiny netto v MSK za období 2014 až 2023, zdroj: [1], vlastní zpracování VŠB-TUO.....	54
Tab. 14 Charakteristiky vývoje instalovaného výkonu a výroby elektřiny v MSK za období 2014 až 2023, zdroj: [1], vlastní zpracování VŠB-TUO.....	54
Tab. 15 Rozbor hlavních vlivů na strukturu výroby elektřiny v MSK za období 2014 až 2023, zdroj: [1], vlastní zpracování VŠB-TUO.....	55
Tab. 16 Vývoj počtu studentů energetických oborů v rámci FEI, Katedra elektroenergetiky, zdroj: VŠB-TUO.....	94
Tab. 17 Vývoj počtu studentů energetických oborů v rámci FS, Katedra energetiky, zdroj: VŠB-TUO.....	95
Tab. 18 Vyhodnocení ročního využití instalovaného výkonu významných výrobců elektřiny, zdroj: VŠB-TUO vlastní zpracování předaných dat rozhodujících výrobců elektřiny v MSK.....	100
Tab. 19 Celkový počet a počet nově registrovaných osobních elektromobilů v MSK, Zdroj: [32].....	110

Tab. 20 Celkový počet a počet nově registrovaných elektrických autobusů a malých nákladních vozidel v MSK, Zdroj: [32]	111
Tab. 21 Požadovaná energie pro potřeby elektromobility do září roku 2021, Zdroj: [32]	111
Tab. 22 Rozbor spotřeby elektřiny pro tepelná čerpadla do roku 2022 zdroj: [2], vlastní zpracování VŠB-TUO	113
Tab. 23 Odhad celkové spotřeby elektrické energie (VHAD) + (MHD) pro nadcházející roky 2024 až 2030, resp. 2050, Zdroj: vlastní zpracování VŠB-TUO	116
Tab. 24 Odhad celkové spotřeby elektrické energie (OŽVDS) pro nadcházející roky 2024 až 2030, resp. 2050, Zdroj: vlastní zpracování VŠB-TUO	118
Tab. 25 Odhad produkce vodíku v MSK v roce 2027 a 2030, Zdroj: [45].....	119
Tab. 26 Výsledky výpočtu odhadu spotřeby elektřiny pro ostatní druhy vytápění do roku 2030, zdroj: ČEZ Distribuce, a.s., vlastní zpracování VŠB-TUO	122
Tab. 27 Vývoj instalovaného výkonu parních elektráren v MSK v letech 2014 až 2023, zdroj: [4].....	128
Tab. 28 Vývoj instalovaného výkonu parních elektráren v MSK, zdroj: Provozovatelé PE, vlastní zpracování VŠB-TUO	129
Tab. 29 Odhad vývoje instalovaného výkonu PE v letech 2024 až 2030, zdroj: Provozovatelé PE, vlastní zpracování VŠB-TUO	130
Tab. 30 Instalovaný výkon připravovaných PPE, zdroj: Vlastní zpracování VŠB-TUO na základě dat od příslušných subjektů	132
Tab. 31 Vývoj instalovaného výkonu v kategorii PSE v MSK. zdroj: [4]	133
Tab. 32 Odhad vývoje instalovaného výkonu PSE v MSK v období do roku 2030, zdroj: VŠB-TUO.....	133
Tab. 33 Průměrné roční srážky v jednotlivých obdobích a lokalitách, zdroj: [49] ...	134
Tab. 34 Odhad vývoje výkonu pro KJ na zemní plyn, zdroj: VŠB-TUO	138
Tab. 35 Instalovaný výkon tepláren využívajících biomasu, zdroj: VŠB-TUO	139
Tab. 36 Výhled instalovaného výkonu v teplárnách spalujících biomasu do roku 2030, zdroj: VŠB-TUO, zpracováno z dat poskytnutých provozovateli.....	139
Tab. 37 Výhled provozu kogeneračních jednotek na degazační plyn do roku 2030, zdroj: vlastní zpracování VŠB-TUO, na základě dat od provozovatelů.....	140
Tab. 38 Reálný a očekávaný vývoj instalovaného výkonu a množství vyrobené elektrické v BPS mezi lety 2016 a 2033 v MSK, Zdroj: [1], Data MPO, Data česká bioplynová asociace	143
Tab. 39 SWOT analýza pro očekávaný scénář v letech 2023 až 2030, Zdroj: VŠB-TUO	157
Tab. 40 SWOT analýza pro očekávaný scénář v letech 2030 až 2050, Zdroj: VŠB-TUO	159
Tab. 41 Seznam důlních areálů uvažovaných pro developerské projekty, zdroj: MSID	173
Tab. 42 Seznam připravovaných průmyslových zón, zdroj: MSID	174

Tab. 43 Předpokládané lokality pro realizaci nové bytové zástavby, zdroj: MSID, zpracování VŠB-TUO	174
Tab. 44 SWOT analýza pro extrémní scénář v letech 2023 až 2030, Zdroj: VŠB-TUO	177
Tab. 45 SWOT analýza pro extrémní scénář v letech 2030 až 2050, Zdroj: VŠB-TUO	179
Tab. 46 Odhad vývoje bilance elektřiny v MSK po roce 2040	189

Seznam příloh

- Příloha I – Termické procesy – pyrolýza a plazmové zplyňování