Financováno Evropskou unií
NextGenerationEU

Národní plán obnovy

MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU

Dobrovolný svazek obcí mikroregionu ZÁHORAN

Technická a ekonomická studie proveditelnosti

Zpracovatel	**GM creative s.r.o.**
Investor	**Dobrovolný svazek obcí mikroregionu ZÁHORAN**
Program	**NPO – 9. Příprava projektů**
Část	**Zakládání energetických společenství**
Datum	**10/2025**
Zakázkové č.	**GM/2023/MEK/03**

GM creative s.r.o.
+420 774 579 973
Příkop 843/4, 602 00 Brno
ales@calabek.cz

Zadavatel: **Dobrovolný svazek obcí mikroregionu ZÁHORAN**
Všechovice 40,
753 53, Všechovice

Zpracovatel: **GM creative s.r.o.**
Příkop 843/4, 602 00 Brno
+420 774 579 973
ales@calabek.cz

1. část

Technická studie proveditelnosti

Dílo bylo financováno z prostředků Evropské unie z fondu Next Generation EU, Národní plán obnovy.

V Olomouci, 10/2025

OBSAH TECHNICKÉ STUDIE PROVEDITELNOSTI

ÚVOD 5

1 STÁVAJÍCÍ SPOTŘEBA A NÁKLADY 13

1.1 TYP A SPECIFIKACE ODBĚRNÝCH MÍST 13
1.2 SPOTŘEBA MINIMÁLNĚ ZA 12 MĚSÍCŮ (MWH) V SOUČTU A V ROZLIŠENÍ PO JEDNOTLIVÝCH ENERGONOSITELÍCH 17
1.2.1 Elektřina 17
1.2.2 Zemní plyn 22
1.2.3 Centrální zásobování teplem (CZT, teplovod, dálkové teplo) 27
1.2.4 Tuhá paliva 28
1.2.5 Obnovitelné zdroje 29
1.2.6 Jiní speciální energonositelé 31
1.3 NÁKLADY ZA 12 MĚSÍCŮ 32
1.3.1 Metodika výpočtu 32
1.3.2 Přehled nákladů po jednotlivých obcích 34
1.3.3 Rozbor a interpretace struktury nákladů 36
1.3.4 Specifika pro energetické společenství 37
1.4 DALŠÍ NÁKLADY 38

2 STÁVAJÍCÍ VÝROBNY 40

3 TEPELNÁ SOUSTAVA A DISTRIBUČNÍ SOUSTAVA ELEKTŘINY VE VLASTNICTVÍ ENERGETICKÉHO SPOLEČENSTVÍ 41

4 NOVÉ (PLÁNOVANÉ) VÝROBNY 42

5 POTENCIÁL DALŠÍCH ZDROJŮ ENERGIE 48

5.1 ODHAD DALŠÍHO POTENCIÁLU ROZVOJE 48
5.2 TECHNICKÁ A JINÁ OMEZENÍ 50
5.3 ODHAD INSTALOVANÉHO VÝKONU A VÝROBY 50
5.4 EKONOMICKÁ PROVEDITELNOST 52
5.5 DOPORUČENÍ K POSTUPNÉMU ROZVOJI INSTALACÍ 54

6 AKUMULACE 56

6.1 TYPY A SPECIFIKACE 56
6.2 INVESTIČNÍ NÁKLADY 57
6.3 ROČNÍ NÁKLADY NA PROVOZ AKUMULÁTORU 58

7 BUDOUCÍ SYSTÉM ŘÍZENÍ, REGULACE A KOMUNIKACE 58

7.1 POPIS SYSTÉMU 58

8 BUDOUCÍ SPOTŘEBA A NÁKLADY 60

8.1 SPECIFIKACE NOVÉHO ODBĚRNÉHO MÍSTA PŘI SLOUČENÍ ODBĚRNÝCH MÍST 60
8.2 PŘEDPOKLÁDANÉ KRYTÍ SPOTŘEBY ENERGETICKÉHO SPOLEČENSTVÍ Z VLASTNÍCH A Z CIZÍCH VÝROBEN ZA ROK S OHLEDEM NA MĚSÍČNÍ, PŘÍPADNĚ DENNÍ PRŮBĚH VÝROBY A SPOTŘEBY (MWH, %) 61
8.3 NÁKLADY NA ENERGII Z CIZÍCH VÝROBEN (FIXNÍ A VARIABILNÍ) 66
8.4 PŘÍJMY Z PROVOZU VÝROBNY (PRODEJ ENERGIE TŘETÍM OSOBÁM, JINÉ PŘÍJMY) 68

9 NÁVRH TECHNICKÝCH ÚPRAV/ROZVOJE DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY 69

9.1 PŘIPOJENÍ ODBĚRNÝCH MÍST 69
9.2 PŘIPOJENÍ VÝROBEN 70
9.3 ZŘÍZENÍ LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY NEBO PŘÍMÝCH VEDENÍ 71
9.4 DALŠÍ ÚPRAVY 72

10 SWOT ANALÝZA PROJEKTU 73

11 DOPORUČENÍ K REALIZACI 75

11.1 POPIS DOPORUČENÉHO ŘEŠENÍ 75
11.2 POPIS SYSTÉMU SDÍLENÍ ENERGIE PŘES DISTRIBUČNÍ SÍŤ 77
11.3 STANOVENÍ TECHNICKÝCH PARAMETRŮ PRO PROVOZ ES 79
11.4 OKRAJOVÉ PODMÍNKY VÝPOČTU 81
11.5 HARMONOGRAM 82
11.6 ZHODNOCENÍ TECHNICKÉ REALIZOVATELNOSTI DOPORUČENÉHO ŘEŠENÍ, LIMITŮ A RIZIK 84

12 NÁVRH ROZVOJE ENERGETICKÉHO SPOLEČENSTVÍ 86

12.1 POTENCIÁL NOVÝCH ODBĚRNÝCH MÍST, POČET, STRUČNÁ SPECIFIKACE, ODHAD SPOTŘEBY 86
12.2 TECHNICKÉ PODMÍNKY PRO PŘIPOJENÍ ODBĚRNÝCH MÍST V RÁMCI ES 86
12.3 POTENCIÁL NOVÝCH VÝROBEN, VHODNÉ PLOCHY, OBJEKTY, STŘECHY 87
12.4 TYP, POČET, STRUČNÁ SPECIFIKACE VÝROBEN, ODHAD INSTALOVANÉHO VÝKONU A VÝROBY 87
12.5 TECHNICKÉ PODMÍNKY PRO PŘIPOJENÍ NOVÝCH VÝROBEN 88
12.6 JINÁ OMEZENÍ PRO PŘIPOJENÍ ODBĚRNÝCH MÍST A VÝROBEN 89
12.7 VYUŽITÍ AKUMULACE 89
12.8 VYUŽITÍ LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY, BUDOVÁNÍ SÍTÍ 90
12.9 NÁVRH SYSTÉMU MĚŘENÍ A REGULACE 90
12.10 IDENTIFIKACE POTŘEBNÉHO HARDWARE A SOFTWARE, VYBAVENÍ PRO MĚŘENÍ, REGULACI A SDÍLENÍ A JEJICH PROVOZNÍHO MODELU 90

13 SEZNAM OBRÁZKŮ, TABULEK A GRAFŮ 92

ÚVOD

Tato technická studie proveditelnosti pro Dobrovolný svazek obcí mikroregionu ZÁHORAN byla zpracována v rámci Národního programu Životní prostředí z prostředků Národního plánu obnovy, výzvy č. 7/2023: Zakládání energetických společenství. Jejím cílem je stanovit technické limity vzniku energetického společenství a ve vazbě na ekonomickou studii proveditelnosti navrhnout a vyhodnotit optimální variantu jeho rozvoje v území mikroregionu.

Rozsah studie zahrnuje zejména:

- souhrn a vyhodnocení stávající spotřeby a nákladů obecních objektů v členských obcích,
- přehled existujících výroben energie a jejich parametrů,
- návrh a posouzení nových výrobních zdrojů (zejména FVE) včetně připojení, měření, regulace, možností sdílení energie a akumulace,
- doporučené řešení s ohledem na okrajové podmínky, harmonogram a rizika,
- rámec dalšího rozvoje společenství, včetně potenciálu nových odběrných míst a systémů řízení.

Výstupy studie slouží jako podklad pro volbu technické varianty energetického společenství, pro komunikaci s provozovateli sítí a pro přípravu žádostí o financování a projektovou dokumentaci (DSP/DPS). Posuzování vychází z dostupných dat za definované referenční období a je zaměřeno především na obecní objekty. Zapojení domácností a podnikatelů je zatím řešeno rámcově jako potenciál budoucího rozvoje.

Studie se vztahuje na celé území Dobrovolného svazku obcí mikroregionu Záhoran v jihovýchodní části okresu Přerov (Olomoucký kraj). Mikroregion tvoří obce Býškovice, Horní Újezd, Malhotice, Opatovice, Paršovice, Provodovice, Rakov, Rouské a Všechovice. Jeho charakter je venkovský, se soustředěnou zástavbou v mírně zvlněné krajině s vhodnými podmínkami pro využití solární energie. Primárním předmětem posuzování jsou obecní budovy a další majetek obcí a svazku; zapojení dalších subjektů se předpokládá v navazujících etapách.

Geograficky jde o kompaktní území s nadmořskou výškou 270–400 m n. m., převážně otevřeným terénem se zemědělským využitím a příznivým solárním potenciálem. Roční globální sluneční záření dosahuje 1050–1150 kWh/m², počet slunečných dní se pohybuje kolem 200–220. Klimatické podmínky tak potvrzují vhodnost instalace fotovoltaických systémů.

Z hlediska současného energetického profilu převažují decentralizované způsoby vytápění: plynové kotle, lokální kotle na tuhá paliva a částečně elektrické přímotopy. Spotřeba elektřiny

v obecních objektech je relativně stabilní, s vyšší koncentrací v zimě. Teplá voda se ohřívá převážně lokálně a roční spotřeba je nízká. Na území se nenachází žádný centralizovaný teplovod ani systém obnovitelných zdrojů s výrobou tepla.

Analytická část vychází z fakturačních podkladů k odběrům energie a jejich souhrnů minimálně za 12 měsíců. Posuzuje spotřebu, strukturu nákladů (fixní a variabilní složky), typy odběrných míst a tarifů. Data jsou doplněna veřejně dostupnými informacemi a závěry z místních energetických koncepcí členských obcí. Tam, kde byly k dispozici detailnější časové průběhy, byly využity pro posouzení souladu výroby a odběru. Jinak se pracovalo s agregovanými hodnotami a reprezentativními profily. Výsledky jsou prezentovány v jednotných formátech a cenových úrovních (s/bez DPH) s jasným označením. Metodika je koordinovaná s Ekonomickou studií proveditelnosti, aby podklady byly vzájemně konzistentní.

Studie vychází z platné legislativy (zákon č. 458/2000 Sb., energetický zákon, a související předpisy) a oborových metodických materiálů. Předpokládá dodržení pravidel pro připojení a provoz distribuční soustavy, registraci předávacích míst pro sdílení a průběhové měření.

V kontextu mikroregionu je energetické společenství zřízeno jako zapsaný spolek (z. s.), tedy právnická osoba podle energetického zákona a souvisejících předpisů. Jeho účelem je poskytovat environmentální, hospodářské a sociální přínosy svým členům a území, v němž působí. Hlavními cíli jsou snižování provozních nákladů obcí, posilování energetické odolnosti a soběstačnosti prostřednictvím obnovitelných zdrojů, snižování emisí a zapojení veřejnosti do správy místní energetiky.

Řízení přípravy a budoucího provozu je založeno na jasném rozdělení rolí. Klíčovou pozici má koordinátor energetického společenství, který zajišťuje provázanost podkladů, sběr dat a komunikaci mezi obcemi a dalšími aktéry. Důležitou roli hraje také facilitace komunitních procesů a zapojení regionálního týmu. Tento model odpovídá metodickým doporučením pro venkovské oblasti a naplňuje požadavek výzvy na koordinaci a konzistenci podkladů.

Návrhová i realizační část respektuje podmínky připojení k distribuční soustavě, územní regulace a technický stav objektů. Posuzují se ochranná pásma, památková ochrana, zemědělský půdní fond i omezení z územních plánů. Současně se hodnotí technické aspekty (nosnost střech, statika, stínění, orientace, přístupnost, požární bezpečnost, měření a regulace). Důraz je kladen i na připravenost pro inteligentní měření a minimalizaci rizik přetoků do sítě.

Struktura kapitol odpovídá osnově přílohy výzvy č. 7/2023: nejprve spotřeba a náklady, poté stávající výrobny a infrastruktura, následně SWOT analýza a doporučení technického řešení včetně harmonogramu a vyhodnocení rizik. Závěrečná část rozpracovává potenciál rozvoje – nové odběrné body, výrobny, akumulaci a budoucí systém měření, regulace a komunikace.

Pro usnadnění práce byly všechny posuzované objekty označeny unikátním kódem (např. BYS-01 pro Obecní dům v Býškovicích). Kódování je doplněno tabulkou s názvem obce, budovy, adresou a číslem odběrného místa. Tento systém minimalizuje riziko záměny a usnadňuje práci s rozsáhlejšími daty.

Tabulka představuje kompletní výčet objektů zapojených do hodnocení a slouží jako výchozí podklad pro analýzy, návrhy technických opatření i ekonomické modelování celého projektu.

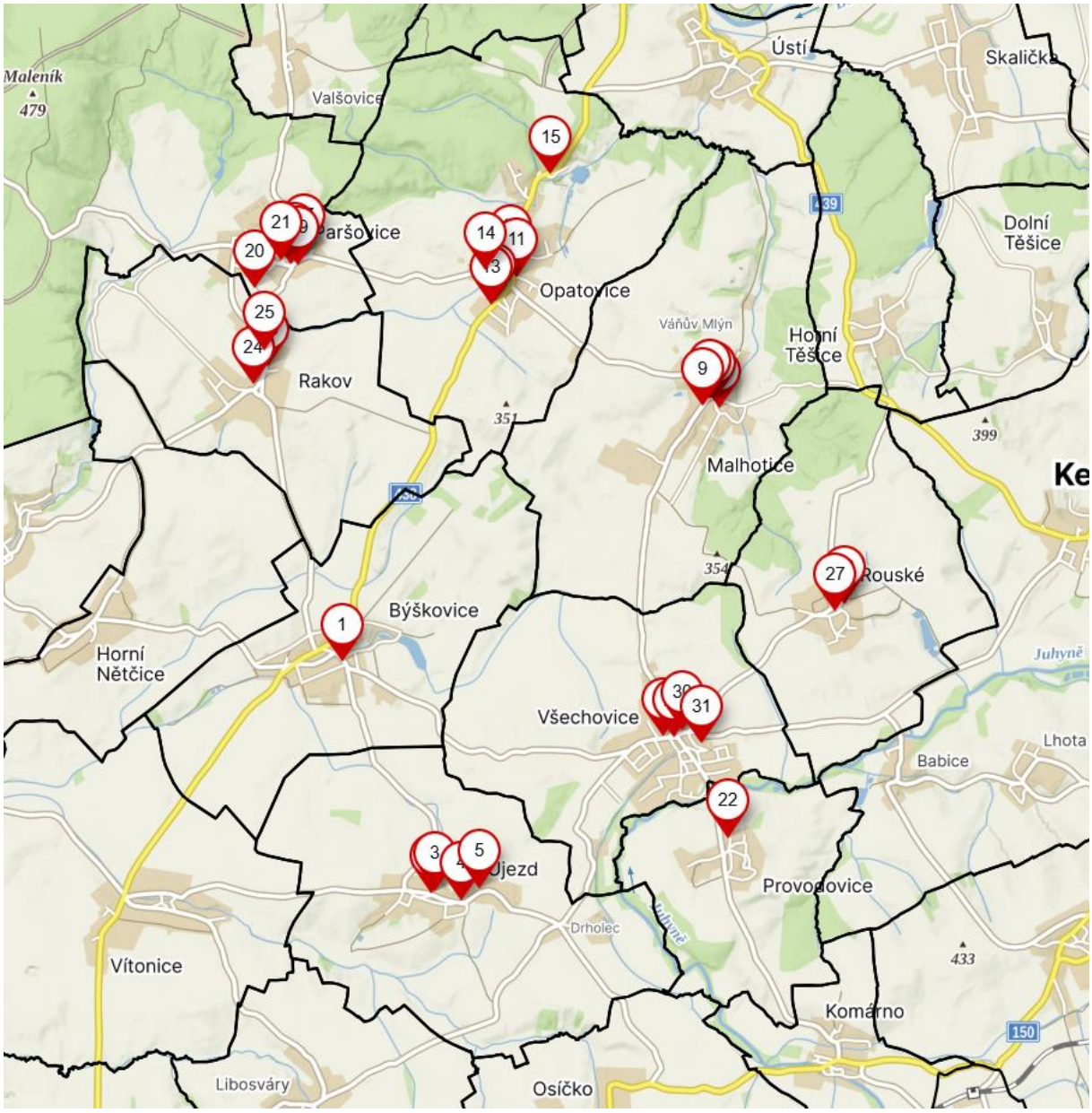
Tabulka 1: Výčet objektů zapojených do založení energetického společenství

Pořadí	Kód budovy	Obec	Název budovy	Adresa	EAN
1	BYS-01	Býškovice	Obecní dům	Býškovice 76	EAN859192400505871261
2	HOÚ-01	Horní Újezd	Obecní úřad, pohostinství, kulturní dům	Horní Újezd 83	EAN859182400505871650, EAN859182400505871643
3	HOÚ-02	Horní Újezd	Hasičská zbrojnice	Horní Újezd 14	EAN859182400505871544
4	HOÚ-03	Horní Újezd	Budova staré školy	Horní Újezd 75	EAN859182400505871636
5	HOÚ-04	Horní Újezd	Mateřská škola	Horní Újezd 100	EAN859182400505871674, EAN859182400505871667
6	MAL-01	Malhotice	Obecní úřad	Malhotice 1	EAN859182400505149551
7	MAL-02	Malhotice	Lidový dům	Malhotice 11	EAN859182400505149582
8	MAL-03	Malhotice	Hasičská zbrojnice	Malhotice 57	EAN859182400505149629
9	MAL-04	Malhotice	Bytový dům sociálního bydlení	Malhotice 87	EAN859182400505107391
10	OPA-01	Opatovice	Obecní úřad	Hlavní 170	EAN859182400505149384
11	OPA-02	Opatovice	Základní škola	Hlavní 83	EAN859182400505149000
12	OPA-03	Opatovice	Hasičská zbrojnice	Hlavní 149	EAN859182400505149438
13	OPA-04	Opatovice	Lidový dům	Hlavní 108	EAN859182400505149285
14	OPA-05	Opatovice	Mateřská škola	Záhorská 159	EAN859182400505149000
15	OPA-06	Opatovice	ČOV	Bez č.p.	EAN859182400505149452
16	PAR-01	Paršovice	Obecní úřad	Paršovice 98	EAN859182400505149834
17	PAR-02	Paršovice	Sokolovna	Paršovice 70	EAN859182400505149728
18	PAR-03	Paršovice	Hasičská zbrojnice	Paršovice 91	EAN859182400505149766
19	PAR-04	Paršovice	Základní škola	Paršovice 59	EAN859182400505149711
20	PAR-05	Paršovice	ČOV	Bez č.p.	EAN859182400511394143

21	PAR-06	Paršovice	Mateřská škola	Paršovice 73	EAN859182400505149742
22	PRO-01	Provodovice	Požární zbrojnice a pohostinství	Provodovice 51	EAN859182400505871766
23	RAK-01	Rakov	Kulturní dům	Rakov 34	EAN859182400505149902
24	RAK-02	Rakov	Budova bývalé školy	Rakov 25	EAN859182400505149896
25	RAK-03	Rakov	Požární zbrojnice	Rakov 144	EAN85982400505149919
26	ROU-01	Rouské	Obecní úřad, kulturní dům	Rouské 64	EAN859182400505871810
27	ROU-02	Rouské	Dům pro seniory	Rouské 18	EAN859182400505871773
28	VŠE-01	Všechovice	Hasičská zbrojnice	Všechovice 147	EAN859182400505871056
29	VŠE-02	Všechovice	Obecní úřad	Všechovice 17	EAN859182400505870882, EAN 859182400505870875
30	VŠE-03	Všechovice	Kulturní dům	Všechovice 151	EAN859182400505871070
31	VŠE-04	Všechovice	Základní škola	Všechovice 88	EAN859182400505871018

Zdroj: Vlastní zpracování

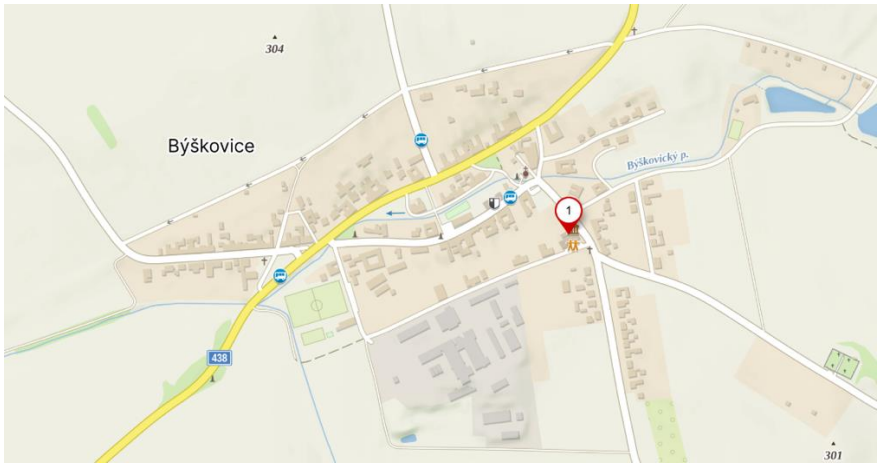
Obrázek 1: Celkový přehled umístění objektů zapojených do energetického společenství



Zdroj: Mapy.com

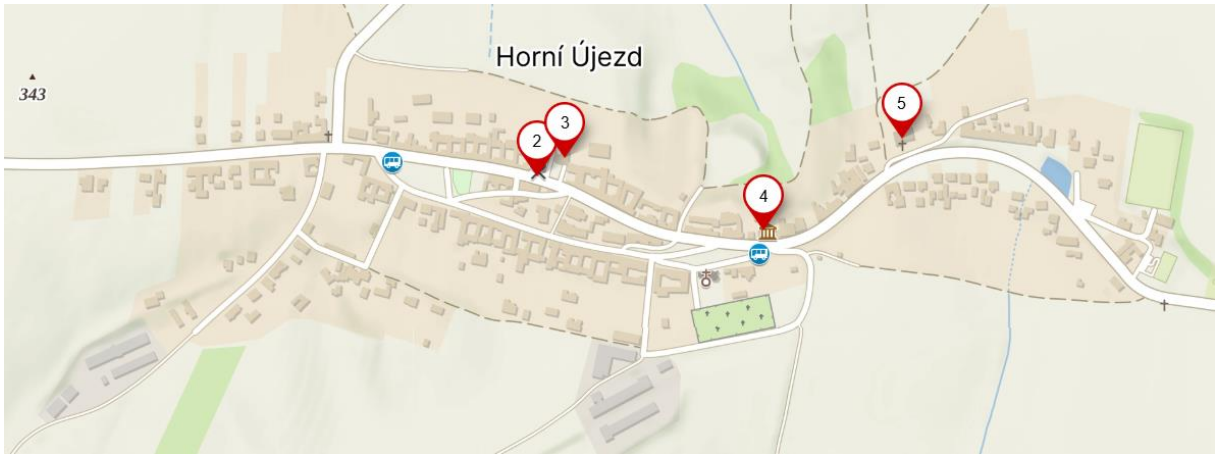
Poznámka: Číslo bodu v mapě odpovídá pořadí řádku v přehledové tabulce objektů výše. Překrývající se čísla jsou přehledněji zobrazena na mapách jednotlivých obcí níže.

Obrázek 2: Objekty v obci Býškovice



Zdroj: Mapy.cz

Obrázek 3: Objekty v obci Horní Újezd



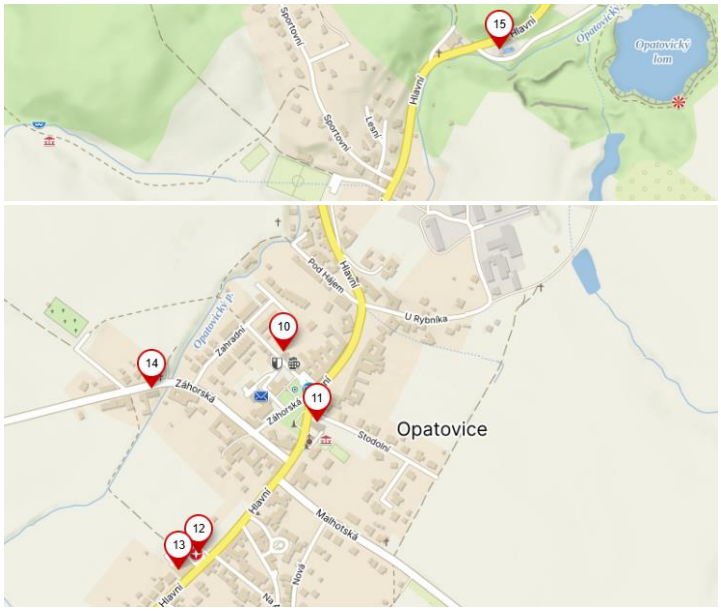
Zdroj: Mapy.cz

Obrázek 4: Objekty v obci Malhotice



Zdroj: Mapy.cz

Obrázek 5: Objekty v obci Opatovice



Zdroj: Mapy.cz

Obrázek 6: Objekty v obci Paršovice



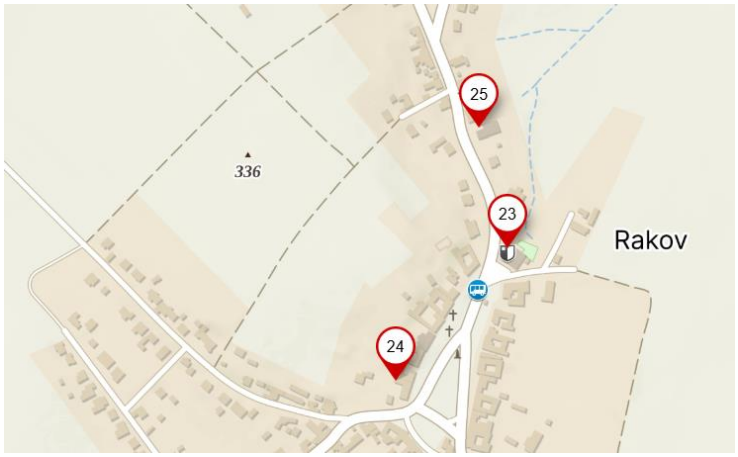
Zdroj: Mapy.cz

Obrázek 7: Objekty v obci Provodovice



Zdroj: Mapy.cz

Obrázek 8: Objekty v obci Rakov



Zdroj: Mapy.cz

Obrázek 9: Objekty v obci Rouské



Zdroj: Mapy.cz

Obrázek 10: Objekty v obci Všechovice



Zdroj: Mapy.cz

1 STÁVAJÍCÍ SPOTŘEBA A NÁKLADY

1.1 Typ a specifikace odběrných míst

Energetické společenství Mikroregionu Záhoran zahrnuje široké spektrum veřejných budov a zařízení, která jsou rozmístěna ve všech zapojených obcích. Do hodnocení byla zahrnuta jak správa obcí a základní infrastruktura, tak objekty poskytující veřejné služby. Patří sem obecní úřady, základní a mateřské školy, kulturní domy, sportovní zázemí, hasičské zbrojnice, sociální a bytové domy, zařízení pro seniory, čistírny odpadních vod i menší provozní budovy. Celkem je posuzováno 34 odběrných míst s kombinovanou roční spotřebou 297,973 MWh elektřiny, což představuje základnu pro plánované energetické společenství. Tato struktura odpovídá venkovskému charakteru území a reprezentuje typické odběrové portfolio, se kterým se v podobných mikroregionech pracuje při zakládání energetických společenství.

Technické parametry připojení

Společným rysem všech posuzovaných objektů je připojení na hladinu nízkého napětí (NN, do 1 kV) prostřednictvím distribuční soustavy provozované společností ČEZ Distribuce. V mikroregionu se tedy mezi zapojenými budovami nenachází žádné odběrné místo na hladině vysokého napětí – dokonce ani u větších objektů, jako jsou čistírny odpadních vod nebo školy s vyšším instalovaným příkonem. To přináší několik výhod pro budování energetického společenství: jednodušší provoz, nižší investiční náklady na měření a řízení, lepší dostupnost vhodných technologií a snadnější integraci obnovitelných zdrojů. Zároveň je tento fakt významný i pro plánování budoucí správy společenství, protože umožňuje jednotný přístup k měření a vyrovnávání energetických toků napříč celým územím.

Velikost hlavního jističe se pohybuje od nejnižších hodnot 3×16 A (typicky menší úřady, klubovny nebo hasičské zbrojnice) až po 3×200 A u energeticky náročných objektů. Největší připojený výkon má základní škola ve Všechovicích (VŠE-04) s jističem 3×200 A, následovaná kulturními domy s jističi 3×125 A. Nejmenší objekty jako hasičské zbrojnice v Malhoticích (MAL-03) nebo dům pro seniory v Rouském (ROU-02) mají jističe pouze 3×16 A. Hodnoty jističů potvrzují, že všechny budovy zůstávají v režimu nízkého napětí, ale současně ukazují velké rozdíly ve spotřebním profilu. Vyšší hodnoty jističů reflektují potřebu napájet náročnější technologie, jako jsou čerpadla, kuchyně, osvětlení tělocvičen nebo klimatizační jednotky. Tyto rozdíly mají přímý vliv na možnosti instalace nových zdrojů a systémů řízení spotřeby.

Struktura distribučních sazeb

Odběrná místa se liší použitými distribučními sazbami podle charakteru a velikosti spotřeby. Využívány jsou zejména:

- **Sazba C01D**: převážně malé administrativní budovy a hasičské zbrojnice (6 objektů)

- **Sazba C02D**: nejčastější sazba pro střední objekty jako obecní úřady a kulturní domy (15 objektů)
- **Sazba C25D**: větší objekty s vyšší spotřebou včetně škol a některých kulturních domů (9 objektů)
- **Sazba C03D**: čistírny odpadních vod s kontinuálním provozem, základní škola (2 objekty)
- **Sazba C62D**: pouze objekt obecního úřadu s kulturním domem v Rouské.

Volba konkrétních sazeb odpovídá velikosti a charakteru spotřeby objektu a byla stanovena v souladu s požadavky distributora. V některých případech se vyskytují kombinace více odběrných míst obce v rámci jednoho objektu (např. HOÚ-01, HOÚ-04, VŠE-01), které mají vlastní sazby i samostatné měřicí body. Tato variabilita poskytuje reálný obrázek o energetickém zatížení jednotlivých částí obcí a bude zásadní pro navrhování systému sdílení energie.

Jak již bylo řečeno v úvodu, pro účely zpracování studie byly všechny objekty jednoznačně označeny unikátním kódem složeným z prvních tří písmen názvu obce a číselného pořadí objektu (např. BYS-01). Tento systém usnadňuje práci s daty, minimalizuje riziko záměny a zajišťuje přehlednost v tabulkách, grafech i projektové dokumentaci. Identifikátory slouží také jako podklad pro budoucí správu energetického společenství, kde umožní efektivní vedení evidence a rychlou orientaci při komunikaci s distributory či při technických zásazích.

Tabulka 2: Přehled technických parametrů odběrných míst obcí v objektech

Kód budovy	Hladina odběru	Sazba	Velikost jističe
BYS-01	Nízké napětí	C01D	3x25A
HOÚ-01	Nízké napětí	C01D|C25D	3x25A|3x50A
HOÚ-02	Nízké napětí	C02D	3x25A
HOÚ-03	Nízké napětí	C02D	1x20A
HOÚ-04	Nízké napětí	C02D|C25D	3x125A|3x50A
MAL-01	Nízké napětí	C02D	3x25A
MAL-02	Nízké napětí	C02D	3x50A
MAL-03	Nízké napětí	C01D	3x16A
MAL-04	Nízké napětí	C02D	3x25A
OPA-01	Nízké napětí	C02D	3x25A
OPA-02	Nízké napětí	C02D	3x25A
OPA-03	Nízké napětí	C02D	3x32A
OPA-04	Nízké napětí	C02D	3x60A
OPA-05	Nízké napětí	C02D	3x40A
OPA-06	Nízké napětí	C25D	3x60A
PAR-01	Nízké napětí	C02D	3x20A
PAR-02	Nízké napětí	C02D	3x25A
PAR-03	Nízké napětí	C01D	3x25A
PAR-04	Nízké napětí	C01D	3x25A
PAR-05	Nízké napětí	C03D	3x32A
PAR-06	Nízké napětí	C25D	3x25A
PRO-01	Nízké napětí	C02D	3x25A

RAK-01	Nízké napětí	C25D	3x25A
RAK-02	Nízké napětí	C25D	3x25A
RAK-03	Nízké napětí	C02D	3x63A
ROU-01	Nízké napětí	C62D	3x50A
ROU-02	Nízké napětí	C01D	3x16A
VŠE-01	Nízké napětí	C25D	3x63A
VŠE-02	Nízké napětí	C25D|C25D	3x40|3x25D
VŠE-03	Nízké napětí	C25D	3x125A
VŠE-04	Nízké napětí	C03D	3x200A

Zdroj: Vlastní zpracování

Tepelné hospodářství budov

Vedle elektrických parametrů je pro celkovou energetickou bilanci klíčová také tepelná stránka hospodaření budov – tedy způsob vytápění a ohřevu teplé užitkové vody (TUV). Tyto faktory zásadně ovlivňují jak spotřebu energie, tak potenciál pro úspory a dekarbonizaci, a jsou důležité pro plánování integrace obnovitelných zdrojů.

Struktura zdrojů tepla v Mikroregionu Záhoran je různorodá a odráží postupné modernizace probíhající v posledních desetiletích. Nejčastěji se vyskytují plynové kotle – a to jak moderní kondenzační jednotky, tak starší atmosférické typy. Tyto zdroje pokrývají převážnou část potřeb veřejných budov (24 objektů). Lokálně se setkáváme s kotli na tuhá paliva, zejména v menších objektech v Horním Újezdu a Všechovicích, kde dosud nebylo ekonomicky možné přejít na jiný zdroj. V některých budovách jsou instalovány elektrické přímotopy nebo krbová kamna, které slouží jako doplňkový či záložní zdroj. První známky přechodu na obnovitelné zdroje jsou vidět u kulturního domu v Rakově (RAK-01), který již využívá moderní tepelné čerpadlo.

Ohřev TUV je zajišťován různými způsoby. Nejčastější jsou elektrické bojlery, a to jak jednotlivé jednotky v menších budovách, tak více kusů v kulturních domech nebo školách. Dále jsou využívány plynové zásobníkové ohřívače a průtokové ohřívače, přičemž v řadě objektů se uplatňuje kombinace více technologií – například plynový kotel doplněný samostatným elektrickým bojlerem. Tato různorodost poskytuje určitou flexibilitu, ale současně představuje výzvu pro koordinaci modernizací a integraci obnovitelných zdrojů.

Implikace pro energetické společenství

Pro budoucí rozvoj energetického společenství má analyzovaná struktura objektů zásadní význam. Jednotné připojení na nízké napětí umožňuje standardizovaný přístup k instalaci fotovoltaických elektráren a systémů měření. Různorodost velikostí jističů (od 3×16 A do 3×200 A) ukazuje možnosti pro různě dimenzované výrobní zdroje – od malých střešních instalací po větší systémy na školách a čistírnách odpadních vod.

Kombinace tepelných zdrojů nabízí příležitost pro využití přebytků elektřiny z fotovoltaiky pro ohřev vody či podporu vytápění prostřednictvím stávajících elektrických bojlerů nebo

budoucích tepelných čerpadel. Objekty s již nainstalovanými elektrickými systémy ohřevu TUV (např. HOÚ-01, HOÚ-03, VŠE-02) představují ideální kandidáty pro první etapu integrace řízených spotřebičů v rámci energetického managementu.

Následující tabulka uvádí detailní přehled vytápění a ohřevu TUV u jednotlivých odběrných míst. Tento přehled tvoří klíčový podklad pro návrh energetického managementu, posouzení možností úspor a tvorbu scénářů rozvoje společenství s využitím elektřiny z plánovaných fotovoltaických elektráren.

Tabulka 3: Přehled způsobů vytápění a ohřevu teplé užitkové vody v budovách

Kód budovy	Druh vytápění	Druh ohřevu TUV
BYS-01	Plynové kotle	Samostatný bojler, plynový kotel, elektrický ohřívač
HOÚ-01	2 USB kotle na koks a dřevo	3 elektrické bojlery
HOÚ-02	Teplovod z obecního úřadu	Elektrický bojler
HOÚ-03	Elektrické přímotopy, kotel na tuhá paliva, krb na dřevo	3 elektrické bojlery
HOÚ-04	Plynový kotel	Plynový zásobníkový ohřívač
MAL-01	Plynový kondenzační kotel	Plynový kotel, zásobník
MAL-02	Plynový kondenzační kotel	Plynový kotel
MAL-03	Plynová přímotopná tělesa	–
MAL-04	Centrální plynová kotelna	5x elektrický ohřívač
OPA-01	2 plynové kondenzační kotle v kaskádě	Plynové kotle
OPA-02	Plynový kondenzační kotel	Plynový kotel
OPA-03	Původní plynové kotle	Plynový zásobníkový ohřívač
OPA-04	2 starší plynové kotle	Plynový zásobníkový ohřívač
OPA-05	Plynový kondenzační kotel	Zásobník napojený na plynový kotel
OPA-06	–	Elektrický ohřívač
PAR-01	Plynový kondenzační kotel	Plynový zásobníkový ohřívač
PAR-02	2 plynové kondenzační kotle, plynový přímotop	Elektrický bojler, zásobník napojený na plynový kotel
PAR-03	Plynový kotel, karmy	Elektrický zásobníkový ohřívač
PAR-04	Plynový kondenzační kotel	Plynový zásobníkový ohřívač
PAR-05	Elektrický přímotop	Elektrický průtokový ohřívač
PAR-06	Plynový kondenzační kotel	Plynový zásobníkový ohřívač
PRO-01	Plynový kondenzační kotel	Zásobník napojený na plynový kotel
RAK-01	Tepelné čerpadlo	3 ks elektrobojler
RAK-02	2 plynové kotle	Elektrobojlery, plynový kotel
RAK-03	Plynový kondenzační kotel, přímotopy	Plynový kotel
ROU-01	Plynový kotel, krbová kamna, plynový ohřívač	Plynový kotel
ROU-02	Plynový kotel	Plynový kotel
VŠE-01	Starší plynová karma	–
VŠE-02	2 litinové kotle na uhlí	2 elektrické bojlery
VŠE-03	3 plynové kondenzační kotle	Elektrický bojler
VŠE-04	Plynový kondenzační kotel	Plynový kondenzační kotel

Zdroj: Vlastní zpracování

Analýza odběrných míst a jejich technických parametrů vytváří základ pro navržení optimálního systému sdílení energie v rámci energetického společenství. Rozmanitost objektů

– od malých hasičských zbrojnic po velké školy a čistírny odpadních vod – nabízí příležitosti pro efektivní vyrovnávání výroby a spotřeby během dne i v průběhu roku. Jednotné připojení na nízké napětí a různorodost tepelných systémů umožní postupnou integraci fotovoltaických zdrojů s maximálním využitím vyrobené elektřiny pro pokrytí vlastních potřeb členských obcí.

1.2 Spotřeba minimálně za 12 měsíců (MWh) v součtu a v rozlišení po jednotlivých energonositelích

1.2.1 Elektřina

Spotřeba elektřiny v obecních budovách Mikroregionu Záhoran byla vyhodnocena na základě fakturačních podkladů za souvislých minimálně dvanáct měsíců. Tato metodika umožňuje zachytit celoroční provozní režim budov včetně vlivu sezónnosti – tedy období školního roku, zimního vytápění nebo letních prázdnin. Hodnocení vychází z jasně definovaného seznamu odběrných míst a jednotného kódování objektů (např. BYS-01, HOÚ-01 apod.), což usnadňuje orientaci v rozsáhlém souboru dat a vytváří spolehlivý základ pro další porovnávání mezi obcemi.

Metodika a rozsah hodnocení

Do bilance jsou zahrnuta výhradně odběrná místa, jejichž provoz a platby hradí přímo obce, tedy budoucí členové energetického společenství. Spotřeby nájemců komerčních prostor, jako jsou pohostinství, prodejny nebo další podnikatelské subjekty, byly z přehledu cíleně vyňaty. Tento krok je důležitý nejen pro zachování transparentnosti, ale také proto, aby výsledná data skutečně odrážela reálnou odpovědnost obcí (členů energetického společenství) a nebyla zkreslena činností, kterou samosprávy přímo neovlivňují.

Zohledněny byly i situace, kdy obecní část objektu byla po část sledovaného období mimo provoz – typicky u budov využívaných pouze sezónně nebo v případě plánovaných oprav. Tyto případy se týkají zejména menších objektů s minimální nebo nulovou spotřebou, které však zůstávají součástí souhrnu pro zachování úplnosti evidence a umožnění sledování budoucích změn při opětovném zprovoznění.

Souhrnné výsledky spotřeby elektřiny

Celková data 34 posuzovaných odběrných míst ukazují, že celková spotřeba elektřiny za posledních dvanáct měsíců dosáhla 297 973 kWh (297,973 MWh). Rozpětí jednotlivých odběrů je značné: menší administrativní objekty a hasičské zbrojnice vykazují odběry v řádu stovek až jednotek tisíc kWh ročně, zatímco školy, kulturní domy a zejména čistírny odpadních vod se pohybují v desítkách MWh.

V souladu s nastavenou metodikou jsou zahrnuty výhradně spotřeby elektrické energie hrazené přímo obcemi. V případě objektu HOÚ-03 (Budova staré školy v Horním Újezdu) vykazuje obec nulovou spotřebu elektřiny, neboť v této budově nemá vlastní odběr – veškerou

spotřebu si hradí nájemci komerčních prostor samostatně prostřednictvím svých vlastních fakturačních vztahů s dodavatelem elektřiny.

Tato skutečnost potvrzuje, že struktura spotřeby v mikroregionu není rovnoměrná, ale silně závisí na funkci a velikosti konkrétního objektu.

Z praktického hlediska je toto zjištění zásadní pro plánování energetického společenství: vysokoodběrové objekty představují hlavní cílovou skupinu pro budoucí instalace fotovoltaických elektráren, protože právě zde lze očekávat nejvyšší míru vlastní spotřeby vyrobené elektřiny. Menší budovy s nízkým odběrem sice samy o sobě nepřinesou výrazný efekt, ale v rámci energetického společenství hrají důležitou roli při sdílení výroby a v celkové bilanci posilují diverzitu odběrů během dne i sezónně.

Tabulka 4: Roční spotřeba elektřiny v jednotlivých budovách – odběrná místa hrazená obcí

Kód budovy	Obec	Budova	Spotřeba (kWh/rok)
VŠE-04	Všechovice	Základní škola	75 937
OPA-06	Opatovice	ČOV	56 878
PAR-05	Paršovice	ČOV	43 307
VŠE-03	Všechovice	Kulturní dům	23 471
HOÚ-04	Horní Újezd	Mateřská škola	18 224
HOÚ-01	Horní Újezd	Obecní úřad + pohostinství + kulturní dům	10 023
VŠE-02	Všechovice	Obecní úřad	8 398
OPA-05	Opatovice	Mateřská škola	7 958
OPA-01	Opatovice	Obecní úřad	7 950
ROU-01	Rouské	Kulturní dům + OÚ	5 976
RAK-02	Rakov	Budova bývalé školy	4 964
OPA-03	Opatovice	Hasičská zbrojnice	4 377
OPA-04	Opatovice	Lidový dům	3 890
MAL-01	Malhotice	Obecní úřad	3 718
BYS-01	Býškovice	Obecní dům	3 119
OPA-02	Opatovice	Základní škola	2 791
MAL-02	Malhotice	Lidový dům	2 735
HOÚ-02	Horní Újezd	Hasičská zbrojnice	2 663
RAK-01	Rakov	Kulturní dům	2 168
PAR-06	Paršovice	Mateřská škola	1 898
RAK-03	Rakov	Požární zbrojnice	1 618
PAR-03	Paršovice	Hasičárna	1 110
PAR-02	Paršovice	Sokolovna	899
PAR-01	Paršovice	Obecní úřad	781
MAL-03	Malhotice	Hasičárna	768
PRO-01	Provodovice	Požární zbrojnice a pohostinství	698

ROU-02	Rouské	Dům pro seniory	565
MAL-04	Malhotice	Bytový dům soc. bydlení	514
VŠE-01	Všechovice	Hasičská zbrojnice	318
PAR-04	Paršovice	Základní škola	257
HOÚ-03	Horní Újezd	Budova staré školy	0

Zdroj: Vlastní zpracování

Analýza koncentrace spotřeby

Z přehledu je patrná výrazná koncentrace odběrů do několika velkých budov, které samy o sobě představují přibližně 67 % celkové spotřeby mikroregionu. Pro přehlednost jsou největší odběratelé uvedeni samostatně:

- VŠE-04 – Základní škola Všechovice: 75,9 MWh/rok (25,5 % celkové spotřeby)
- OPA-06 – ČOV Opatovice: 56,9 MWh/rok (19,1 % celkové spotřeby)
- PAR-05 – ČOV Paršovice: 43,3 MWh/rok (14,5 % celkové spotřeby)
- VŠE-03 – Kulturní dům Všechovice: 23,5 MWh/rok (7,9 % celkové spotřeby)

Na opačném konci spektra stojí drobná odběrná místa (hasičské zbrojnice, menší obecní objekty), kde se spotřeba pohybuje od několika set kWh do jednotek MWh ročně. Nejmenší nenulovou spotřebu vykazuje základní škola v Paršovicích (PAR-04) s pouhými 257 kWh ročně, což indikuje minimální využití tohoto objektu pro školní výuku. Objekt HOÚ-03 (Budova staré školy v Horním Újezdu) vykazuje nulovou spotřebu z pohledu obce, neboť elektřinu v této budově odebírají a hradí výhradně nájemci prostřednictvím vlastních smluv s dodavatelem.

Kategorizace podle typu objektů

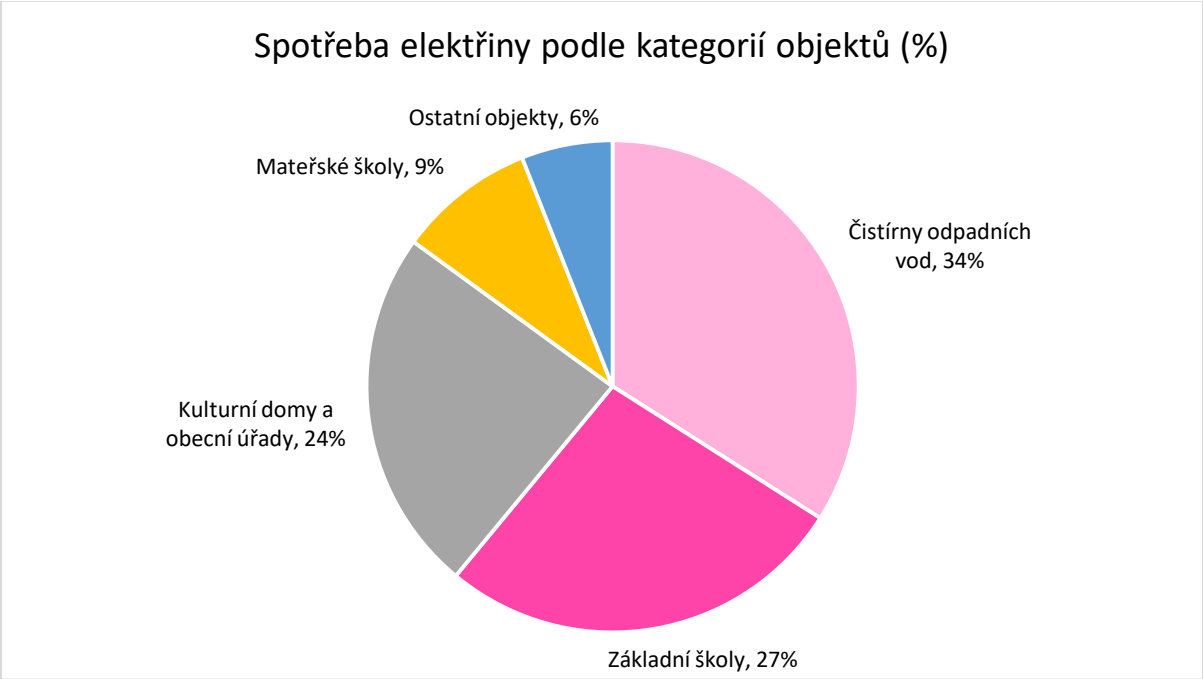
Pro lepší interpretaci dat byla spotřeba agregována podle typů objektů. Následující tabulka a graf shrnují podíly jednotlivých kategorií podle aktualizovaných dat:

Tabulka 5: Podíl spotřeby elektrické energie podle kategorií objektů (2024, přepočet na MWh)

Kategorie objektů	Spotřeba (MWh/rok)	Podíl (%)	Poznámka
Čistírny odpadních vod	100,2	34 %	Kontinuální provoz 24/7
Základní školy	79,0	27 %	Výrazná sezónnost, prázdniny
Kulturní domy a obecní úřady	72,2	24 %	Převážně denní provoz, akce
Mateřské školy	28,1	9 %	Pravidelný denní provoz
Ostatní objekty	18,5	6 %	Hasičárny, byty, DSS, zbrojnice
Celkem	298,0	100 %	

Zdroj: Vlastní zpracování

Graf 1 Spotřeba elektrické energie podle kategorií objektů (2024)



Zdroj: Vlastní zpracování

Provozní charakteristiky a potenciál pro fotovoltaiku

Z podílů v grafu je zřejmé, že čistírny odpadních vod představují největší jednotlivou kategorii s 34 % celkové spotřeby a mají stabilní, prakticky nepřerušovaný provoz po celý rok. Tato charakteristika je ideální pro fotovoltaické elektrárny s vysokým podílem vlastní spotřeby.

Základní školy (27 %) mají výraznou sezónnost s poklesem spotřeby během letních prázdnin, ale během školního roku vykazují pravidelnou denní spotřebu ideální pro fotovoltaické systémy.

Kulturní domy a obecní úřady (24 %) vykazují převážně denní spotřebu s kolísáním v závislosti na provozní době a konání kulturních akcí. Jejich profil spotřeby se dobře shoduje s denním průběhem výroby z fotovoltaiky.

Mateřské školy (9 %) mají pravidelný celoroční provoz, ale relativně nízkou spotřebu. Ostatní objekty (pouze 6 %) představují rozptýlené, menší odběry vhodné především pro příjem sdílené elektřiny z větších výroben v rámci společenství.

Potenciál pro sdílení a komunitní energetiku

Analýza časových profilů spotřeby potvrzuje silnou koncentraci odběru do denních hodin, což je v souladu s možnostmi výroby elektřiny z fotovoltaických elektráren. Tato skutečnost zvyšuje potenciál pro:

- přímé pokrytí spotřeby vlastní výrobou během dne,
- minimalizaci přetoků do distribuční sítě,
- efektivní sdílení přebytků mezi objekty s různými provozními profily,
- optimalizaci investic do fotovoltaických systémů.

Stabilní základní zatížení (čistírny odpadních vod) v kombinaci s proměnlivou složkou (kulturní a administrativní objekty) vytváří ideální podmínky pro komunitní energetiku s diverzifikovaným portfoliem odběrů.

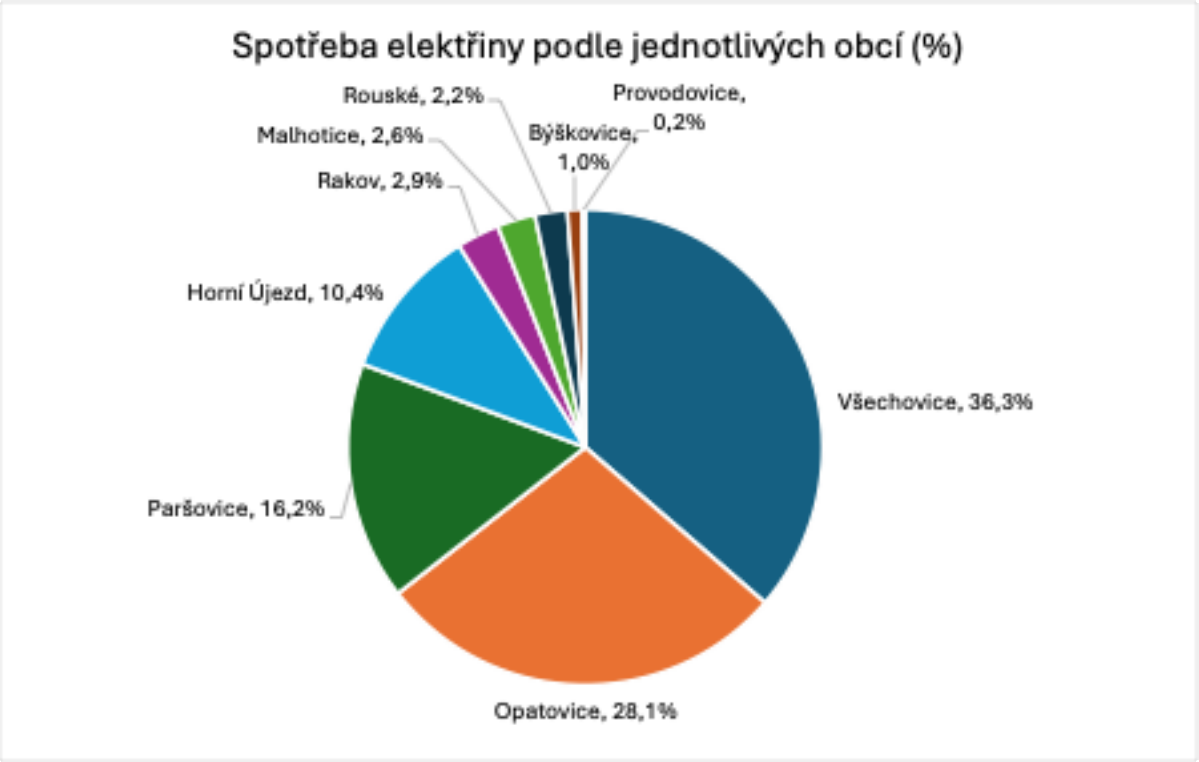
Rozdělení podle obcí

Tabulka 6: Spotřeba elektřiny podle jednotlivých obcí

Obec	Počet objektů	Spotřeba (MWh/rok)	Podíl celku (%)
Všechovice	4	108,1	36,3 %
Opatovice	6	83,8	28,1 %
Paršovice	6	48,3	16,2 %
Horní Újezd	4	30,9	10,4 %
Rakov	3	8,8	2,9 %
Malhotice	4	7,7	2,6 %
Rouské	2	6,5	2,2 %
Býškovice	1	3,1	1,0 %
Provodovice	1	0,7	0,2 %
Celkem	**31**	**298,0**	**100,0 %**

Zdroj: Vlastní zpracování

Graf 2 Spotřeba elektrické energie podle jednotlivých obcí (2024)



Zdroj: Vlastní zpracování

Tři největší obce (Všechovice, Opatovice, Paršovice) představují více než 80 % celkové spotřeby mikroregionu, což vytváří vynikající předpoklady pro efektivní komunitní sdílení energie s koncentrací výrobních zdrojů do lokalit s nejvyšší spotřebou.

Celkových 297,973 MWh roční spotřeby elektřiny připadá na 31 obecních objektů s výraznou převahou několika klíčových odběrných míst. V jednom objektu (HOÚ-03) obec nevykazuje žádnou spotřebu, jelikož elektřinu zde odebírají a hradí výhradně nájemci prostřednictvím vlastních smluv s dodavateli energie. Profil spotřeby mikroregionu je tvořen kombinací stabilního základního zatížení (především čistírny odpadních vod s 34% podílem) a proměnlivé složky spojené se školskými, kulturními a administrativními objekty.

Tato struktura vytváří optimální rámec pro energetické společenství, kde denní profil spotřeby umožní vysoké využití elektřiny z plánovaných fotovoltaických elektráren, a diverzita objektů zajistí efektivní sdílení přebytků napříč různými typy budov s odlišnými provozními režimy. Koncentrace 67 % spotřeby do čtyř největších objektů navíc umožňuje cílenou optimalizaci instalací fotovoltaických systémů pro maximální efektivitu celého energetického společenství.

1.2.2 Zemní plyn

Zemní plyn představuje v současnosti hlavní energetický nosič pro vytápění a přípravu teplé užitkové vody ve většině obecních budov Mikroregionu Záhoran. Analýza vychází

z fakturačních podkladů za souvislých minimálně dvanáct měsíců a navazuje na metodiku hodnocení popsanou v kapitole 1.2.1, kdy jsou posuzovány výhradně odběry hrazené obcemi jako budoucími členy energetického společenství.

Metodika a rozsah hodnocení

Spotřeba zemního plynu byla hodnocena u všech objektů, kde představuje hlavní zdroj energie pro vytápění nebo ohřev TUV. Z analýzy byly vyloučeny případy marginálního využití plynu (např. pouze pro vaření v drobných kuchyňkách) nebo jako záložního zdroje. Rozdíly mezi objekty odrážejí jejich účel a velikost, intenzitu provozu, úroveň zateplení a technický stav otopných soustav. Nejvyšší roční odběry plynu vykazují zpravidla školy, kulturní domy a mateřské školy, kde je potřeba průběžného vytápění a udržení komfortu během provozní doby největší.

Souhrnné výsledky spotřeby zemního plynu

Tabulka 7: Přehled budov s odběrem zemního plynu

Kód budovy	Obec	Budova	Spotřeba (kWh/rok)
VŠE-04	Všechovice	Základní škola	275 045,88
OPA-04	Opatovice	Lidový dům	158 262,61
VŠE-03	Všechovice	Kulturní dům	57 572,31
HOÚ-04	Horní Újezd	Mateřská škola	54 617,78
ROU-02	Rouské	Dům pro seniory	50 776,57
MAL-01	Malhotice	Obecní úřad	49 345,60
OPA-01	Opatovice	Obecní úřad	44 234,82
RAK-01	Rakov	Kulturní dům	40 441,20
RAK-02	Rakov	Budova bývalé školy	38 338,25
OPA-02	Opatovice	Základní škola	38 309,60
OPA-05	Opatovice	Mateřská škola	36 430,40
OPA-03	Opatovice	Hasičská zbrojnice	35 506,58
PAR-02	Paršovice	Sokolovna	34 106,46
MAL-04	Malhotice	Bytový dům sociálního bydlení	33 255,36
MAL-02	Malhotice	Lidový dům	33 134,71
VŠE-01	Všechovice	Hasičská zbrojnice	31 680,00
PAR-06	Paršovice	Mateřská škola	26 662,46
PAR-01	Paršovice	Obecní úřad	26 103,00
ROU-01	Rouské	Obecní úřad, kulturní dům	17 832,44
BYS-01	Býškovice	Obecní dům	17 536,00
PAR-04	Paršovice	Základní škola	16 763,95
PRO-01	Provodovice	Požární zbrojnice a pohostinství	7 726,11
RAK-03	Rakov	Požární zbrojnice	3 396,36
MAL-03	Malhotice	Hasičská zbrojnice	2 259,43
PAR-03	Paršovice	Hasičská zbrojnice	1 907,59
Celkem			**1 131 245,47**

Zdroj: Vlastní zpracování

Celková spotřeba zemního plynu v 25 hodnocených objektech dosáhla 1 131 245,47 kWh ročně. Tato hodnota představuje téměř čtyřnásobek roční spotřeby elektřiny (297,973 MWh)

a potvrzuje dominantní postavení zemního plynu v energetické bilanci obecních budov mikroregionu.

Analýza koncentrace spotřeby

Spotřeba zemního plynu vykazuje podobně výraznou koncentraci jako elektřina. Čtyři největší odběratelé představují více než 47,5 % celkové spotřeby plynu:

- VŠE-04 – Základní škola Všechovice: 275,0 MWh/rok (24 % celkové spotřeby)
- OPA-04 – Lidový dům Opatovice: 158,3 MWh/rok (13,8 % celkové spotřeby)
- VŠE-03 – Kulturní dům Všechovice: 57,6 MWh/rok (5 % celkové spotřeby)
- HOÚ-04 – Mateřská škola Horní Újezd: 54,6 MWh/rok (4,8 % celkové spotřeby)

Přidáme-li dalších pět největších odběratelů (ROU-02, MAL-01, OPA-01, RAK-01, RAK-02), získáváme souhrnně 67 % celkové spotřeby plynu mikroregionu. To potvrzuje klíčový vliv několika velkých objektů na plynovou bilanci regionu.

Na opačném konci spektra se nacházejí menší objekty s ročními spotřebami 1–20 MWh, což odpovídá především menším hasičským zbrojnicím, obecním úřadům a drobným kulturním objektům.

Kategorizace podle typu objektů a provozních charakteristik

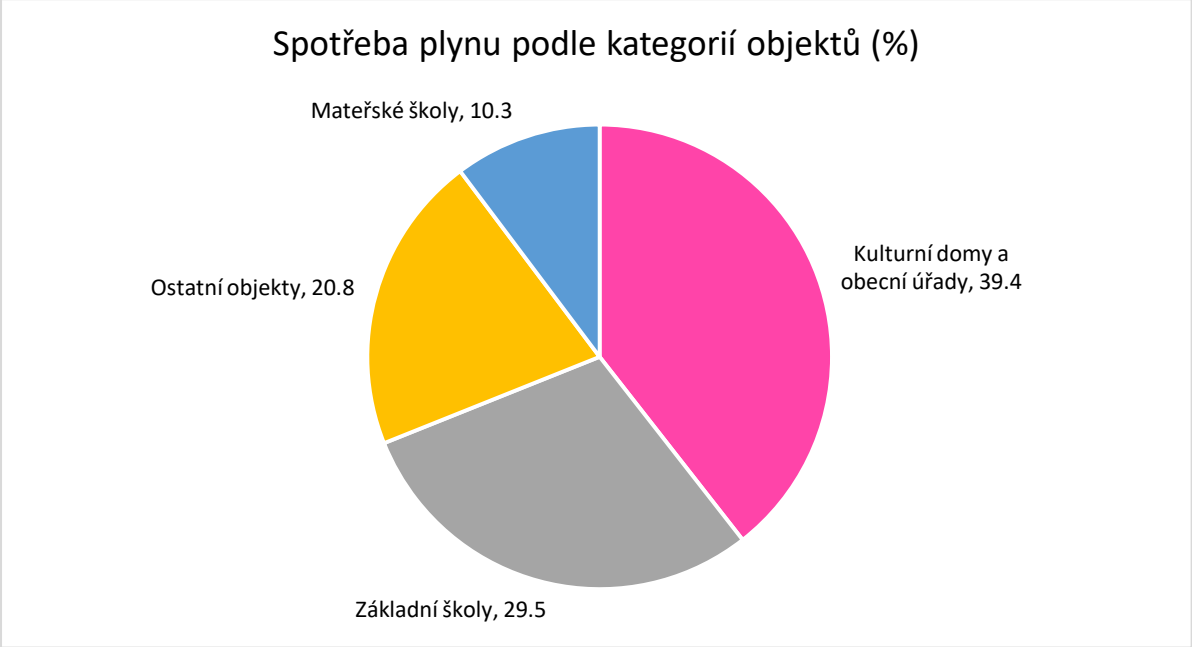
Pro lepší interpretaci dat byla spotřeba agregována podle typů objektů. Následující tabulka a graf shrnují podíly jednotlivých kategorií podle aktualizovaných dat.

Tabulka 8: Podíl spotřeby zemního plynu podle kategorií objektů (2024, přepočet na MWh)

Kategorie objektů	Spotřeba (MWh/rok)	Podíl (%)	Poznámka
Kulturní domy a obecní úřady	452,8	39,4	Převážně denní provoz, akce
Základní školy	338,6	29,5	Výrazná sezónnost, prázdniny
Ostatní objekty	238,9	20,8	Hasičárny, byty, DSS, zbrojnice
Mateřské školy	117,7	10,3	Pravidelný denní provoz
Celkem	**1 131,30**	**100**	

Zdroj: Vlastní zpracování

Graf 3 Podíl spotřeby zemního plynu podle kategorií objektů (2024)



Zdroj: Vlastní zpracování

Analýza podle funkčního využití budov ukazuje následující strukturu spotřeby zemního plynu: Školské objekty (základní školy 29,5 %, mateřské školy 10,3 %) představují 39,8 % spotřeby plynu s charakteristickou sezónností odpovídající školnímu roku. Špičková spotřeba připadá na zimní měsíce během výuky, naopak během letních prázdnin je spotřeba minimální.

Kulturní a společenské objekty (kulturní domy, lidové domy, sokolovny) společně s administrativními objekty (obecní úřady) tvoří 39,4 % spotřeby s relativně vyrovnaným průběhem během roku. U obecních domů lze zaznamenat pravidelný provoz v pracovních dnech s výrazným poklesem o víkendech a svátcích, přičemž zvýšená spotřeba často odpovídá kulturním akcím a pravidelným komunitním aktivitám.

Ostatní objekty (domy služeb, hasičské zbrojnice, domy pro seniory) tvoří 20,8 % spotřeby s charakteristikou odpovídající jejich specifickému využití.

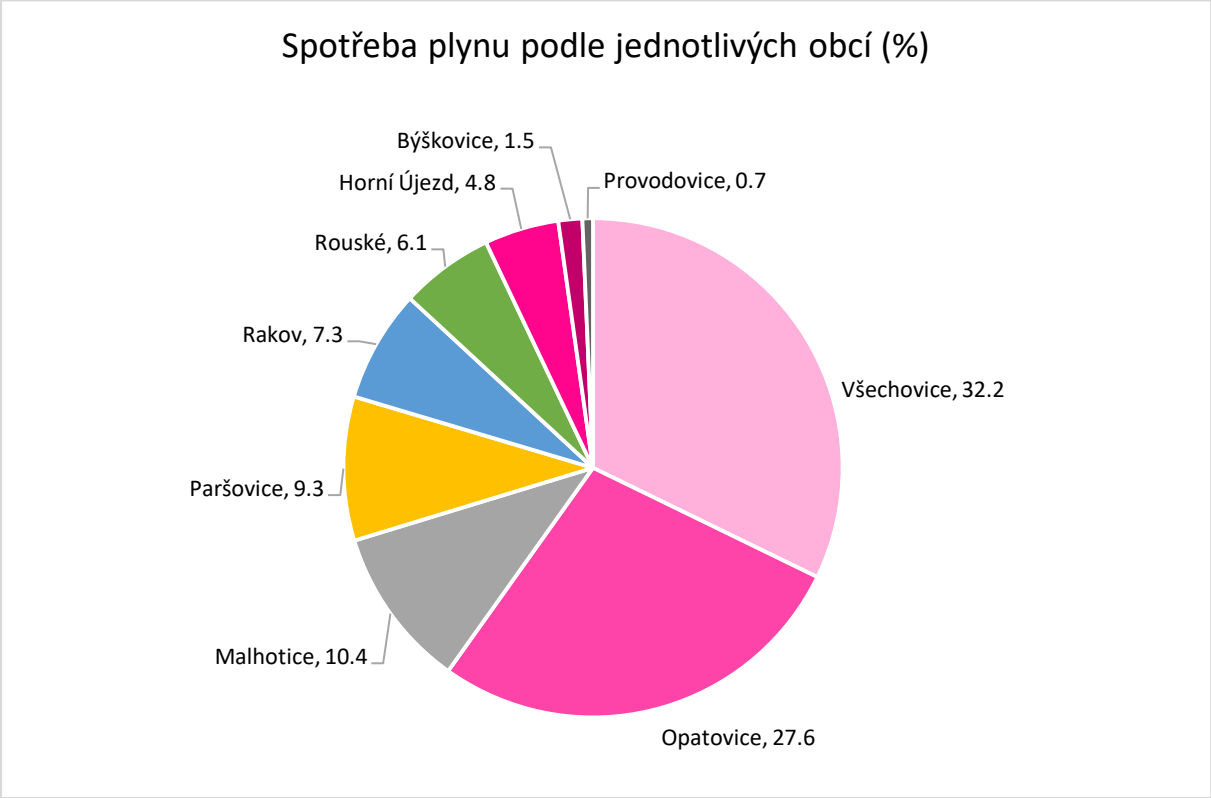
Rozdělení podle obcí

Tabulka 9: Spotřeba zemního plynu podle jednotlivých obcí

Obec	Počet objektů	Spotřeba (MWh/rok)	Podíl celku (%)
Všechovice	3	364,4	32,2
Opatovice	5	312,7	27,6
Malhotice	4	118	10,4
Paršovice	5	105,5	9,3
Rakov	3	82,2	7,3
Rouské	2	68,6	6,1
Horní Újezd	1	54,6	4,8
Býškovice	1	17,5	1,5
Provodovice	1	7,7	0,7
Celkem	**25**	**1 131,20**	**100**

Zdroj: Vlastní zpracování

Graf 4 Spotřeba plynu podle jednotlivých obcí (2024)



Zdroj: Vlastní zpracování

Tři největší obce (Všechovice, Opatovice, Malhotice) představují více než 70 % celkové spotřeby mikroregionu.

Sezónní průběh a provozní profily

Spotřeba zemního plynu vykazuje výraznou sezónnost s maximem v zimních měsících (listopad až březen) a minimem v letních měsících (červen až srpen). Tento průběh odpovídá potřebám

vytápění a je charakteristický pro všechny posuzované objekty bez ohledu na jejich funkční využití.

Denní profily spotřeby plynu se liší podle typu objektů:

- Školy: Špička v ranních hodinách (6–8 h) při roztápění budov před zahájením výuky.
- Kulturní objekty: Relativně rovnoměrný průběh s možnými špičkami během kulturních akcí.
- Administrativní budovy: Stabilní spotřeba během pracovní doby (8–16 h) s poklesem mimo pracovní dobu.

Technologické řešení vytápění

Na základě údajů z místních energetických koncepcí využívají posuzované objekty různé typy plynových kotlů:

- Kondenzační kotle jsou instalovány přibližně v 60 % objektů a představují nejmodernější řešení s účinností nad 95 %.
- Klasické atmosférické kotle starší konstrukce se vyskytují především v objektech, kde nebyla provedena modernizace v posledních 10–15 letech.
- Kombinované systémy zahrnující plynový kotel pro vytápění a samostatné plynové ohřívače TUV jsou časté u objektů s vyšší spotřebou teplé vody.

Význam zemního plynu v energetické bilanci

Celková spotřeba zemního plynu 1 131,20 MWh ročně představuje téměř čtyřnásobek roční spotřeby elektřiny (297,973 MWh) a potvrzuje dominantní postavení zemního plynu v energetické bilanci obecních budov mikroregionu. Tato dominance odráží skutečnost, že zemní plyn pokrývá především energeticky nejnáročnější službu, a to vytápění budov během topné sezóny. Školy a kulturní domy s největší spotřebou představují nejdůležitější segmenty z hlediska celkové energetické bilance mikroregionu.

1.2.3 Centrální zásobování teplem (CZT, teplovod, dálkové teplo)

V Mikroregionu Záhoran není rozvinutý systém centrálního zásobování teplem v podobě klasických teplovodů nebo dálkového tepla známého z městských aglomerací. Ve všech zapojených obcích a jejich veřejných budovách převažují individuální zdroje vytápění, ať už jde o plynové kotle, kotle na tuhá paliva, elektrické vytápění, případně lokální teplovody napojené na jeden zdroj v rámci objektu či menší skupiny budov.

Z dosavadního šetření a podkladových materiálů vyplývá, že centrální zdroj tepla typu CZT či klasického obecního teplovodu není v regionu vybudován ani využíván. V naprosté většině případů má každá budova vlastní tepelné zařízení – typicky plynový kotel (často kondenzační),

u některých objektů kotel na tuhá paliva nebo elektrické přímotopy. Výjimkou je pouze několik dílčích případů, kdy je teplo do jedné budovy (například hasičská zbrojnice HOÚ-02) dodáváno z blízkého obecního úřadu prostřednictvím krátkého lokálního teplovodu. Tyto vazby jsou však pouze lokálního charakteru a nejedná se o klasické řešení centrálního zásobování teplem, jak ho definuje legislativa a jak je běžné ve větších městech.

Stejně tak v regionu neexistuje systém dálkového tepla napojený na externí teplárnu nebo velký zdroj mimo obec. Pro budovy Mikroregionu Záhoran tedy platí, že jsou vytápěny individuálně, bez centrálně řízeného a distribuovaného tepla, což má přímý vliv na možnosti jejich řízení a integrace v rámci komunitní energetiky. Z pohledu dalšího rozvoje lze potenciál pro budoucí komunitní nebo sdílené zdroje tepla spatřovat spíše ve společných modernizacích kotelen, zavádění obnovitelných zdrojů nebo v pilotních projektech menších lokálních teplovodů mezi sousedícími objekty, například v rámci obecních areálů.

Lze tedy konstatovat, že centrální zásobování teplem v podobě CZT, teplovodů ani dálkového tepla není v současnosti v Mikroregionu Záhoran přítomno, a to ani v rozsahu, který by mohl mít významnější vliv na celkovou bilanci, řízení či sdílení energií v rámci připravovaného energetického společenství.

Za stávajících podmínek se nejeví budování centrálního zásobování teplem jako relevantní směr rozvoje. Osídlení je rozptýlené, tepelná zátěž jednotlivých objektů je nízká a mimo topnou sezónu výrazně kolísá, což by vedlo k nadměrným investicím do rozvodů, šachet a předávacích stanic při současně vysokých lineárních ztrátách. Většina budov již využívá samostatné a relativně účinné zdroje s modernizovanými regulacemi, takže dodatečný přínos centralizace by byl omezený a ekonomicky nevýhodný vzhledem k nutným stavebním zásahům do komunikací, povolovacím procesům a dlouhé době návratnosti. Riziko nedostatečného odběru v letních měsících by dále zhoršovalo využití zdroje a stabilitu ceny pro odběratele. V místních podmínkách dává větší smysl cílená obnova stávajících kotelen, postupné snižování energetické náročnosti budov a přechod na obnovitelné zdroje tepla.

1.2.4 Tuhá paliva

Zatímco zemní plyn představuje v Mikroregionu Záhoran hlavní energetický nosič pro vytápění větších veřejných budov a školských zařízení, v některých specifických objektech přetrvává využití tuhých paliv, zejména uhlí a dřeva. Tyto zdroje jsou typické pro budovy, kde buď není k dispozici plynová přípojka, nebo kde z historických a ekonomických důvodů dosud nebyla provedena konverze na plyn, případně na jiné modernější zdroje. V Mikroregionu Záhoran se přitom jedná pouze o dva takové objekty.

Tabulka 10: Přehled budov s topením tuhými palivy

Kód budovy	Obec	Spotřeba (kWh/rok)
HOÚ-01	Horní Újezd	110 000
VŠE-02	Všechovice	94 286

Zdroj: Vlastní zpracování

V budově obecního úřadu, pohostinství a kulturního domu v Horním Újezdu (HOÚ-01) je provozována kotelna se dvěma univerzálními spalovacími kotli (USB), tj. vícepalivovými kotli určenými ke spalování koksu a dřeva. Kotelna současně zajišťuje vytápění sousední hasičské zbrojnice (HOÚ-02) prostřednictvím krátkého lokálního teplovodu vedeného pod komunikací. Do budoucna se uvažuje o rekonstrukci zdroje s přechodem na zemní plyn nebo o instalaci tepelného čerpadla. Roční spotřeba energie z tuhých paliv činí 110 000 kWh.

Obecní úřad ve Všechovicích (VŠE-02) je vytápěn dvěma univerzálními spalovacími kotli (USB) se souhrnnou roční spotřebou 94 286 kWh.

Celková roční spotřeba energie z tuhých paliv ve dvou uvedených objektech dosahuje 204 286 kWh (204,28 MWh). Pro srovnání, celková roční spotřeba elektřiny v obecních budovách mikroregionu činí 297 973 kWh (297,97 MWh). Energie z tuhých paliv tak odpovídá zhruba 68,6 % roční spotřeby elektřiny. Spotřeba z tuhých paliv je tedy relativně významná, avšak koncentrovaná do malého počtu budov, což umožňuje cílené zásahy – zejména modernizaci kotelen a postupný přechod na nízkoemisní zdroje – nikoliv však s přesahem pro význam energetického společenství.

1.2.5 Obnovitelné zdroje

V České republice je právní rámec komunitní energetiky nastaven tak, že sdílení energií v rámci energetických společenství se v současnosti vztahuje výhradně na elektřinu. Teplo zatím do tohoto režimu nespadá, což zásadně určuje směřování konkrétních projektů a omezuje jejich technologický rozsah.

Možnosti využití obnovitelných zdrojů energie jsou přitom obecně širší. Do skupiny zdrojů vyrábějících elektřinu patří zejména fotovoltaické a větrné elektrárny, malé vodní elektrárny či kogenerační jednotky na biomasu a bioplyn. Druhou skupinu tvoří technologie zaměřené na výrobu tepla, především tepelná čerpadla, solární termické systémy a kotle na biomasu. Tyto zdroje mohou být v budoucnu využity například pro individuální zásobování teplem nebo v rámci lokálních soustav. Z hlediska komunitní energetiky se však jejich role v tuto chvíli omezuje pouze na úroveň samostatných investic jednotlivých obcí či domácností. Protože sdílení tepla současná legislativa neumožňuje a technické i ekonomické podmínky v Mikroregionu Záhoran neposkytují pro centrální teplárenská řešení dostatečné předpoklady, nebudeme se těmito technologiemi v dalším textu podrobněji zabývat. Hlavní pozornost se proto soustředí na obnovitelné zdroje elektřiny.

V obecních budovách Mikroregionu Záhoran je využívání obnovitelných zdrojů energie zatím velmi omezené. Podle dostupných podkladů žádný z posuzovaných objektů nemá fotovoltaickou elektrárnu, solární termický systém ani kotel na biomasu. Výjimkou je kulturní dům v Rakově (RAK-01) s instalovaným tepelným čerpadlem, jehož nízká roční spotřeba elektřiny 2 397,5 kWh odpovídá příležitostnému provozu a temperaci mimo sezónu. Další existující prvky OZE v regionu mají charakter drobných ostrovních zařízení (např. panely na osvětlení autobusových zastávek v Horním Újezdě či solární panel pro osvětlení hřbitova v Býškovicích), nikoli zdrojů pro sdílení elektřiny v síti.

Při posuzování dalších obnovitelných zdrojů se ukazuje, že jejich využití v rámci energetického společenství má v současné době řadu omezení. **Větrné elektrárny** jsou sice technologií s rostoucím výkonem a klesající cenou, avšak jejich ekonomická návratnost závisí na dostatečně silných a stabilních větrných podmínkách. Současně je třeba počítat s delším a složitějším povolovacím procesem a se zohledněním krajinných a hlukových aspektů. V kontextu menších obcí proto větrné zdroje často představují investici, která je organizačně i technicky výrazně náročnější než například fotovoltaika.

Malé vodní elektrárny patří mezi tradiční obnovitelné zdroje, ale jejich potenciál je úzce vázán na dostupnost vhodných vodních toků s dostatečným průtokem a spádem. Většina lokalit, kde bylo možné takové zdroje ekonomicky provozovat naráží na přísné environmentální limity, zejména s ohledem na ochranu vodních ekosystémů a migračních tras ryb. Z těchto důvodů se malé vodní elektrárny v posledních letech realizují jen zřídka a jejich zapojení do energetických společenství je spíše výjimečné.

Kogenerační jednotky na biomasu nebo bioplyn představují zajímavou možnost pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Jejich efektivní provoz je však podmíněn stabilní dostupností vhodného paliva, tedy buď pravidelných dodávek biomasy, nebo zajištěním biologicky rozložitelného odpadu. To vyžaduje dlouhodobě fungující logistiku a smluvní vztahy s dodavateli surovin. V případě Mikroregionu Záhoran je limitem vzdálenost jednotlivých obcí, která by znamenala vysoké logistické náklady na svoz paliva. V regionu také chybí teplárenské propojení budov, což omezuje možnost využití vyrobeného tepla, a nízká hustota odběrných míst výrazně snižuje efektivitu celého systému. Pořizovací náklady takového centrálního zdroje by se pohybovaly v řádu desítek milionů korun, přičemž environmentální bilance by nebyla příznivá – zejména kvůli dopravě paliva a emisím prachových částic. K tomu je třeba přičíst i vyšší investiční a provozní náročnost kogeneračních jednotek a potřebu odborné obsluhy a pravidelné údržby. V souhrnu tak pro menší obce nebo jejich svazky představuje centrální řešení na biomasu nebo bioplyn příliš velkou technickou, ekonomickou i organizační zátěž.

Za současné výchozí situace se proto jako nejvhodnější a zároveň nejrychleji realizovatelný pilíř energetického společenství jeví instalace **fotovoltaických systémů**. Jejich hlavní výhodou

je, že výroba elektřiny odpovídá dennímu profilu spotřeby u řady veřejných budov, jako jsou školy, kulturní domy nebo čistírny odpadních vod. V těchto objektech lze dosáhnout vysokého podílu přímé spotřeby vyrobené elektřiny, což okamžitě snižuje jejich provozní náklady. Sdílení elektřiny v rámci energetických společenství je navíc řešeno čistě účetně – vyhodnocuje se ve čtvrthodinových intervalech – což zvýhodňuje zdroje s výrobou během dne a v blízkosti odběrných míst.

Významnou předností fotovoltaických systémů je jejich modularita. Systém lze budovat postupně, od menších instalací až po větší soubory, a přizpůsobit jej tak reálným potřebám i finančním možnostem společenství. Díky tomu je možné začít na vybraných objektech s největším přínosem a postupně systém rozšiřovat. Instalace fotovoltaických elektráren je také administrativně a stavebně méně náročná než u jiných zdrojů, například větrných turbín či bioplynových stanic.

Dalším klíčovým faktorem je široká dotační podpora. Fotovoltaické projekty spadají pod řadu národních i evropských programů, které pokrývají významnou část investičních nákladů, ať už jde o program Modernizační fond, Operační program Životní prostředí, nebo nástroje podporující rozvoj komunitní energetiky. Využitím těchto zdrojů je možné dosáhnout rychlé návratnosti a snížit finanční zátěž obcí i dalších členů společenství.

Protože v Mikroregionu Záhoran budujeme energetické společenství „na zelené louce“, máme možnost systém navrhnout od začátku efektivně – s ohledem na optimální rozmístění zdrojů, budoucí rozvoj i možnost integrace akumulace nebo řízení spotřeby. Fotovoltaické systémy tak představují logickou a perspektivní volbu pro zahájení společného projektu.

Je zároveň důležité zdůraznit, že energetická společenství jsou v současnosti legislativně vymezena výhradně na sdílení elektřiny. Oblast obnovitelných zdrojů se však dynamicky vyvíjí – mění se dostupnost technologií, jejich ekonomická efektivita i právní rámec, který postupně reaguje na evropské směrnice a potřeby trhu. Do budoucna tak může vzniknout prostor i pro zapojení dalších forem energie, například tepla nebo plynu, či pro širší uplatnění technologií, které dnes narážejí na omezené podmínky. Pro energetické společenství v Mikroregionu Záhoran je proto klíčové nejen vybudovat stabilní základ v podobě fotovoltaických systémů, ale také sledovat legislativní, technologický a ekonomický vývoj a být připraven pružně reagovat na nové příležitosti. Díky tomu lze zajistit, aby se společenství mohlo dlouhodobě rozvíjet a využívat postupně se rozšiřující možnosti moderní komunitní energetiky.

1.2.6 Jiní speciální energonositelé

Na základě provedené analýzy energetického hospodářství a dostupných informací od správců obecních budov nebyly v Mikroregionu Záhoran identifikováni žádní jiní speciální

energonositelé, kteří by byly v obecní infrastruktuře využívány. V hodnocených objektech se nevyskytují systémy na zkapalněný nebo stlačený plyn mimo běžný zemní plyn, žádná technologie na využívání vodíku, centrální zdroje chladu, spalování průmyslových plynů či kapalných odpadů nebo jiné nestandardní zdroje energie.

Energii pro provoz obecních budov v regionu tedy zajišťují výhradně konvenční nositelé: zemní plyn, elektřina, v menší míře tuhá paliva a ve výjimečném případě obnovitelné zdroje. Ostatní speciální nebo nestandardní energetické zdroje nejsou v regionu instalovány ani plánovány k využití.

Pokud by se v budoucnu vyskytla potřeba zavedení speciálních energonositelů, například v souvislosti s pilotními projekty, technologickými inovacemi nebo zaváděním nových služeb (např. vodíková mobilita, systémy akumulace v netradičním režimu apod.), bude vhodné tuto oblast podrobně sledovat a případně zahrnout do aktualizací energetické koncepce regionu.

V současnosti však jiní speciální energonositelé nemají v energetickém hospodářství obecních budov Mikroregionu Záhoran žádný význam a nejsou relevantní pro další plánování komunitní energetiky.

1.3 Náklady za 12 měsíců

Tato podkapitola shrnuje roční náklady na dodávku elektrické energie ve veřejných budovách Mikroregionu Záhoran. Přehled skutečných výdajů slouží jako základ pro ekonomické vyhodnocení, identifikaci možností úspor a následné plánování rozvoje energetického společenství. U jednotlivých obcí jsou náklady rozděleny na fixní a variabilní složky, což umožňuje objektivní srovnání a odhalení rozdílů vyplývajících jak z velikosti spotřeby, tak ze struktury odběrných míst. Součástí kapitoly je také interpretace hlavních příčin rozdílů a vymezení oblastí, kde je možné náklady optimalizovat v rámci společného energetického hospodaření.

1.3.1 Metodika výpočtu

Veškeré náklady na energie byly za účelem zajištění objektivity a meziroční srovnatelnosti přepočteny na cenovou úroveň roku 2024. Tento přepočet respektuje rozdíly v regulovaných a tržních cenách elektřiny, které v posledních letech prošly významnými změnami. Převod historických hodnot do cen roku 2024 byl proveden prostřednictvím indexace, kdy každá položka byla vynásobena příslušným indexem změny. Indexy byly stanoveny na základě rozhodnutí ERÚ a průměrných tržních cen zveřejňovaných ČSÚ.

Použitý postup byl následující:

- U každé položky (např. platba za jistič, silová elektřina, distribuce, systémové služby, POZE atd.) byly identifikovány roční hodnoty 2022 a 2023 a doplněny k nim průměrné ceny pro rok 2024, čímž vznikla souvislá časová řada vhodná pro srovnání.
- Pro každou složku byla vypočtena změna vůči referenčnímu roku, tzv. index změny – viz tabulka níže. Tyto indexy reflektují reálné pohyby cen a umožňují objektivně promítnout dynamiku energetického trhu.
- Každá historická hodnota byla přepočtena na ceny roku 2024 jako hodnota původní vynásobena indexem změny pro příslušnou položku. Díky tomu je možné posuzovat jednotlivé obce v jednotném cenovém rámci a odhalit, zda rozdíly vycházejí primárně z rozdílné spotřeby, nebo z odlišné struktury odběrných míst.

Tabulka 11: Přehled průměrných cen elektřiny pro jednotlivé složky v letech 2022–2024

Položka	Cena		
	2022	2023	2024
Platba za jistič (Kč/měsíc, NN, příklad 3x25A)	243,00	290,00	343,00
Připojený příkon (Kč/kW/měsíc, VN, orientačně)	280,00	310,00	364,00
Silová elektřina (Kč/kWh, průměr)	4,20	4,40	4,60
Obchodní stálá platba (Kč/měsíc)	35,00	35,00	35,00
Daň z elektřiny (Kč/MWh)	28,30	28,30	28,30
Platba za distribuci (Kč/MWh, NN)	2 750,00	2 546,00	3 078,00
Systémové služby (Kč/MWh)	15,00	19,00	23,00
POZE (Kč/MWh)	495,00	495,00	495,00
OTE (Kč/měsíc)	4,20	4,50	5,00

Zdroj: ERÚ

Tabulka 12: Příslušné indexy změny pro převod na cenovou úroveň 2024

Položka	Zdroj	Index 2024/2022	Index 2024/2023
Platba za jistič (Kč/měsíc, NN, příklad 3x25A)	ERÚ CR 14/2022, 12/2024	1,41	1,18
Připojený příkon (Kč/kW/měsíc, VN, orientačně)	ERÚ CR 12/2024 (příklad, orientačně VN)	1,30	1,17
Silová elektřina (Kč/kWh, průměr)	ERÚ/ČSÚ, průměr trh.	1,10	1,05
Obchodní stálá platba (Kč/měsíc)	Modelový údaj, smlouvy dodavatelů	1,00	1,00
Daň z elektřiny (Kč/MWh)	Zákon o dani z elektřiny	1,00	1,00
Platba za distribuci (Kč/MWh, NN)	ERÚ CR 14/2022, 12/2024	1,12	1,21
Systémové služby (Kč/MWh)	ERÚ rozhodnutí, tiskové zprávy	1,53	1,21
POZE (Kč/MWh)	ERÚ rozhodnutí (stálé)	1,00	1,00
OTE (Kč/měsíc)	ERÚ rozhodnutí, OTE sazebník	1,19	1,11

Zdroj: ERÚ, vlastní zpracování

Index pro připojený příkon nebyl v této studii využit, protože žádná z posuzovaných budov není napojena na vysoké napětí. Ostatní indexy byly uplatněny u všech položek jednotlivých odběrných míst a výsledné upravené hodnoty byly následně souhrnně uvedeny pro jednotlivé

obce. Tímto způsobem získaná data plně odpovídají cenovým poměrům platným pro rok 2024 a umožňují jejich konzistentní srovnání.

1.3.2 Přehled nákladů po jednotlivých obcích

Následující tabulka shrnuje roční náklady na elektrickou energii u jednotlivých členů energetického společenství (obcí), rozdělené na fixní a variabilní složky a s celkovým součtem. Údaje odpovídají pouze těm odběrným místům, která obce skutečně platí (prostory např. v pronájmu třetími stranami jsou vyloučeny).

Tabulka 13: Celkové náklady za elektřinu po jednotlivých obcích

Obec	Fixní náklady bez DPH (Kč)	Variabilní náklady bez DPH (Kč)	Celkem za 12 měsíců bez DPH (Kč)	Celkem za 12 měsíců s DPH (Kč)
Býškovice	1 263,39	15 763,75	17 027,14	20 602,84291
Horní Újezd	46 293,09	138 816,65	185 109,74	223 982,78
Malhotice	14 431,77	54 945,80	69 105,31	83 946,86
Opatovice	30 236,21	354 795,66	385031,87	465 888,56
Paršovice	39 749,39	328 484,95	368 234,33	445 563,54
Provodovice	3 618,65	6 580,75	10 199,40	12341,27
Rakov	14 246,10	64 804,13	79 050,23	95 650,78
Rouské	7 111,35	35 512,88	42 624,23	51 575,32
Všechovice	211 950,77	397 867,22	609 818,00	737 879,78

Zdroj: Vlastní zpracování

Variabilní náklady zahrnují kompletní součet všech plateb spojených s reálnou spotřebou elektřiny, tedy především úhradu za silovou elektřinu, distribuci, daně, regulované poplatky a obchodní složku. V praxi se jedná o tu část nákladů, která nejvíce kolísá v závislosti na množství odebrané energie a aktuálních tržních či regulovaných cenách. Tato složka proto nejlépe odráží skutečnou energetickou náročnost jednotlivých obcí a umožňuje identifikovat objekty, kde je prostor pro úspory prostřednictvím investic do energetické efektivity nebo obnovitelných zdrojů.

Výše variabilních nákladů také výrazně souvisí s typem a provozem jednotlivých budov – školy a kulturní domy generují vysokou denní spotřebu, zatímco menší obecní úřady nebo objekty s přerušovaným provozem mají spotřebu podstatně nižší. Právě zde lze díky komunitní energetice efektivně vyrovnávat rozdíly a zajišťovat úspornější hospodaření.

Pro detailní srovnání a interpretaci uvádíme pro každou obec strukturu nákladů v přehledné tabulce:

Tabulka 14: Detailní náklady za elektřinu za jednotlivé obce

Nákladová položka	Roční náklad (Kč)
Býškovice	
Fixní náklady	
Platba za jistič	1 263,39

Variabilní náklady	
Platba za silovou elektřinu	5 334,88
Platba za distribuci	9 710,67
Daně a poplatky	629,94
Obchodní část	88,26
Celkem s DPH	**20 602,84**
Horní Újezd	
Fixní náklady	
Platba za jistič	46 293,09
Variabilní náklady	
Platba za silovou elektřinu	68 262,22
Platba za distribuci	63 293,599
Daně a poplatky	5 632,94
Obchodní část	1 627,89
Celkem s DPH	**223 982,78**
Malhotice	
Fixní náklady	
Platba za jistič	14 431,77
Variabilní náklady	
Platba za silovou elektřinu	29 269,39
Platba za distribuci	17 164,37
Daně a poplatky	3 430,96
Obchodní část	5 081,08
Celkem s DPH	**83 946,86**
Opatovice	
Fixní náklady	
Platba za jistič	30 236,21
Variabilní náklady	
Platba za silovou elektřinu	165 035,52
Platba za distribuci	151 534,91
Daně a poplatky	33 482,99
Obchodní část	4 742,24
Celkem s DPH	**465 888,56**
Paršovice	
Fixní náklady	
Platba za jistič	39 749,39
Variabilní náklady	
Platba za silovou elektřinu	234 755,28
Platba za distribuci	70 206,33
Daně a poplatky	15 365,13
Obchodní část	8 158,21
Celkem s DPH	**445 563,54**
Provodovice	
Fixní náklady	
Platba za jistič	3 618,65
Variabilní náklady	
Platba za silovou elektřinu	3 086,24
Platba za distribuci	1 551,27
Daně a poplatky	403,07
Obchodní část	1 540,17
Celkem s DPH	**12 341,27**
Rakov	
Fixní náklady	
Platba za jistič	14 246,10

Variabilní náklady	
Platba za silovou elektřinu	43 874,15
Platba za distribuci	14 514,06
Daně a poplatky	3 261,31
Obchodní část	3 154,61
Celkem s DPH	**95 650,78**
Rouské	
Fixní náklady	
Platba za jistič	7 111,35
Variabilní náklady	
Platba za silovou elektřinu	17 462,08
Platba za distribuci	16 597,61
Daně a poplatky	1 268,10
Obchodní část	185,1
Celkem s DPH	**51 575,32**
Všechovice	
Fixní náklady	
Platba za jistič	211 950,77
Variabilní náklady	
Platba za silovou elektřinu	227 075,16
Platba za distribuci	140 059,42
Daně a poplatky	27 804,65
Obchodní část	2 927,99
Celkem s DPH	**737 879,78**

Zdroj: Vlastní zpracování

1.3.3 Rozbor a interpretace struktury nákladů

Detailní rozbor ukazuje na několik zásadních skutečností, které jsou pro budoucí správu komunitní energetiky určující:

- Výrazné rozdíly v absolutní výši nákladů odráží velikost a energetickou náročnost obecních infrastruktur. Nejvyšší roční náklady vykazuje obec Všechovice (738 tis. Kč), s mimořádně vysokou fixní složkou (212 tis. Kč, což je více než dvojnásobek jakékoli jiné obce). Naopak obce Provodovice a Býškovice mají souhrnné náklady řádově v desítkách tisíc Kč díky menšímu počtu a nižší energetické náročnosti svých budov.
- Podíl fixní/variabilní složky: Všechovice mají podíl fixní složky na celku výrazně nadprůměrný (28,7 %), což je způsobeno naddimenzovanými jističi zejména u škol a kulturních domů. U menších obcí jako Provodovice či Horní Újezd je podíl fixní složky relativně vyšší vzhledem k nízké variabilní spotřebě (cca 20-30 %). U velkých obcí s vysokou spotřebou je fixní složka podstatná především tam, kde je v provozu více odběrných míst s vyššími hodnotami jističů.
- Hlavní složkou variabilních nákladů je platba za silovou elektřinu a distribuci. U Všechovic činí pouze samotné platby za silovou elektřinu a distribuci přes 367 tis. Kč za rok. To ukazuje, že zde bude mít komunitní výroba (například z FVE) největší finanční dopad a návratnost.

- Rozdíly mezi obcemi souvisejí zejména s provozem škol, čistíren odpadních vod a velkých kulturních zařízení. Například Paršovice a Opatovice mají vysokou variabilní složku kvůli provozu škol a čistíren odpadních vod, kde je spotřeba elektrické energie výrazně nadstandardní.
- U menších obcí (Provodovice, Býškovice) je často velký prostor pro optimalizaci fixní složky prostřednictvím snížením hodnot jističů na skutečně potřebnou úroveň.

1.3.4 Specifika pro energetické společenství

Z analýzy nákladové struktury vyplývá několik klíčových poznatků pro budoucí fungování komunitní energetiky:

- **Optimalizace jističů:** V obcích s více odběrnými místy je zřejmá rezerva pro snížení fixních nákladů prostřednictvím optimalizace hodnot jističů nebo dokonce slučování odběrných míst (typicky školské areály, KD, OÚ). Jen ve Všechovicích a Rakově lze touto cestou ušetřit odhadem 15–30 tis. Kč ročně.
- **Společný nákup elektřiny:** Díky vyššímu společnému objemu odběru může společenství dosáhnout na výhodnější ceny silové elektřiny. Snížení ceny o 5–10 % znamená u Všechovic úsporu přes 10–20 tis. Kč ročně, v celém mikroregionu se potenciál úspor pohybuje v desítkách až stovkách tisíc Kč.
- **Sdílení OZE:** Nejvyšší efekt sdílení vlastní výroby z fotovoltaik přinese v budovách s vysokou denní spotřebou (školy, ČOV, kulturní domy). Pokud se v komunitě podaří z OZE pokrýt např. 25 % spotřeby, může to znamenat meziroční úsporu přes 1 mil. Kč na variabilních nákladech napříč celým mikroregionem.
- **Flexibilita a management:** Společná digitální správa umožní rychle reagovat na změny spotřeby, optimalizovat nastavení a plánovat investice tak, aby se snížily jak fixní, tak variabilní složky.

Celkově se tak potvrzuje, že hlavní prostor pro úspory i pro zvýšení energetické nezávislosti obcí leží v profesionalizaci a digitalizaci řízení, společném nákupu, investicích do sdílené výroby a optimalizaci technických parametrů odběrných míst.

Souhrnné vyhodnocení spotřeb, výkonových parametrů a nákladů v této kapitole slouží jako přímý podklad pro návrh sdílení a řízení v rámci energetického společenství. Na základě uvedených 12měsíčních profilů a specifikace odběrných míst budou v návrhových kapitolách definovány:

- granularita a algoritmus alokace sdílené elektřiny mezi členy,
- požadavky na měření a přenos dat v 15minutových intervalech,
- parametry regulačních zásahů (řízení zátěže, akumulace, omezení přetoků),
- způsob interního vyúčtování.

Tato kapitola tedy představuje výchozí datovou základnu pro dimenzování výroben, akumulace i ICT/IoT prvků společenství.

1.4 Další náklady

Kromě přímých plateb za elektřinu, plyn a tuhá paliva nesou obecní budovy Mikroregionu Záhoran každoročně také řadu dalších výdajů souvisejících s provozem, správou a pravidelnou údržbou energetických a technických zařízení. Tyto náklady tvoří významnou část provozních rozpočtů obcí, mají přímý dopad na efektivitu hospodaření a z dlouhodobého hlediska zásadně ovlivňují skutečnou návratnost plánovaných i realizovaných energetických investic. V celkovém objemu provozních nákladů se promítají nejen přímé platby za energie, ale také výdaje, které zajišťují bezpečný, spolehlivý a legislativně vyhovující provoz budov. Do této skupiny patří především pronájmy technologií a pozemků, běžný i mimořádný servis a údržba zařízení, povinné revize a inspekce, pojištění budov a technologií, související administrativní a regulační poplatky a v neposlední řadě i likvidace odpadů vznikajících při provozu, zejména u kotlů na tuhá paliva nebo jiných zdrojů s emisní zátěží. Na základě dostupných údajů, obvyklých servisních smluv a zkušeností z provozu obdobně velkých obcí lze pro běžnou obec mikroregionu se třemi až pěti veřejnými objekty orientačně vyčíslit roční výdaje za rok 2024. Jejich skutečná výše se přitom odvíjí od stáří a technického stavu zařízení, rozsahu uzavřených smluvních vztahů, technické náročnosti provozu a také od intenzity využití jednotlivých budov v průběhu roku.

Tabulka 15: Další náklady za 1 rok

Nákladová položka	Rozmezí na objekt (Kč/rok)	Odhadovaný celkový součet za společenství
Pronájem technologií	0–10 000	~50 000
Servis, údržba a revize	2 000–8 000	~18 0 000
Pojištění	1 000–10 000	~100 000
Poplatky	0–5 000	~30 000
Likvidace odpadu	0–5 000	~20 000
Celkem	**5 000–28 000**	**~380 000**

Zdroj: Vlastní zpracování

Poznámka: Některé položky jsou u větších obcí (Všechovice, Opatovice, Paršovice, Rakov) násobně vyšší kvůli rozsáhlejším školám, kulturním domům, případně ČOV a dalším technologickým celkům.

Na základě profilu jednotlivých obcí lze orientačně odhadnout tyto roční „další náklady“:

Tabulka 16: Přehled dalších nákladů po obcích

Obec	Předpoklad dalších nákladů (Kč/rok)
Všechovice	70 000–90 000
Paršovice	50 000–70 000
Opatovice	50 000–70 000
Rakov	30 000–45 000
Horní Újezd	25 000–40 000
Rouské	15 000–30 000
Malhotice	15 000–25 000
Býškovice	10 000–15 000
Provodovice	10 000–15 000

Zdroj: Vlastní zpracování

Celkem tedy v rámci celého mikroregionu tyto „další náklady“ přesahují 380 000 Kč za rok.

Energetické společenství nabízí obrovský potenciál pro efektivnější správu těchto položek. Klíčové možnosti úspor:

- **Hromadné (společné) pojištění budov a zařízení:**
  Vyjednáním rámcové smlouvy pro více objektů lze ušetřit obvykle 10–20 % na pojistném – v měřítku společenství to může znamenat úsporu až 15–20 tis. Kč ročně.
- **Centrální servis a údržba:**
  Sloučení servisních smluv nebo soutěžení dodavatele na údržbu pro více obcí umožňuje získat lepší cenu za revize, pravidelnou údržbu i pohotovostní zásahy. Úspory se zde typicky pohybují v rozsahu 10–30 %, tedy až 50 tis. Kč za rok v regionu.
- **Energetický management, digitalizace a monitoring:**
  Jednotné řešení pro monitoring spotřeb, vzdálenou diagnostiku a reporting může snížit náklady na jednotlivé budovy (místo duplicitních služeb), ale hlavně umožní rychlejší reakci na vzniklé problémy, sníží riziko havárií i vícenákladů na neplánované opravy.
- **Likvidace odpadů a environmentální poplatky:**
  Sdílená smlouva nebo zajištění likvidace odpadů (např. popel z kotlů, staré oleje, revizní odpady) napříč více obcemi znamená snížení jednotkové ceny za odvoz i administrativních nákladů.

Zahrnutí těchto dalších nákladů do celkové energetické bilance Mikroregionu Záhoran umožňuje lépe plánovat investice a optimalizovat provoz. Vytvořením energetického společenství se nejen posiluje vyjednávací pozice vůči dodavatelům služeb, ale zejména se otevírá možnost systematicky zvyšovat efektivitu provozu.

Při správném nastavení společných procesů lze v oblasti „dalších nákladů“ reálně ušetřit 15–25 % oproti stávajícím individuálním modelům, což odpovídá 50–90 tis. Kč ročně pro celý

mikroregion – tedy částce, která pokryje například kompletní servis vybrané technologie nebo pořizovací náklady menšího modernizačního opatření.

2 STÁVAJÍCÍ VÝROBNY

V rámci zpracování technické studie proveditelnosti pro vznik energetického společenství Mikroregionu Záhoran byla provedena důkladná analýza současného stavu výroben energie na všech relevantních obecních objektech. Toto šetření probíhalo ve spolupráci se starosty jednotlivých obcí, a to formou terénních prohlídek, kontrolou technické dokumentace i ověřováním údajů v interních i veřejně dostupných evidencích. Výstupy byly následně zpracovány do podoby místních energetických koncepcí pro každou obec samostatně.

Výsledky tohoto šetření jednoznačně prokázaly, že v okamžiku zahájení přípravy energetického společenství nemá žádná z posuzovaných budov ve vlastnictví členů mikroregionu nainstalovanou výrobnu elektrické energie, která by byla využitelná pro sdílení nebo provoz komunitního systému. Nejsou zde stávající fotovoltaické elektrárny, kogenerační jednotky, malé větrné elektrárny ani jiná zařízení pro lokální výrobu elektřiny.

Tento stav je zároveň odrazem přístupu, s nímž mikroregion Záhoran do přípravy komunitní energetiky vstupoval: Cílem od počátku bylo vytvářet systém sdílené výroby a spotřeby „na zelené louce“, tedy bez zatížení existujícími výrobními technologiemi, které by bylo nutné složitě začleňovat do nového provozního a právního režimu. Takto zvolený postup umožňuje celý koncept od počátku optimalizovat – navrhnout umístění, dimenzování a typy výrobních zdrojů přesně podle reálné potřeby odběrných míst, a zároveň efektivně plánovat jejich provoz a budoucí rozvoj v návaznosti na spotřební profily jednotlivých budov.

V současnosti je veškerá spotřeba elektřiny v obcích Mikroregionu Záhoran zajišťována výhradně z veřejné distribuční sítě. To znamená, že budoucí rozvoj komunitní energetiky bude stát na investicích do nových, moderních obnovitelných zdrojů, zejména fotovoltaických elektráren. Jejich návrh, instalace a následné využívání ve společenství budou od počátku přizpůsobeny požadavkům sdílení a maximalizace využití vyrobené elektřiny v rámci celé komunity. Členové mikroregionu jsou si této výzvy plně vědomi, a právě absence starších, nevhodně umístěných nebo nedostatečně dimenzovaných zdrojů považují za příležitost – nikoli omezení.

Celkově lze konstatovat, že Mikroregion Záhoran vstupuje do komunitní energetiky se zcela „čistým stolem“ a jasným záměrem investovat do nových výrobních kapacit, které budou maximálně efektivní, transparentně provozované a od samého počátku využívány v rámci sdílení v energetickém společenství. Tento stav poskytuje ideální podmínky pro realizaci

moderního a dlouhodobě udržitelného systému, který bude odpovídat potřebám všech členů společenství i aktuálním trendům v oblasti obnovitelné energetiky a úspor energií.

3 TEPELNÁ SOUSTAVA A DISTRIBUČNÍ SOUSTAVA ELEKTŘINY VE VLASTNICTVÍ ENERGETICKÉHO SPOLEČENSTVÍ

V členských obcích Mikroregionu Záhoran se nenachází žádná teplovodní soustava ani jiný systém centrálního rozvodu tepla ve vlastnictví obcí či energetického společenství. V území není vybudována žádná infrastruktura typu centrální zásobování teplem (CZT), ani rozvodné sítě, které by zajišťovaly dodávku tepla více odběratelům prostřednictvím teplovodního potrubí. Situace, kdy je jedna kotelna využívána k vytápění jednoho sousedícího objektu, nemůže být z technického ani provozního hlediska považována za skutečnou teplovodní soustavu – jedná se pouze o lokální, provozně omezené řešení bez charakteristiky síťové infrastruktury. Konkrétně se jedná o případ v obci Horní Újezd, kde je hasičská zbrojnice zásobována teplem z budovy obecního úřadu. V této budově jsou instalovány dva kotle typu USB na koks a dřevo, které slouží jako společný zdroj tepla pro oba objekty.

Důvodem absence teplovodních soustav je především malý rozsah obcí, jejich rozptýlená zástavba a nízká hustota odběrných míst. V těchto podmínkách by realizace centrálního systému rozvodu tepla nebyla technicky ani ekonomicky smysluplná. Náklady na výstavbu, provoz i údržbu by převýšily možné přínosy, zejména s ohledem na nízký počet napojených budov a značné vzdálenosti mezi objekty. Každá obecní budova proto využívá vlastní, individuální zdroj tepla.

Obdobná situace platí také pro distribuční soustavu elektřiny. Obce Mikroregionu Záhoran nevlastní ani neprovozují žádnou lokální distribuční soustavu (LDS) či jinou infrastrukturu pro dodávku elektřiny více odběratelům. Všechna odběrná místa jsou připojena přímo do distribuční soustavy provozované společností ČEZ Distribuce, a. s., a jsou provozována v režimu standardního zákazníka. Ani v menších areálech (např. školy, kulturní domy, úřady) nebyly vybudovány přímé vedení mezi objekty, která by umožňovala sdílení elektřiny mimo veřejnou distribuční síť.

Z pohledu technického i ekonomického by pořízení a provoz vlastní distribuční soustavy nebylo v daném území opodstatněné – šlo by o investici s vysokými pořizovacími a provozními náklady, bez dostatečné hustoty odběrných míst a bez jasného přínosu oproti využívání stávající veřejné distribuční soustavy. Energetické společenství proto bude pro sdílení elektřiny plně využívat distribuční soustavu ČEZ Distribuce, což je v souladu s platnou legislativou i s provozní realitou.

Z těchto důvodů není kapitola věnovaná ani tepelné, ani elektrické distribuční soustavě pro Mikroregion Záhoran z hlediska vlastnictví obcí relevantní a detailní technickoekonomická analýza těchto soustav není potřebná. Dokumentace se soustředí na oblast spotřeby, výroby z obnovitelných zdrojů a jejich připojení do veřejné distribuční soustavy.

4 NOVÉ (PLÁNOVANÉ) VÝROBNY

Zásadním předpokladem pro úspěšné fungování energetického společenství v Mikroregionu Záhoran je rozvoj vlastních výrobních kapacit, zejména z obnovitelných zdrojů. Proto je klíčovou součástí strategického plánu regionu investice do moderních fotovoltaických elektráren (FVE), které umožní nejen snížení závislosti na externích dodávkách elektřiny, ale především přímé sdílení energie mezi jednotlivými členy společenství.

Plánované výrobny představují první etapu budování nové energetické infrastruktury a byly navrženy s ohledem na reálné spotřební profily budov, technické možnosti jednotlivých objektů i budoucí možnosti rozvoje komunitní energetiky. Návrhy vycházejí z detailních analýz spotřeby energie, technických prohlídek a projektových dokumentací, přičemž prioritou je maximální využití vyrobené elektřiny v rámci vlastních objektů a komunitního sdílení.

Instalace nových FVE přinese obcím a jejich příspěvkovým organizacím významné úspory na provozních nákladech za elektřinu. Současně posílí energetickou soběstačnost regionu a omezí environmentální dopady spojené s provozem veřejných budov. Akcentována je také bezpečnost, spolehlivost provozu a respektování veškerých legislativních požadavků včetně ochrany proti přepětí, zajištění ochranných pásem a splnění podmínek distribuční společnosti.

Návrhy konkrétních FVE jsou koncipovány tak, aby se od počátku efektivně zapojily do energetického společenství a mohly se stát vzorem pro další rozšiřování výrobních kapacit v regionu. Plánované instalace v Rakově, Opatovicích a Paršovicích jsou pilotními projekty, které otevřou cestu i dalším obcím mikroregionu. Každá výrobna je posuzována s důrazem na technické možnosti budovy, úroveň vlastní spotřeby, možnosti sdílení i předpokládanou návratnost investice.

V následujících podkapitolách jsou podrobně popsány plánované výrobny včetně všech relevantních technických, provozních a ekonomických parametrů. Tyto informace vytvářejí podklad nejen pro samotnou realizaci projektů, ale i pro budoucí optimalizaci a rozvoj komunitní energetiky v celém Mikroregionu Záhoran.

Rakov – FVE na budově kulturního domu/obecního úřadu (RAK-01)

Typ a specifikace výrobny

Navržená fotovoltaická elektrárna je instalována na střeše budovy kulturního domu a obecního úřadu (RAK-01, adresa Rakov 34). Elektrárna je koncipována jako výrobna s licencí, kategorie 11–100 kW. Systém sestává z 50 kusů monokrystalických panelů s výkonem 460 Wp na panel, tedy s celkovým instalovaným výkonem 23 kWp. Elektrárna bude doplněna o hybridní střídače (2×10 kW), umožňující nejen výrobu, ale i ukládání energie do bateriového úložiště (akumulace je součástí projektu, dimenzovaná na 19,2 kWh).

Umístění a omezení (ochranná pásma, památková ochrana, ZPF)

Výrobna je umístěna na střeše budovy, bez zásahu do zemědělského půdního fondu. Projekt plně respektuje ochranná pásma dle §46 odst. 7 písm. e) zákona č. 458/2000 Sb. a není v kolizi s žádnými památkově chráněnými objekty. Ochrana před úrazem elektrickým proudem i ochrana před bleskem odpovídá příslušným normám ČSN 33 2000 a EN 62305. Kabelové trasy a umístění technologie jsou navrženy tak, aby nezasahovaly do provozu budovy a neohrozily její statiku ani uživatelský komfort.

Technické podmínky a omezení pro výrobnu

Instalace panelů bude provedena na typových hliníkových konstrukcích, kotvených do nosné konstrukce střechy. Statické posouzení střechy bylo provedeno a střecha bez problémů unese navrženou zátěž. Systém bude napojen na rozvodnou soustavu TN-C-S (400/230 V, 50 Hz). Součástí systému je kompletní ochrana proti přepětí a blesku, pečlivé uzemnění a pravidelné revize. Konstrukce je navržena tak, aby nebyla narušena hydroizolace střechy. Ovládací a regulační systém zajišťuje optimální provoz výrobny a případnou regulaci činného výkonu podle požadavků distributora.

Připojitelnost do distribuční soustavy

Výrobna je navržena pro přímé připojení do stávající distribuční soustavy nízkého napětí. Projekt řeší kompletní přepojení elektroměrového rozvaděče na čtyřkvadrantní měření, v souladu s požadavky provozovatele distribuční soustavy (EGD, ČEZ, PRE). Výkon FVE je regulovatelný a vybavený HDO přijímačem pro možnost omezení dodávek do sítě. Hybridní střídače umožňují optimalizovat využití vlastní výroby pro spotřebu v objektu i pro komunitní sdílení.

Roční výroba energie (MWh)

Celková předpokládaná výroba je přibližně 24,2 MWh/rok (odhad na základě 1 054 provozních hodin a instalovaného výkonu 23 kWp). Při komunitním sdílení a optimálním řízení lze očekávat využití cca 80–90 % v rámci spotřeby v objektu. Zbývající část (cca 10–20 %) bude sdílena v rámci energetického společenství, prodána do distribuční sítě nebo může být

omezena (zmařena) při nedostatečné lokální spotřebě, zejména o víkendech a v době nižšího provozu budovy.

Investiční náklady (Kč)

Celkové investiční náklady na realizaci FVE včetně akumulace, montáže, projektové přípravy a napojení do sítě jsou odhadovány v rozmezí 1,25–1,40 mil. Kč bez DPH (dle aktuálních tržních cen za komponenty a instalační práce v roce 2025).

Náklady na provoz výrobny (Kč/rok)

Fixní náklady tvoří roční servisní prohlídka, pojištění technologie a pravidelné revize v předpokládané výši celkem 10 000–15 000 Kč/rok. Variabilní náklady zahrnují drobnou údržbu, monitoring, případně výměnu provozních komponent (měniče, akumulátory), tedy 2 000–5 000 Kč/rok v průměru v závislosti na stáří a zatížení technologie.

Obrázek 11 Rakov – FVE na budově kulturního domu/obecního úřadu (RAK-01)



Zdroj: Studie FVE, 2023

Opatovice – FVE na budově čistírny odpadních vod (OPA-06)

Typ a specifikace výrobny

Navržená fotovoltaická elektrárna bude umístěna na střeše objektu čistírny odpadních vod v Opatovicích (OPA-06, adresa Hlavní 9003, 753 56 Opatovice). Jedná se o výrobnu s licencí, spadající do kategorie 11–100 kW. Systém je navržen s 48 monokrystalickými FV panely s výkonem 460 Wp na panel, což odpovídá celkovému instalovanému výkonu 22,08 kWp. Součástí projektu je akumulace – bateriové úložiště s kapacitou 20,4 kWh. Pro řízení výroby je použit měnič o výkonu 20 kW. Systém bude vybaven kompletním monitoringem výroby i spotřeby a je koncipován pro přímé napojení na distribuční síť NN (400/230 V, TN-C-S).

Umístění a omezení (ochranná pásma, památková ochrana, ZPF)

Výrobna je situována na střešní konstrukci ČOV mimo plochy zemědělského půdního fondu, ve stávající zastavěné části areálu. Projekt respektuje ochranná pásma dle platných zákonů včetně zákona č. 458/2000 Sb. (energetický zákon), připojení je navrženo v souladu s připojovacími podmínkami EGD. Nebyly zjištěny žádné památkové, krajinné nebo jiné limity, které by stavbu FVE na této budově omezovaly.

Technické podmínky a omezení pro výrobnu

Instalace panelů je navržena na nosných konstrukcích s galvanickým zinkováním. Statický posudek potvrzuje dostatečnou únosnost střešní konstrukce pro instalaci 48 panelů a nosné konstrukce. Z hlediska bezpečnosti bude doplněno uzemnění, systém svodičů přepětí, ochrana před úrazem elektrickým proudem (izolace, kryty, proudové chrániče) a ochrana před bleskem dle požadavků ČSN. Připojení je na stávající elektrickou instalaci v budově ČOV. Systém umožňuje průběhové měření výroby i spotřeby, včetně dálkové regulace výkonu přes HDO.

Připojitelnost do distribuční soustavy

FVE je navržena pro standardní připojení do distribuční sítě na napěťové hladině NN. Ve stávajícím elektroměrovém rozvaděči bude osazen nový čtyřkvadrantní průběhový elektroměr, jak požaduje distributor. Projekt počítá s možností částečné regulace výroby v závislosti na síťových podmínkách, případně s využitím akumulace pro vyrovnávání výkonových špiček a optimalizaci lokální spotřeby. Celý systém splňuje požadavky distribuční společnosti na bezpečnost, průběhové měření i možnost vzdáleného řízení výkonu (HDO).

Roční výroba energie (MWh)

Odhadovaná roční výroba činí 23,3 MWh, což odpovídá předpokládanému využití instalovaného výkonu v regionálních podmínkách. Vzhledem k tomu, že spotřeba ČOV je celoročně relativně stabilní, předpokládá se vysoký podíl vlastní spotřeby vyrobené elektřiny – lze předpokládat využití alespoň 85–90 % produkce v rámci spotřeby objektu a sdílení v komunitě. Zbývající část (cca 10–15 %) bude sdílena v rámci energetického společenství, exportována do sítě nebo případně regulována.

Investiční náklady (Kč)

Odhadované celkové investiční náklady na realizaci FVE včetně akumulace, montáže, projektové dokumentace a připojení do DS činí přibližně 1,2–1,4 mil. Kč bez DPH (dle aktuálních cen v roce 2025).

Náklady na provoz výrobny (Kč/rok)

Fixní náklady zahrnují povinný servis, pravidelné revize a pojištění technologie, odhadované na 10 000–14 000 Kč/rok. Variabilní náklady představuje údržba, drobné opravy, monitoring a občasná výměna menších komponent, což je zhruba 2 000–4 000 Kč/rok. Náklady na provoz jsou plně v režii majitele FVE, v budoucnu je však možné rozdělení některých servisních služeb v rámci energetického společenství, což povede k úsporám.

Obrázek 12: Opatovice – FVE na budově čistírny odpadních vod (OPA-06)



Zdroj: Projektová dokumentace, 2023

<u>Paršovice – FVE čistírny odpadních vod (PAR-05)</u>

Typ a specifikace výrobny

Navržená fotovoltaická elektrárna o 88 panelech bude instalována jako střešní a částečně volně stojící systém v areálu čistírny odpadních vod v Paršovicích (PAR-05). Instalovaný výkon je 36,08 kWp a elektrárna je navržena bez akumulace. Dimenzování vychází z celoroční spotřeby objektu tak, aby se maximalizovala přímá spotřeba vyrobené elektřiny v místě, dále upřednostňovalo sdílení energie a přetoky do sítě distributora byly pouze doplňkové.

Umístění a omezení (ochranná pásma, památková ochrana, ZPF)

Pro instalaci části FVE bude nutné vyjmout dotčenou plochu z půdního fondu (ZPF) v bonitní třídě V, přičemž celý projekt je situován mimo zastavěné území obce. Nebyly zjištěny památkové ani jiné právní překážky. Respektována jsou ochranná pásma a platná legislativa.

Technické podmínky a omezení pro výrobnu

Návrh řeší nosnost střešní konstrukce pro panely na budově i statiku a povětrnostní zatížení pro volně stojící část. Systém je vybaven ochranou proti přepětí, odpovídajícím uzemněním a průběhovým měřením výroby i spotřeby. Veškerá technologie je navržena v souladu s příslušnými normami ČSN pro FVE a elektrická zařízení.

Připojitelnost do distribuční soustavy

Elektrárna bude připojena do stávající NN sítě v areálu ČOV přes čtyřkvadrantní měření v souladu s požadavky distributora. Řídicí systém umožní průběžnou regulaci výkonu a export přebytků do DS. Volba výkonu respektuje roční profil spotřeby ČOV (cca 47 000 kWh/rok), což podporuje vysoký podíl vlastní spotřeby a optimalizaci provozních nákladů.

Roční výroba energie (MWh)

Celková roční výroba je odhadnuta na 36,92 MWh. Vzhledem k průběhu odběru v areálu ČOV bude převažující část vyrobené elektřiny spotřebována přímo na místě a pouze menší podíl bude v jednotlivých obdobích sdílen v rámci energetického společenství nebo exportován do distribuční soustavy.

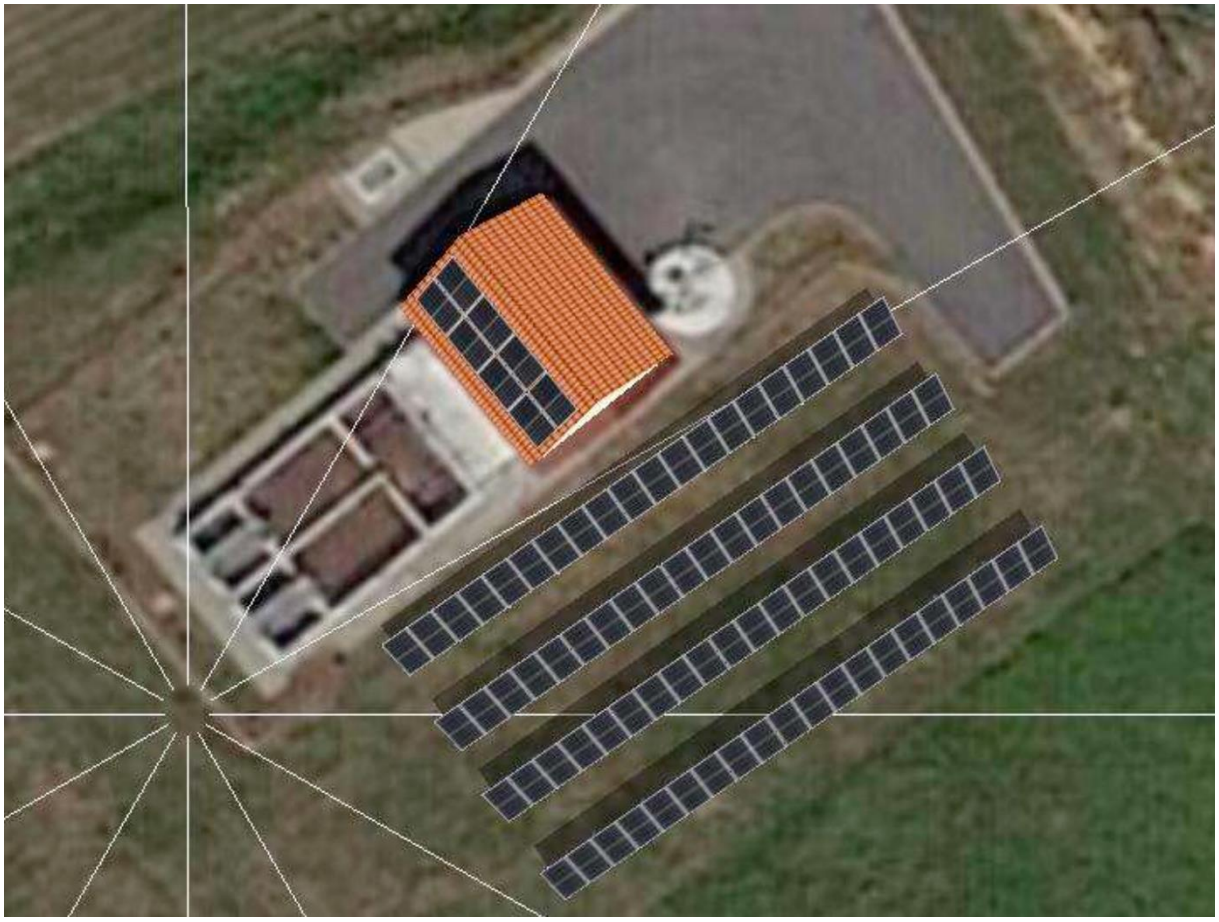
Investiční náklady (Kč)

Odhadované investiční náklady na tuto variantu FVE, zahrnující vlastní technologii, projektovou přípravu, montáž a připojení, činí přibližně 1,1–1,3 mil. Kč bez DPH.

Náklady na provoz výrobny (Kč/rok)

Roční provozní náklady zahrnují povinný servis, pravidelné revize, pojištění a monitoring systému v rozsahu zhruba 8 000–12 000 Kč ročně. Variabilní náklady tvoří drobná údržba a obnova dílčích komponent v řádu 2 000–3 000 Kč ročně.

Obrázek 13: Paršovice – FVE čistírny odpadních vod (PAR-05)



Zdroj: Studie FVE, 2023

5 POTENCIÁL DALŠÍCH ZDROJŮ ENERGIE

5.1 Odhad dalšího potenciálu rozvoje

Potenciál rozvoje fotovoltaiky v energetickém společenství Mikroregionu Záhoran je jasně identifikovaný a opřený o konkrétní objekty. Souhrnná tabulka uvádí využitelné plochy střech, jejich orientace a plánované roky realizace, což dohromady představuje realistický zásobník projektů pro nejbližší období. Využitelnou plochou se rozumí ta část střechy, kde lze FVE skutečně umístit s ohledem na orientaci, stínění a absenci překážek, takže uvedené hodnoty představují praktický, nikoli teoretický odhad. Celkově tak nejde o pouhý potenciál na papíře, ale o konkrétní možnosti, které lze převést do projekčních podkladů a následně do realizace.

Plán dalšího rozvoje je postupný a odráží časování uvedené v přehledu. První větší vlna cílí na rok 2026, kdy se soustředí více objektů s dobrou připraveností a jasnou poptávkou ze strany obcí. Následují menší rozšíření v roce 2027 a další navýšení kapacit v roce 2028, přičemž závěr

plánovaného horizontu vyplňují projekty s realizací v letech 2029 a 2031. Tento sled není řízen pouze technickými parametry střech, ale především preferencemi a požadavky jednotlivých obcí v návaznosti na jejich rozpočty, investiční plány a očekávané administrativní kroky.

Z dostupných podkladů je patrné, že se část záměrů již posouvá do přípravy. Probíhají kroky směřující k projektové dokumentaci, prověřují se místní technické podmínky a v předstihu se ladí návaznost na měření a procesy sdílení. V rámci přípravy se zároveň průběžně ověřuje připojitelnost u distributora a sladění parametrů plánovaných FVE s provozem jednotlivých budov. Tento postup snižuje riziko zdržení a zvyšuje pravděpodobnost plynulé realizace v plánovaných termínech.

Významným vstupem pro toto plánování jsou místní energetické koncepce, které pomohly sjednotit pohled na priority, sladit velikosti zamýšlených instalací s reálnou spotřebou a navázat technické řešení na budoucí sdílení v rámci společenství. Harmonogram byl konzultován se starosty a zohledňuje místní zkušenost, dostupnost kapacit na straně obcí i praktické aspekty provozu veřejných budov. Díky tomu je plán rozvoje nejen technicky proveditelný, ale i organizačně zvládnutelný a finančně obhajitelný.

Rozmanitá orientace a velikost využitelných ploch napříč objekty umožní rozprostřít výrobu během dne a lépe ji sladit s provozními profily škol, úřadů, kulturních domů a dalších obecních budov. Větší střechy nabídnou vyšší absolutní přírůstky výroby, menší objekty doplní výkon tam, kde je vhodné posílit místní přímou spotřebu. Celkový obraz ukazuje na vyvážené a postupné navyšování instalovaného výkonu s jasně popsanými kroky a s očekávaným přínosem pro budoucí sdílení elektřiny v energetickém společenství.

Tabulka 17: Přehled budov s potenciálem vybudování výrobny elektrické energie

Kód budovy	Využitelná plocha střechy (m^2)	Orientace střechy	Předpokládaný rok realizace
BYS-01	170	JV	2028
HOÚ-01	74	J	2026
HOÚ-02	92	J	2026
HOÚ-03	46	J	2029
HOÚ-04	90	J, V, Z	2029
MAL-02	200	J, V, Z	2028
MAL-03	30	J	2026
OPA-01	140	J, JV, JZ	2026
OPA-03	44	JV	2029
OPA-05	66	J	2029
PAR-01	45	J, V, Z	2029
PAR-02	150	V, Z	2027
PAR-03	80	J, Z	2029
PAR-04	50	J, Z	2031
PAR-06	46	J	2026
RAK-02	144	J, V, Z	2028
RAK-03	27	JZ	2026

ROU-01	64	JZ	2026
ROU-02	30	J	2028
VŠE-03	214	JZ	2026
VŠE-04	1 000	J, V, Z	2026

Zdroj: Vlastní zpracování

5.2 Technická a jiná omezení

Technická omezení instalace FVE v regionu jsou dána především statikou a orientací střech, jejich sklonem, stíněním okolními objekty či vegetací a případnými zásahy do nosných konstrukcí. V některých případech je třeba zohlednit také požadavky požární ochrany, ochranu před bleskem a případnou potřebu posílení vnitřních elektroinstalací, aby byl zajištěn bezpečný a spolehlivý provoz.

Další technickou bariérou může být kapacita připojení do distribuční soustavy, zejména v lokalitách s větší koncentrací FVE nebo u větších výrobních výkonů. Kapacitní možnosti ČEZ Distribuce v území byly předběžně prověřeny a konzultovány a nejsou v této fázi známa konkrétní omezení, která by instalaci plánovaných obecních FVE zásadně znesnadňovala. Podle současné legislativy a technických podmínek je připojování zdrojů na úrovni nízkého napětí u jednotlivých obecních budov reálně proveditelné, pokud je zajištěno požadované řízení přetoků a ochrana sítě. V budoucnu, při rozvoji většího počtu zdrojů v regionu, může být nezbytné provádět podrobnější analýzy distribuční sítě, upravovat výkon nově instalovaných FVE nebo využívat akumulaci a řízení spotřeby pro optimalizaci přetoků.

Omezení územního plánu se obecně vyskytuje zejména u budov v historických centrech nebo v ochranných pásmech, kde může být instalace FVE podmíněna souhlasem památkové péče či příslušného stavebního úřadu. U většiny posuzovaných obecních objektů však takové bariéry identifikovány nebyly, případně jsou řešitelné vhodným architektonickým a technickým návrhem, který respektuje charakter zástavby i požadavky na bezpečný provoz.

5.3 Odhad instalovaného výkonu a výroby

Potenciál rozvoje fotovoltaiky v energetickém společenství Mikroregionu Záhoran je konkrétně popsán a opřen o seznam budov s využitelnými plochami střech, jejich orientacemi a předpokládanými roky realizace. V souhrnu tabulka představuje reálný zásobník projektů, který lze převést do přípravy a postupně realizovat podle potřeb obcí. Celkově jde o záměry odpovídající návrhově 1 094 panelům, instalovanému výkonu 493,30 kWp a roční výrobě zhruba 517,97 MWh. Odpovídající specifický výnos vychází přibližně na 1 050 kWh/kWp*rok, což je pro místní podmínky realistická hodnota.

Nejvyšší potenciál je soustředěn do několika klíčových střech. Dominantní je VŠE-04 se 100,0 kWp, která sama tvoří zhruba 20,3 % celkového výkonu. Na ni navazují VŠE-03 a MAL-02 shodně po 45,0 kWp, dále BYS-01 s 38,25 kWp, RAK-02 se 32,4 kWp a dvojice OPA-01 a PAR-02 po 31,5 kWp. Prvních sedm uvedených střech soustřeďuje přibližně 65,7 % celého plánovaného výkonu, takže tyto projekty mají zásadní význam pro rychlý nárůst výroby a pro stabilizaci sdílení v rámci společenství.

Z hlediska harmonogramu je rozvoj postupný a navazuje na plánované roky realizace v tabulce. Největší objem kapacity připadá na rok 2026, kdy je v plánu přibližně 251,65 kWp a 264,25 MWh roční výroby. Následuje rok 2027 s 31,5 kWp a 33,08 MWh, poté rok 2028 s asi 122,4 kWp a 128,52 MWh, dále rok 2029 se 76,5 kWp a 80,33 MWh a závěrem rok 2031 s 11,25 kWp a 11,81 MWh. Tato časová osa odpovídá preferencím obcí a jejich přípravě, nikoli pouze technickým parametrům střech. Jde o předpokládaný harmonogram, který se může v detailu upravit podle rozpočtů, přípravy dokumentace a rozhodnutí jednotlivých obcí.

Dopad na spotřebu obecních budov je příznivý díky převážně dennímu provozu škol, úřadů, kulturních domů a dalších objektů. Vyráběná elektřina se bude ve velké míře potkávat s okamžitou spotřebou a zbývající část bude smysluplně využita prostřednictvím sdílení v rámci společenství. Rozmanitá orientace střech, včetně kombinací jih, východ a západ, pomůže rozprostřít výrobu mimo polední špičku a podpoří vyšší podíl přímé spotřeby bez nadměrných přetoků.

Navržené výkony zohledňují nejen sdílení mezi budovami popsanými v technické studii proveditelnosti, ale i předpokládané rozšíření společenství zejména o další budovy členských obcí. Tím se zvyšuje prostor pro využití vyrobené elektřiny v rámci komunity a snižuje se riziko nevyužitých přebytků v období nižší lokální spotřeby jednotlivých objektů. Současně platí, že dimenzování zdrojů bude při projektových pracích upřesněno podle reálných profilů spotřeby a využitelné plochy střech na každé budově.

Proces přípravy byl konzultován se starosty a opírá se o místní energetické koncepce, které pomohly sjednotit priority a sladit záměry s možnostmi jednotlivých obcí. To umožňuje držet plán realistický a proveditelný, a zároveň jej pružně upravovat podle vývoje rozpočtů, dotačních výzev a administrativních kroků. Akumulace je v návrhu zastoupena jen doplňkově u části objektů s celkovou využitelnou kapacitou 92,80 kWh a její role je cílená na krátkodobé vyrovnávání, nikoli na plošné pokrývání večerního provozu. Celkový obraz ukazuje na vyvážené a konkrétně popsané projekty s významným přínosem pro budoucí sdílení elektřiny v rámci energetického společenství.

Tabulka 18: Předpokládaná instalace FVE na budovách s potenciálem vybudování výrobny elektrické energie

Kód budovy	Předpokládaný počet panelů	Předpokládaný výkon (kWp)	Roční výroba (kWh)	Akumulace (využitelná kapacita)
BYS-01	85	38,25	40,16	23,20
HOÚ-01	37	16,65	17,48	17,40
HOÚ-02	46	20,70	21,74	17,40
HOÚ-03	23	10,35	10,87	bez baterie
HOÚ-04	45	20,25	21,26	bez baterie
MAL-02	100	45,00	47,25	bez baterie
MAL-03	15	6,75	7,09	5,80
OPA-01	70	31,50	33,08	23,2
OPA-03	22	9,90	10,40	5,80
OPA-05	33	14,85	15,59	bez baterie
PAR-01	22	9,90	10,40	11,60
PAR-02	70	31,50	33,08	bez baterie
PAR-03	25	11,25	11,81	bez baterie
PAR-04	25	11,25	11,81	bez baterie
PAR-06	23	10,35	10,87	bez baterie
RAK-02	72	32,40	34,02	bez baterie
RAK-03	14	6,30	6,62	5,80
ROU-01	32	14,40	15,12	11,6
ROU-02	15	6,75	7,09	5,80
VŠE-03	100	45,00	47,25	bez baterie
VŠE-04	220	100,00	105,00	bez baterie

Zdroj: Vlastní zpracování

5.4 Ekonomická proveditelnost

Vlastní ekonomická proveditelnost bude primárně řešena v samostatné Ekonomické studii proveditelnosti. Tato část poskytuje rámcový základ pro rozhodnutí o pořadí a rozsahu projektů. Ekonomické posouzení navazuje na technické parametry a plánovanou etapizaci uvedenou v ostatních částech dokumentu a vychází z toho, že vyrobená elektřina bude uplatněna přednostně v přímé spotřebě a prostřednictvím sdílení v rámci společenství, zatímco výkup přetoků bude mít pouze doplňkový charakter. Uvedené částky jsou bez DPH a vycházejí z cen v tabulce níže. Rozdíly v jednotkové ceně odrážejí velikost a stavební náročnost jednotlivých objektů i skutečnost, zda jde o jednoduché střechy s příznivou přípravou, nebo o menší instalace s vyšším podílem fixních nákladů. Větší a jednodušší střechy vykazují nižší cenu na kWp a současně vyšší absolutní výrobu, což zlepšuje ekonomiku celého portfolia a podporuje krytí spotřeby v energetickém společenství. Kapitola slouží jako rámec pro stanovení pořadí realizace a pro ověření, že navržený rozsah odpovídá cíli maximalizovat místní uplatnění výroby a postupné rozšíření společenství.

Tabulka 19: Předpokládaná cena instalace FVE bez DPH

Kód budovy	Přepokládaná cena instalace (Kč bez DPH)
BYS-01	2 505 040,00
HOÚ-01	1 569 088,00

HOÚ-02	1 727 704,00
HOÚ-03	892 352,00
HOÚ-04	1 280 080,00
MAL-02	2 349 400,00
MAL-03	1 001 360,00
OPA-01	2 240 680,00
OPA-03	1 124 728,00
OPA-05	1 068 592,00
OPA-06	1 081 870,68
PAR-01	1 214 728,00
PAR-02	1 720 680,00
PAR-03	927 600,00
PAR-04	927 600,00
PAR-05	2 053 156,10
PAR-06	892 352,00
RAK-01	1 534 789,83
RAK-02	1 755 928,00
RAK-03	983 736,00
ROU-01	1 390 968,00
ROU-02	1 001 360,00
VŠE-03	2 349 400,00
VŠE-04	4 564 280,00
Celkem	**33 487 656,00**

Zdroj: Vlastní zpracování

Vztáhneme-li celkové investiční náklady k souhrnnému instalovanému výkonu přibližně 574,46 kWp, vychází průměrná jednotková cena na zhruba 66 400 Kč/kWp. Rozptyl mezi objekty je výrazný. Velké instalace, jako VŠE-04 se 100,0 kWp, dosahují odhadované ceny kolem 45 600 Kč/kWp. Naopak malé a konstrukčně náročnější instalace, jako RAK-03 se 6,3 kWp, se pohybují přes 150 000 Kč/kWp. Tento rozdíl je dán fixními náklady na projekt, připojení, dopravu a zařízení staveniště a také stavebně-technickými podmínkami konkrétních střech. Z hlediska pořadí realizace je proto racionální upřednostnit větší a jednodušší střechy, které přinášejí nejnižší jednotkové náklady a nejvyšší roční výrobu.

Provozní náklady budou tvořeny zejména pravidelným servisem a revizemi, pojištěním a provozem měřicí a datové infrastruktury. V souhrnu lze pro plánovací účely počítat s roční nákladovostí v pásmu jednotek procent z pořizovací ceny. Přesné hodnoty budou upřesněny ve smlouvách o servisu, v pojistných podmínkách a v dohodách EDC a dalších. Výměna měničů a některých slaboproudých prvků se předpokládá přibližně v polovině životnosti, což se promítne do plánu obnovy a do dlouhodobého cash-flow.

Úspory a příjmy vycházejí z tří zdrojů. Prvním je přímá úspora nákupu elektřiny při vlastní spotřebě v objektech s výrobou. Druhým je úspora nákupu díky sdílení do objektů bez výroby v rámci energetického společenství. Třetím je příjem z výkupu zbytkových přetoků do sítě, který je modelován fixovanou smluvní cenou a sezonním profilem přebytků. Dimenzování výkonu v kapitole 5.3 již počítá s rozšířením společenství, aby se většina letních přebytků uplatnila sdílením a výkup do sítě byl skutečně pouze zbytkový.

Citlivost ekonomiky je určena především pořizovací cenou, výší roční výroby a cenou nahrazované elektřiny. Větší střechy s nižší jednotkovou cenou a s roční výrobou nad 30 MWh zlepšují výsledky celého portfolia, protože generují nejvyšší úspory při relativně nižších nákladech na kWp. Malé instalace mají význam zejména tam, kde dochází k vysoké přímé spotřebě v místě a kde je fyzicky omezen prostor pro větší výkon. Kombinace obou typů projektů umožní dosáhnout vysokého krytí spotřeby a současně udržet rozumnou průměrnou jednotkovou cenu.

Za současných předpokladů je soubor plánovaných projektů ekonomicky obhajitelný a vhodný k postupné realizaci. Prioritizace by měla vycházet z jednotkové ceny za kWp, z očekávané míry přímé spotřeby a z připravenosti jednotlivých staveb. Detailní ekonomické ukazatele a scénáře budou součástí navazující ekonomické studie proveditelnosti, která doplní diskontované ukazatele, citlivost na cenu elektřiny a přínosy případné dotační podpory.

5.5 Doporučení k postupnému rozvoji instalací

Postup rozvoje stanoví, jak postupně rozvíjet fotovoltaické instalace a související technologii v rámci energetického společenství mikroregionu. Navazuje na technické závěry předchozích kapitol a na ekonomické hodnocení, z něhož přebírá pořadí kroků i předpoklady pro rozhodování. Sleduje bezpečné připojení nových výroben, rostoucí míru využití vyrobené elektřiny v rámci společenství a předvídatelné financování, aby se jednotlivé kroky organicky navazovaly a vytvářely stabilní provozní celek.

Začít instalacemi na objektech s vysokou všednodenní spotřebou. Nejrychlejší efekt přináší osazení střech škol, obecních úřadů, technických provozů a kulturních domů. Velikost instalace se volí podle denního profilu tak, aby po většinu roku nevznikaly nadměrné přetoky a aby podíl vlastní spotřeby zůstal vysoký. Tato fáze vytváří produkční základ a poskytuje první ověřená data pro další ladění sdílení.

Standardizovat technologii a dohled. Jednotné typy střídačů s certifikovanými funkcemi řízení aktivního i jalového výkonu, sjednocené komunikační rozhraní a centrální dohled zkracují povolování, usnadňují servis a umožňují společné nákupní podmínky. Standardizace zároveň zajišťuje srovnatelnost dat a hladké nasazování aktualizací.

Uvést do provozu průběhové měření a datové toky před zahájením sdílení. Všechna výrobní i odběrná místa zapojená do sdílení mají aktivní dálkový odečet v patnáctiminutovém intervalu a ověřené datové toky v testovacím režimu. Tím se snižuje riziko chyb v alokaci a v následném zúčtování a zajišťuje se spolehlivý základ pro alokační logiku.

Nastavit alokační klíče v EDC a pravidelně je revidovat. Alokace vychází ze skutečných profilů spotřeby a průběžně se dolaďuje podle sezónnosti a změn v zapojení odběrných míst. Minimem je pololetní revize s možností mimořádné úpravy při výrazných změnách spotřeby nebo připojení nových míst.

Řídit přetoky výkonu v uzlu a respektovat omezení připojení. U citlivých uzlů se uplatňuje řízení exportu a profilace výkonu, případně etapizace instalací podle dostupné kapacity. Návrh pracuje s variantami omezení přetoků tak, aby provoz zůstal v mezích připojovací smlouvy a nebylo nutné dodatečné posilování sítě.

Pilotně nasazovat akumulaci jen tam, kde je ekonomicky opodstatněná. Bateriové systémy se uplatní zejména u objektů s krátkými, ale výraznými špičkami a s dostatečným denním oběhem energie. Pilotní projekty poskytují reálné cykly, údaje o snížení špiček a dopad na vlastní spotřebu. Teprve na tomto základě se přistupuje k rozšíření.

Připravit stavební a majetkové podklady pro budoucí rozšíření. Při první instalaci se prověřuje únosnost střech, trasy prostupů a rezervy rozvaděčů, aby případné navýšení výkonu nevyžadovalo nové stavební zásahy. U nových střech se uvažuje konstrukční příprava pro fotovoltaiku.

Udržovat zásobník projektů sladěný s dotačními výzvami. Projektové listy a dokumentace se průběžně aktualizují tak, aby několik záměrů bylo kdykoli připraveno k podání. Tím se propojuje technická připravenost s dostupným financováním a zajišťuje plynulá realizace.

Zavést energetický management s jasnými ukazateli výkonnosti. Na úrovni společenství se sleduje míra krytí spotřeby z vlastních zdrojů, koeficient vlastní spotřeby, využití akumulace, četnost odstávek a plnění limitů v uzlech. Tyto ukazatele řídí plánování dalších etap a pomáhají včas korigovat alokační pravidla.

Řídit vstup nových členů podle transparentních podmínek. Minimální technické požadavky na měření a připojení, postup nastavení v EDC a pravidla alokace jsou předem popsány a veřejně dostupné. Zapojování domácností a podnikatelů probíhá tak, aby neoslabovalo ekonomiku obecních instalací a nevyvolávalo potřebu mimořádných zásahů do alokační logiky.

Vytvořit provozní a kybernetické standardy. Pravidla pro přístup k datům, správu uživatelských rolí, aktualizace firmware a řádné revize stanovují společný rámec provozní a kybernetické bezpečnosti. Jednotný postup snižuje provozní rizika a zvyšuje spolehlivost celého systému.

Navržený sled kroků je reálně proveditelný za předpokladu dostupné připojitelnosti v uzlech a jednotné technologické platformy. První vlna instalací na objektech s pravidelnou všednodenní spotřebou je realizovatelná v krátkém horizontu projektové přípravy a přináší

okamžitý provozní přínos. Následné kroky v podobě jemného ladění alokace, řízení přetoků a cíleného nasazení akumulace vyžadují průběžnou práci s daty, nikoli zásadní změny koncepce. Rizika vyplývají především z kapacitních limitů v jednotlivých uzlech a z cenových výkyvů technologií. Jejich dopad se tlumí standardizací, sdruženými nákupy a pravidelnou revizí alokačních klíčů. Celkově postup vede k postupnému navyšování lokálního využití výroby a ke stabilnímu, daty řízenému provozu energetického společenství.

6 AKUMULACE

6.1 Typy a specifikace

V rámci posuzovaného energetického společenství Mikroregionu Záhoran nebyla v době zpracování studie na žádné z veřejných budov instalována technologie akumulace elektrické energie. Tento stav odpovídá jak místním energetickým koncepcím, tak obecné realitě v České republice. Veřejné objekty jako školy, úřady, kulturní domy či hasičské zbrojnice mají totiž svůj hlavní provoz soustředěn do denních hodin, kdy probíhá i výroba elektřiny z fotovoltaických elektráren. V praxi je tak možné významnou část výroby z FVE spotřebovat přímo v těchto objektech a potřeba akumulace se zásadně snižuje.

Zároveň platí, že s rozvojem energetického společenství bude hlavní důraz kladen na přímé využití vyrobené elektřiny a efektivní komunitní sdílení, což minimalizuje potřebu samostatné akumulace v jednotlivých budovách. Akumulace může mít doplňkovou roli tam, kde přináší jasný provozní přínos – například u obecních úřadů pro zásobování veřejného osvětlení ve večerních hodinách, u objektů s nepřetržitým provozem (např. ČOV) a u budov se zvýšenými nároky na bezpečnost a spolehlivost (krizová infrastruktura, hasičské zbrojnice). V odůvodněných případech může sloužit i k překlenutí menších přebytků nebo k pokrytí krátkých večerních špiček.

Typickými technologiemi akumulace používanými v sektoru veřejných budov jsou zejména Li-ion bateriová úložiště (BESS) s kapacitou desítky až stovky kWh a výkonem v řádu jednotek až desítek kW. Z hlediska priorit regionu se však rozvoj akumulace nejeví jako optimální cesta, protože s přechodem na komunitní energetiku získává výrazně vyšší efekt sdílení přebytků výroby mezi více odběrnými místy v rámci společenství.

Průběh spotřeby ve veřejných budovách je převážně denní a v noci, kdy FVE nevyrábí, je odběr nízký. Proto budou bateriové systémy dimenzovány na kratší překlenovací časy a večerní špičky; jejich instalace se uplatní tam, kde zlepší vlastní spotřebu, provozní bezpečnost nebo kontinuitu činností. Tam, kde tyto cíle nepřinášejí měřitelný efekt, se akumulace nasazovat nebude.

V aktuálních projektových záměrech (například nové FVE v Rakově, Opatovicích a Paršovicích) je s akumulací uvažováno pouze v malém rozsahu, především kvůli požadavkům dotačních programů nebo pro pilotní ověření provozních přínosů. Pro běžný provoz a efektivní hospodaření veřejných budov mikroregionu zůstává základním doporučením maximalizace přímé spotřeby z FVE a sdílení přebytků v rámci komunitního společenství.

6.2 Investiční náklady

Pořizovací náklady na systém akumulace typu Li-ion BESS pro malé veřejné budovy v Mikroregionu Záhoran se v roce 2025 pohybují typicky v rozmezí 9 000–14 000 Kč/kWh pro decentralizovaná úložiště menší kapacity. Pro reálné potřeby většiny obecních úřadů, školek, škol a dalších objektů v regionu lze uvažovat baterii o kapacitě 5–10 kWh. Orientační náklady na pořízení bateriového úložiště o kapacitě 10 kWh včetně instalace, systémového řízení a monitoringu se pohybují v rozmezí 110 000–160 000 Kč v závislosti na konkrétním řešení a rozsahu integrace do stávající infrastruktury.
V porovnání s pořizovací cenou 1 kWp FVE (cca 25 000–35 000 Kč v roce 2025) platí, že jednotková cena za 1 kWh baterie je dnes typicky na úrovni zhruba 0,4–0,8× ceny 1 kWp FVE. Přesto zůstává ekonomický přínos akumulace v malých obecních objektech limitovaný provozním profilem a potřebou vysokého využití cyklů, aby se investice smysluplně vracela. I v tomto menším rozsahu základní propočet návratnosti ukazuje, že vzhledem k dennímu charakteru provozu veřejných budov je potenciál využití akumulace omezený. Přímá spotřeba elektřiny z FVE během provozních hodin běžně pokrývá drtivou většinu potřeb těchto objektů a baterie by sloužila hlavně k překlenutí krátkodobých přebytků, případně k pokrytí velmi nízké noční spotřeby. Při typickém denním cyklování, kde dochází jen k částečnému využití kapacity, vychází návratnost investice stále vysoko nad hranicí životnosti baterie – často přes 15 až 20 let.

V podmínkách Mikroregionu Záhoran nedává zřizování sdíleného akumulačního systému smysl. Provoz většiny veřejných budov probíhá přes den, kdy FVE vyrábějí, takže přínos akumulace je nízký a pořizovací i provozní náklady by byly neúměrně vysoké. Obce navíc dosud baterie na veřejných objektech nevyužívají a strategická priorita je na přímé spotřebě a komunitním sdílení přebytků. Potenciální výjimky s nepřetržitým provozem v regionální praxi ekonomiku akumulace nepotvrzují. Proto není účelné zpracovávat samostatnou analýzu investičních nákladů na sdílené úložiště.

Pro dotační podporu i v roce 2025 nadále platí, že je vyžadováno jasné doložení efektu na úrovni sítě, flexibility nebo významného zvýšení podílu využití obnovitelné energie.

6.3 Roční náklady na provoz akumulátoru

Z důvodu nerelevantnosti není posuzována ekonomika sdílené akumulace, avšak byl věnován prostor posouzení akumulátorů jako součást systému FVE v jednotlivých budovách. Roční provozní náklady malého bateriového systému o kapacitě 10 kWh tedy zahrnují:

- Odpisy či leasing (10–15 % pořizovací ceny ročně): 11 000–16 000 Kč,
- Servis, monitoring a periodická údržba: 2 000–4 000 Kč,
- Pojištění zařízení: 1 000–2 000 Kč,
- Mimozáruční opravy a drobné výdaje: cca 1 000–2 000 Kč.

Celkové roční náklady na provoz bateriového systému o kapacitě 10 kWh se tak pohybují v rozmezí 15 000–24 000 Kč na objekt. S ohledem na to, že obecně je ve většině malých obecních budov akumulace využita jen okrajově a ekonomická návratnost je velmi slabá, zůstává z pohledu energetického managementu i finanční efektivity jednoznačně výhodnější maximalizovat přímou spotřebu z FVE a sdílet případné přebytky v rámci komunitního společenství.

Z hlediska komplexního přístupu k energetickému hospodaření v regionu tak samostatné investice do baterií v malých veřejných budovách postrádají racionální odůvodnění – zejména v kontextu současné dostupnosti moderních systémů řízení spotřeby, komunitního sdílení a dalších efektivnějších opatření. Proto pro Mikroregion Záhoran jednoznačně doporučujeme upřednostnit rozvoj komunitního sdílení před individuální akumulací, která se v daných podmínkách jeví jako ekonomicky i technicky podřadné řešení.

7 BUDOUCÍ SYSTÉM ŘÍZENÍ, REGULACE A KOMUNIKACE

7.1 Popis systému

Energetické společenství Záhoran bude sdílet elektřinu v režimu skupiny sdílení typ 1 vedené v Elektroenergetickém datovém centru (EDC). Sdílení má povahu čistě virtuálního zúčtování, v jehož rámci EDC v patnáctiminutových intervalech administrativně přiděluje vyrobenou elektřinu jednotlivým členům a samotné fyzické toky v síti tímto procesem zůstávají beze změny. EDC je zřízeno a regulováno podle energetického zákona v § 27 a zajišťuje zpracování a vyhodnocování tržních i měřicích dat v elektroenergetice včetně zúčtování sdílení mezi účastníky.

Každé zapojené odběrné místo a každá výrobna fotovoltaiky budou osazeny průběhovým měřením s patnáctiminutovým intervalem. Naměřené hodnoty se průběžně odesílají

do systému pro správu měřicích dat, kde probíhá validace, zálohování a bezpečné uložení. Z tohoto systému se připravují datové exporty pro EDC k vyúčtování sdílení, pro obchodníka s elektřinou k fakturaci a pro interní reporting energetického společenství. Současně jsou údaje zpřístupněny v uživatelském portálu, aby členové viděli své přehledy a aby koordinátor společenství mohl pracovat s agregovanými souhrny. Komunikace probíhá šifrovaně a přístup k datům je řízen uživatelskými rolemi, takže obecní správci vidí pouze své objekty a koordinátor má oprávnění k nadřazeným přehledům.

Zavádění průběhového měření je v České republice legislativně zakotveno a samotné sdílení je postaveno na patnáctiminutových datech a předem sjednaném alokačním klíči. Podíly určují, jak se přebytek výroby rozděluje mezi členy a v aktuální praxi mají alokační klíče statický charakter svázaný s procesy trhu. Změnu lze provést po schválení příslušnými orgány energetického společenství a uplatní se od následujícího zúčtovacího období.

V praktickém provozu EDC v každém patnáctiminutovém kroku nejprve účetně přiřadí vyrobenou elektřinu k vlastní spotřebě v místě výrobny a teprve přebytek rozdělí ostatním členům podle alokačního klíče. Množství, která se ani po tomto rozdělení nespárují se spotřebou, se obvykle prodají obchodníkovi nebo se naopak nakoupí pro pokrytí chybějící spotřeby. Registrace výroben a odběrných míst do režimu sdílení probíhá prostřednictvím EDC a vyhodnocování sdílení začíná od prvního dne kalendářního měsíce následujícího po dokončení registrace a zajištění patnáctiminutového měření u všech dotčených míst.

Systém bude řízen aktivně. Na straně členů se bude průběžně přizpůsobovat aktuální výrobě i spotřebě tak, aby se maximalizovala přímá spotřeba a omezily přetoky. V obdobích dostatku vlastní elektřiny bude snahou spínat vhodné zátěže, typicky ohřev teplé vody nebo nabíjení lokální akumulace a podle možností i časově posouvat vytápění či chlazení. Při nedostatku se méně prioritní spotřebiče dočasně omezí nebo odloží. Řízení bude probíhat v jednotlivých objektech, nikoli zásahy do provozu distribuční sítě. Dispečerské zásahy provozovatele distribuční soustavy v oblastech napětí a jalového výkonu zůstávají v jeho standardní pravomoci a neovlivňují princip účetního sdílení, které probíhá na úrovni dat. Mohou však v konkrétních situacích nepřímo omezit okamžité technické možnosti výroby nebo exportu z jednotlivých zdrojů, například při vysokém napětí v síti.

Měřicí infrastruktura bude zavedena na všech 31 obecních budovách i na příslušných fotovoltaických výrobnách. Uživatelský portál systému pro správu měřicích dat poskytne členům průběhové grafy v patnáctiminutovém rozlišení, pravidelné měsíční a roční souhrny a přehledy o krytí spotřeby ze sdílení včetně informací o doplňkových nákupech a prodejích. Součástí řešení budou notifikace na neobvyklé provozní stavy, jako jsou dlouhodobé přetoky nebo výpadky měření, a také jednoduché kontrolní reporty pro párování faktur od obchodníka a distribuční společnosti. Tímto způsobem se naplňují požadavky na popis budoucího systému

řízení, regulace a komunikace, zejména v oblasti měření, práce s daty a poskytovaných výstupů, které jsou klíčové pro transparentní provoz energetického společenství.

Procesní a metodické nastavení vychází z novelizovaných Pravidel trhu a souvisejících metodik ERÚ a provozovatelů distribučních soustav. Cílem je zajistit jednoduché, transparentní a předvídatelné rozdělování na základě patnáctiminutových dat s jasně definovanými odpovědnostmi a bezpečnými přenosy dat mezi průběhovým měřením, systémem pro správu měřicích dat, Elektroenergetickým datovým centrem a dalšími subjekty trhu.

Na straně energetického společenství bude působit koordinátor/administrátor, který průběžně kontroluje integritu naměřených dat, spravuje uživatelské přístupy a dohlíží na platnost i vhodnost alokačních klíčů. V případě potřeby navrhuje a potvrzuje změny tak, aby rozdělování odpovídalo skutečnému provozu, například při sezónních posunech spotřeby. Změny alokačních klíčů probíhají podle formálních termínů a procesů stanovených EDC. Správce je podává ve stanoveném okně, EDC je aplikuje od prvního dne následujícího zúčtovacího období a v systému je vedena jednoznačná historie verzí pro auditní účely.

Provoz systému pro správu měřicích dat a uživatelského portálu zajišťuje dodavatel jako službu včetně kybernetické bezpečnosti, zálohování a smluvně dohodnuté dostupnosti. Běžný uživatel se přihlásí do portálu, zkontroluje připravené přehledy a podle potřeby schválí doporučená opatření. Celý model je nastaven tak, aby každodenní provoz probíhal bez komplikací a bez nároků na složitou technickou obsluhu.

8 BUDOUCÍ SPOTŘEBA A NÁKLADY

8.1 Specifikace nového odběrného místa při sloučení odběrných míst

Energetické společenství Mikroregionu Záhoran v této fázi nepočítá se slučováním odběrných míst ani uvnitř jednotlivých objektů, ani mezi různými objekty. Každý stávající odběr zůstává samostatně vedený se svým měřením, rezervovaným příkonem, sazbou a navazujícími smluvními vztahy s distributorem a obchodníkem. Tento model odpovídá platné praxi a umožňuje plnohodnotné zapojení do sdílení elektřiny, které probíhá virtuálně prostřednictvím zúčtování v EDC. Fyzická konsolidace odběrných míst nepřináší dodatečný přínos pro samotné sdílení, protože rozdělování výroby se odehrává na úrovni patnáctiminutových dat a předem stanovených podílů.

Pokus o sloučení dvou či více odběrů pod jedno odběrné místo představuje samostatnou distribuční změnu mimo rámec energetického společenství. Znamenal by zásah do vnitřních rozvodů, nové dimenzování jištění a přípojných bodů, úpravu měření a ochrany, revize

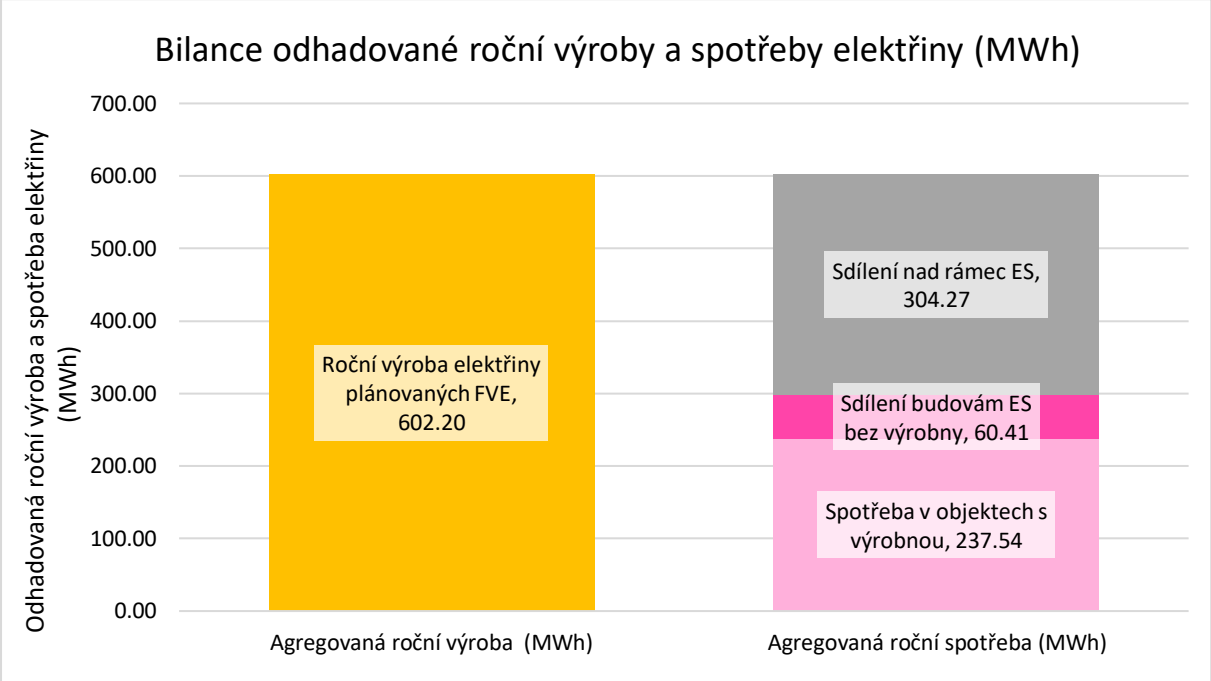
a změny smluv. U slučování mezi objekty by navíc bylo nutné řešit majetkové a provozní hranice, případné propojování soustav a odpovědnosti za bezpečný provoz. Náklady a administrativní zátěž jsou v typických obecních podmínkách vysoké, zatímco očekávaný ekonomický efekt malý. Proto je racionálnější ponechat odběrná místa oddělená a soustředit se na kvalitní nastavení alokačních klíčů, řízení spotřeby na straně uživatelů a průběžnou optimalizaci přímé spotřeby z FVE.

Tento přístup zajišťuje transparentní vyúčtování, jednoduchou správu a snadné rozšiřování společenství o další objekty bez nutnosti stavebních zásahů do elektroinstalací. Pokud by v budoucnu došlo ke změně legislativních nebo technických podmínek, která by slučování odběrných míst zřetelně zvýhodnila, lze tuto možnost znovu vyhodnotit v rámci širší rekonstrukce nebo modernizace daných objektů. V současnosti však slučování odběrných míst nepředstavuje pro Mikroregion Záhoran účelnou ani plánovanou cestu.

8.2 Předpokládané krytí spotřeby energetického společenství z vlastních a z cizích výroben za rok s ohledem na měsíční, případně denní průběh výroby a spotřeby (MWh, %)

Souhrn plánovaných fotovoltaických výroben pro energetické společenství Mikroregionu Záhoran ukazuje, že roční výroba elektřiny může převýšit současnou roční spotřebu zapojených obecních objektů. Z podkladů vyplývá agregovaná spotřeba 297,973 MWh/rok a souhrnná roční výroba plánovaných FVE kolem 602,240 MWh/rok. Na roční bilanci to odpovídá teoretickému krytí ~202 %. Po odečtení vlastní spotřeby v objektech s výrobou vychází energie určená ke sdílení v rámci stávajících členů ES na 364 697,24 kWh/rok. Z toho lze pokrýt spotřebu budov ES bez vlastní výroby ve výši 60 412 kWh/rok. Zbývajících 304 267,24 kWh/rok (≈ 304,267 MWh/rok) představuje potenciál pro sdílení nad rámec stávající podoby ES, a tedy prostor pro zapojení dalších odběrných míst i nových členů. Tuto bilanci roční výroby a spotřeby elektřiny zobrazuje následující graf.

Graf 5 Bilance odhadované roční výroby a spotřeby elektřiny (MWh)



Zdroj: Vlastní zpracování

Pro účely této kapitoly pracujeme nejdříve s modelem roční bilance. Předpokládáme pokrytí celé roční spotřeby posuzovaných objektů vlastní výrobou bez detailního zohlednění denního a sezónního nesouladu, noční spotřeby a období s nízkým osluněním. Tento zjednodušený přístup je pro odhad přebytků určených ke sdílení dostačující. Detailní poměry vlastní spotřeby a nákupů budou upřesněny na základě patnáctiminutových dat po uvedení výroben do provozu.

Z přiložené sumarizační tabulky dále plyne, že po vnitro-ES alokaci 60 412 kWh/rok na objekty bez vlastní výroby zůstává 304 267,24 kWh/rok přebytků. Ty lze smysluplně využít v rámci komunitního sdílení a plánovaného rozšíření. Tento objem vytváří kapacitu pro zapojení dalších odběrných míst členů ES, zejména dalších obecních budov a veřejného osvětlení. V dalších letech tím zároveň vzniká prostor k postupnému rozšíření o domácnosti a podnikatelské subjekty, aby byl přebytek uplatněn lokálně a bez zbytečných přetoků do sítě.

Je však nutné pracovat s tím, že jde o maximalistický plán. Ne všechny zdroje musí být realizovány v uvedeném rozsahu nebo termínech a skutečný přebytek se může snížit. Rozvoj proto bude řízen postupně podle připravenosti staveb, výsledků měření a možností rozšíření členské základny tak, aby se udrželo vysoké krytí vlastní spotřeby a ekonomická efektivita.

Rozložení výkonu a výroby je nerovnoměrné a soustředí se do několika klíčových střech. Nejvyšší absolutní přínos přinese VŠE-04 přibližně 105 MWh/rok, dále VŠE-03 a MAL-02 shodně okolo 47 MWh/rok, následované objekty BYS-01 (~40 MWh/rok), RAK-02 (~34 MWh/rok), OPA-01 (~33 MWh/rok) a PAR-02 (~33 MWh/rok). Těchto sedm lokalit

dohromady vytváří přibližně 56 % celkové plánované výroby a budou nosnou částí krytí spotřeby v rámci ES.

Z hlediska spotřebitelského profilu stojí v čele roční spotřeby VŠE-04 (~75,94 MWh/rok), OPA-06 (~56,88 MWh/rok) a PAR-05 (~43,31 MWh/rok). Porovnání s plánovanou výrobou ukazuje, že VŠE-04 bude mít na roční bilanci vlastní výrobu převyšující spotřebu (~138 %), VŠE-03 dokonce přes dvojnásobek (~201 %), zatímco OPA-06 pokryje z vlastní výrobny jen část potřeb (~41 %) a PAR-05 přibližně 85 %. Přebytek z výroben s vysokým naddimenzováním vůči vlastní spotřebě tak bude přirozeně krýt nedostatky v objektech s vyšším základním odběrem.

Roční přebytek neznamená, že nedojde k nákupům elektřiny. Výroba FVE kulminuje v jarních a letních měsících a v denním profilu kolem poledne, zatímco spotřeba části objektů běží i mimo tyto špičky. Bez významnější akumulace se proto bude v noci a v zimních měsících část energie nakupovat od obchodníka, a naopak v letních dnech se budou tvořit přebytky určené pro sdílení v rámci ES nebo pro prodej na trhu. Instalovaná akumulace je v návrhu jen doplňková s celkovou využitelnou kapacitou přibližně 167,2 kWh, což slouží spíše k vyrovnání krátkých nesouladů výroby a spotřeby než k plošnému přesunu energie mezi dnem a nocí.

V agregovaném ročním pohledu tedy platí, že většina spotřeby ES bude kryta z vlastních výroben a zbytek půjde z “cizích” zdrojů formou nákupu na trhu. V intra-denním a sezónním pohledu bude mix kolísat: v pracovních dnech s dobrým osluněním bude krytí z vlastních zdrojů vysoké a nákupy minimální, v zimě a večer převládne dovoz. Tento režim odpovídá principům komunitního sdílení a současně motivuje k průběžné optimalizaci alokačních klíčů a k řízení spotřeby na straně budov.

Dimenzování plánovaných výkonů vychází z předpokladu sdílení nejen mezi budovami popsanými v technické studii proveditelnosti, ale i s ohledem na předpokládané rozšíření ES o další obecní objekty členů společenství. Tím se zvyšuje prostor pro smysluplné uplatnění přebytků v rámci komunity a snižuje riziko nevyužité výroby v obdobích nízké lokální spotřeby jednotlivých budov.

Tabulka 20 Výroba elektřiny v kWh/rok od předpokládaného roku uvedení FVE do provozu

Kód budovy	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
BYS-01				40 160	40 160	40 160	40 160
HOÚ-01		17 480	17 480	17 480	17 480	17 480	17 480
HOÚ-02		21 740	21 740	21 740	21 740	21 740	21 740
HOÚ-03					10 870	10 870	10 870
HOÚ-04					21 260,00	21 260,00	21 260,00
MAL-01							
MAL-02				47 250	47 250	47 250	47 250
MAL-03		7 090	7 090	7 090	7 090	7 090	7 090
MAL-04							

OPA-01		33 080	33 080	33 080	33 080	33 080	33 080
OPA-02							
OPA-03					10 400	10 400	10 400
OPA-04							
OPA-05					15 590	15 590	15 590
OPA-06	23 180	23 180	23 180	23 180	23 180	23 180	23 180
PAR-01					10 400	10 400	10 400
PAR-02			33 080	33 080	33 080	33 080	33 080
PAR-03					11 810,00	11 810,00	11 810,00
PAR-04							11 810
PAR-05	36 920	36 920	36 920	36 920	36 920	36 920	36 920
PAR-06		10 870	10 870	10 870	10 870	10 870	10 870
PRO-01							
RAK-01	24 150	24 150	24 150	24 150	24 150	24 150	24 150
RAK-02				34 020	34 020	34 020	34 020
RAK-03		6 620	6 620	6 620	6 620	6 620	6 620
ROU-01		15 120	15 120	15 120	15 120	15 120	15 120
ROU-02				7 090	7 090	7 090	7 090
VŠE-01							
VŠE-02							
VŠE-03		47 250	47 250	47 250	47 250	47 250	47 250
VŠE-04		105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000
Celkem	**84 250**	**348 500**	**381 580**	**510 100**	**590 430**	**590 430**	**602 240**

Zdroj: Vlastní zpracování

Tabulka 21: Bilance spotřeby budov a výroby elektřiny z FVE v kWh/rok

Kód budovy	Spotřeba budov	Výroba po odečtení vlastní spotřeby budov	Spotřeba budov, kterou je nutné pokrýt sdílením
BYS-01	3 119	37 041	0,00
HOÚ-01	10 023	7 457	0,00
HOÚ-02	2 663	19 077	0,00
HOÚ-03	0	10 870	0,00
HOÚ-04	18 224	3 036	0
MAL-01	3 718	0	3 718
MAL-02	2 735	44 515	0
MAL-03	768	6 322	0
MAL-04	514	0	514
OPA-01	7 950	25 130	0
OPA-02	2 791	0	2 791
OPA-03	4 377	6 023	0
OPA-04	3 890	0	3 890
OPA-05	7 958	7 632	0
OPA-06	56 878	0	33 698
PAR-01	781	9 619	0
PAR-02	899	32 181	0
PAR-03	1 110	10 700	0
PAR-04	257	11 553	0
PAR-05	43 307	0	6 387
PAR-06	1 898	8 972	0
PRO-01	698	0	698
RAK-01	2 168	21 982	0
RAK-02	4 964	29 056	0
RAK-03	1 618	5 002	0

ROU-01	5 976	9 144	0
ROU-02	565	6 525	0
VŠE-01	318	0	318
VŠE-02	8 398	0	8 398
VŠE-03	23 471	23 779	0
VŠE-04	75 937	29 063	0
Celkem	**297 973**	**364 679**	**60 412**

Zdroj: Vlastní zpracování

Měsíční průběh krytí spotřeby

Roční bilanci rozpadáme na měsíce pomocí typizovaných TDD profilů podle typu budovy. Základní školy, mateřské školy, obecní úřady, kulturní domy, hasičské zbrojnice a čistírny odpadních vod byly přiřazeny k odpovídajícím profilům s měsíčními vahami, takže roční spotřeba každého objektu se rozdělila na dvanáct realistických hodnot. Výrobu FVE jsme v této etapě modelovali jedním regionálním FV profilem s kulminací v období duben až srpen a nízkou výrobou v zimě. V projektové fázi jej zpřesníme o individuální sklon a orientaci střech.

Reálné výsledky měsíčního modelu (souhrn za ES)

- Roční spotřeba ES: 296,32 MWh.
- Roční výroba FVE: 602,24 MWh.
- Vlastní spotřeba ve výrobnách: 242,84 MWh.
- Pokryto sdílením na objektech bez výroby: 12,86 MWh.
- Celkem kryto z vlastních zdrojů: 255,70 MWh (86,3 % roční spotřeby ES).
- Nákup ze sítě: 40,62 MWh (13,7 % roční spotřeby ES).
- Přebytek po pokrytí celé spotřeby ES v daných měsících: 346,55 MWh (57,5 % roční výroby).

Tyto hodnoty vyplývají z měsíčního párování výroby a spotřeby. V každém měsíci se nejprve spotřebuje místní výroba v objektech s FVE, teprve přebytky se sdílejí na ostatní budovy a zbytky se vyvedou mimo ES. Opačně se nedostatky po sdílení dokupují ze sítě. Proto je v zimních měsících zřetelný nákup ze sítě, i když ročně je ES v přebytku.

Tabulka 22: Měsíční rozpad výroby a spotřeby

Měsíc	Výroba FVE (MWh)	Spotřeba objektů (MWh)	Vlastní spotřeba (MWh)	Přebytek ke sdílení (MWh)	Spotřeba bez výroby (MWh)	Pokryto sdílením (MWh)	Nákup ze sítě (MWh)	Přebytek po ES (MWh)
Leden	14,45	26,05	14,45	0,00	1,85	0,00	13,44	0,00
Únor	24,09	23,54	23,54	0,55	1,62	0,55	1,08	0,00
Březen	51,19	24,38	24,38	26,81	1,68	1,68	0,00	25,12
Duben	69,26	24,00	24,00	45,25	1,64	1,64	0,00	43,61
Květen	78,29	23,81	23,81	54,48	1,62	1,62	0,00	52,86
Červen	81,30	23,55	23,55	57,75	1,56	1,56	0,00	56,19

Červenec	84,31	16,43	16,43	67,89	1,24	1,24	0,00	66,65
Srpen	75,28	16,43	16,43	58,85	1,24	1,24	0,00	57,61
Září	54,20	23,95	23,95	30,25	1,62	1,62	0,00	28,63
Říjen	42,16	24,58	24,58	17,58	1,70	1,70	0,00	15,88
Listopad	18,67	24,95	18,67	0,00	1,75	0,00	8,03	0,00
Prosinec	9,03	25,15	9,03	0,00	1,96	0,00	18,08	0,00

Zdroj: Vlastní zpracování

Hodnoty představují „okamžité“ měsíční vyhodnocení bez sezónního přesunu energie mezi měsíci. Proto se liší od ročního modelu, kde po pokrytí objektů ES bez vlastní výroby vychází přebytek 304,27 MWh/rok. Měsíční model ukazuje reálné provozní chování, co znamená více přebytků v létě a vyšší nákupy v zimě. Pro upřesnění po zprovoznění výroben nahradíme syntetické profily skutečnými patnáctiminutovými daty a můžeme přidat scénáře pro řízení zátěží a případnou akumulaci.

Tabulka 23: Měsíční rozpad výroby a spotřeby v procentuálních poměrech

Měsíc	Krytí vlastní (%)	Krytí sdílením (%)	Nákup ze sítě (%)	Využití vlastní z výroby (%)	Sdílení z výroby (%)	Přebytek po ES z výroby (%)
Leden	51,8	0,0	48,2	100,0	0,0	0,0
Únor	93,6	2,2	4,3	97,7	2,3	0,0
Březen	93,5	6,5	0,0	47,6	3,3	49,1
Duben	93,6	6,4	0,0	34,7	2,4	63,0
Květen	93,6	6,4	0,0	30,4	2,1	67,5
Červen	93,8	6,2	0,0	29,0	1,9	69,1
Červenec	93,0	7,0	0,0	19,5	1,5	79,0
Srpen	93,0	7,0	0,0	21,8	1,6	76,5
Září	93,7	6,3	0,0	44,2	3,0	52,8
Říjen	93,5	6,5	0,0	58,3	4,0	37,7
Listopad	69,9	0,0	30,1	100,0	0,0	0,0
Prosinec	33,3	0,0	66,7	100,0	0,0	0,0

Zdroj: Vlastní zpracování

První tři sloupce v tabulce výše ukazují, jaká část měsíční spotřeby energetického společenství je pokryta vlastní výrobou v místě, kolik připadá na sdílení mezi členy a jaký zbytek je nakoupen ze sítě. Druhá trojice sloupců popisuje, jak je v jednotlivých měsících naloženo s vyrobenou elektřinou, tedy kolik se spotřebuje přímo v místě výroby, kolik se uplatní sdílením v rámci energetického společenství a jaký podíl zůstává jako přebytek pro export nebo pro rozšíření energetického společenství.

8.3 Náklady na energii z cizích výroben (fixní a variabilní)

Vyhodnocení vychází z měsíčních dovozů ze sítě uvedených v kapitole o krytí spotřeby a uvažuje fixované produkty s průměrnými cenami bez DPH. Pro referenční výpočet je předpokládáno 34 odběrných míst, průměrná fixní cena 400 Kč na odběrné místo za měsíc a průměrná variabilní cena 3 000 Kč/MWh, vycházející z interního srovnání faktur členů ES

za roky 2024–2025 a z průměrů ceníků fixovaných produktů NN pro veřejný sektor platných v roce 2025 (součet silové elektřiny a regulovaných jednotkových plateb).

Roční fixní náklady vyplývají z počtu odběrných míst a průměrného měsíčního paušálu. Při zadaných parametrech činí 163 200 Kč za rok. Variabilní náklady odpovídají skutečně nakoupené energii a v referenčním scénáři se počítají z ročního importu 40,63 MWh. Při průměrné jednotkové ceně 3 000 Kč/MWh představují 121 890 Kč za rok. Součet obou složek představuje celkové roční náklady 285 090 Kč, což odpovídá průměrné celkové ceně dovozu 7 017 Kč/MWh vztažené k dovozu.

Měsíční rozložení nákladů odráží kombinaci fixních plateb a proměnlivého dovozu. V měsících bez dovozu tvoří náklad pouze fixní paušál a náklady se ustálí na úrovni 13 600 Kč měsíčně. Naopak v měsících se zimním dovozem náklad roste vlivem variabilní složky. Nejvyšší hodnoty připadnou na prosinec a leden, kdy je spotřeba krytá z vlastních zdrojů nejnižší a import je nejvyšší. Takto pojaté členění je vhodné pro plánování rozpočtu i pro srovnání různých cenových scénářů.

Níže uvedená tabulka shrnuje referenční měsíční náklady. Sloupce ukazují dovoz energie, fixní složku, variabilní složku a celkový měsíční náklad v korunách a také podíl daného měsíce na ročním součtu. Číselné hodnoty jsou průběžně přepočitatelné podle skutečně sjednaných smluvních cen a aktuálního počtu odběrných míst.

Tabulka 24: Referenční měsíční náklady na energii z cizích výroben

Měsíc	Import (MWh)	Fixní (Kč)	Variabilní (Kč)	Náklady celkem (Kč)	Podíl na roce (%)
Leden	13,44	13 600	40 320	53 920	18,9
Únor	1,08	13 600	3 240	16 840	5,9
Březen	0,00	13 600	0	13 600	4,8
Duben	0,00	13 600	0	13 600	4,8
Květen	0,00	13 600	0	13 600	4,8
Červen	0,00	13 600	0	13 600	4,8
Červenec	0,00	13 600	0	13 600	4,8
Srpen	0,00	13 600	0	13 600	4,8
Září	0,00	13 600	0	13 600	4,8
Říjen	0,00	13 600	0	13 600	4,8
Listopad	8,03	13 600	24 090	37 690	13,2
Prosinec	18,08	13 600	54 240	67 840	23,8

Zdroj: Vlastní zpracování

V ročním souhrnu odpovídá dovoz 40,63 MWh, fixní složka 148 800 Kč a variabilní složka 121 890 Kč. Celkové náklady dosahují 270 690 Kč. Výsledná průměrná celková cena dovozu 6 663 Kč/MWh vyjadřuje, kolik v průměru stojí každá nakoupená megawatthodina po započtení paušálních plateb. Při rozšíření společenství o další odběrná místa, která využijí

existující přebytky, se očekává pokles dovozu v zimních měsících na objektech bez vlastní výroby a zároveň rozprostření fixních nákladů na větší objem nakoupené energie.

8.4 Příjmy z provozu výrobny (prodej energie třetím osobám, jiné příjmy)

Příjmy vycházejí ze zbytkové elektřiny, kterou nelze v daných měsících uplatnit v rámci sdílení energetického společenství. Zbytková energie se vykupuje do sítě prostřednictvím obchodníka s elektřinou, který je bilančně odpovědným subjektem. Uvažuje se fixovaná výkupní cena sjednaná ve smlouvě. Výpočty jsou bez daně z přidané hodnoty.

Základním vstupem jsou měsíční přebytky po alokaci v rámci společenství. Tyto objemy odpovídají sloupci „Přebytek po ES (MWh)“ v kapitole 8.2. Roční součet přebytků činí 346,55 MWh. Měsíční profil přebytků odpovídá sezónnímu chodu fotovoltaiky. Největší objemy vznikají od března do října. V zimních měsících se přebytky zpravidla nevyskytují.

Měsíční příjem se počítá jako součin měsíčního přebytku a sjednané fixní výkupní ceny. Roční příjem je součtem měsíčních hodnot. Pokud je ve smlouvě sjednán poplatek za výkup nebo za vyúčtování, odečítá se od odpovídajících měsíčních či ročních částek. Po uzavření smlouvy se do tabulek dosadí skutečná cena a poplatky a kapitola se přepočítá.

V návaznosti na předpoklad rozšíření energetického společenství o další odběrná místa se uvažuje, že 80 % ročních přebytků bude nově vnitřně sdíleno. Pro tržní výkup do sítě tak zůstane 20 % původně vykazovaných přebytků. Základní výpočet vychází ze stejných měsíčních objemů „Přebytek po ES“, které byly uvedeny v kapitole 8.2, a na každý měsíc se uplatní koeficient 0,2. Fixovaná výkupní cena je modelově nastavena na 2 200 Kč/MWh a roční transakční poplatky na 15 000 Kč. Vše je bez DPH.

Tabulka 25: Měsíční objemy k výkupu po rozšíření ES

Měsíc	Přebytek po ES (MWh) – původně	Přebytek k výkupu po rozšíření (MWh)	Podíl na roce (%)
Leden	0,00	0,00	0,0
Únor	0,00	0,00	0,0
Březen	25,12	5,024	7,3
Duben	43,61	8,722	12,6
Květen	52,86	10,572	15,3
Červen	56,19	11,238	16,2
Červenec	66,65	13,330	19,2
Srpen	57,61	11,522	16,6
Září	28,63	5,726	8,3
Říjen	15,88	3,176	4,6
Listopad	0,00	0,00	0,0
Prosinec	0,00	0,00	0,0
Součet	346,55	69,31	100,0

Zdroj: Vlastní zpracování

Tabulka 26: Výnosy při fixní výkupní ceně

Parametr	Hodnota
Roční přebytek k výkupu po rozšíření (MWh)	69,31
Fixní výkupní cena (Kč/MWh)	2 200
Roční příjem z výkupu (Kč)	152 482
Případné transakční poplatky (Kč/rok)	15 000
Roční příjem po poplatcích (Kč)	137 482

Zdroj: Vlastní zpracování

Rozšíření energetického společenství a následné vnitřní uplatnění 80 % přebytků vede k výraznému poklesu tržních příjmů z výkupu. Zároveň zvyšuje lokální využití vyrobené elektřiny, což je z hlediska celkové ekonomiky výhodné. Hodnota 69,31 MWh odpovídá pouze zbytkovým přetokům po rozšíření členské základny a po úpravě alokačních klíčů. Měsíční profil zůstává letně orientovaný a příjem je soustředěn do období duben až září.

Uvedené částky vycházejí z modelové fixní ceny 2 200 Kč/MWh a ročního poplatku 15 000 Kč. Příjmy z výkupu je vhodné plánovat konzervativně, protože s dalším růstem společenství a optimalizací sdílení se objem tržních přetoků bude dále snižovat.

9 NÁVRH TECHNICKÝCH ÚPRAV/ROZVOJE DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY

9.1 Připojení odběrných míst

Všechny budovy zapojené do energetického společenství Mikroregionu Záhoran jsou připojeny ke stávající veřejné distribuční síti na hladině nízkého napětí, a to prostřednictvím samostatných odběrných míst. Výjimkou jsou pouze některé větší objekty, které mají více odběrných míst (například pro účely oddělení různých provozů nebo v minulosti pronajatých prostor). Typické hodnoty hlavních jističů se v těchto budovách pohybují mezi 3×16 A a 3×200 A, přičemž většina odběrných míst je vybavena jističi v rozmezí 3×25–50 A. Tato dimenze odpovídá běžné provozní potřebě a dosavadnímu způsobu využívání budov.

V některých případech lze identifikovat rezervu kapacity, například u objektů s převážně administrativním využitím a nízkou vlastní spotřebou, kde je hlavní jistič z historických důvodů předimenzován. Naopak u několika málo objektů – zejména tam, kde je plánováno výraznější navýšení instalovaného výkonu prostřednictvím fotovoltaických elektráren nebo nových technologií – bude vhodné v budoucnu provést revizi kapacity hlavního jističe a případně rozšířit domovní rozvaděč tak, aby splnil všechny bezpečnostní a provozní požadavky. Týká se to především objektů, jako jsou čistírny odpadních vod, kulturní domy nebo základní školy, kde je předpokládána významnější změna provozu v důsledku investic do nových technologií.

Návrh počítá s instalací moderních inteligentních elektroměrů umožňujících dálkový odečet a průběhové měření spotřeby i výroby. Tyto měřiče budou v budoucnu podmínkou pro zapojení do energetického společenství, sdílení energie a případné dotační podpory. Rekonstrukce hlavních rozvaděčů bude doporučena zejména tam, kde je nutné osadit čtyřkvadrantní měření a připravit kapacitu pro nové technologie.

Celkově lze konstatovat, že stávající distribuční síť v regionu je pro rozvoj komunitní energetiky dostatečně dimenzovaná. V jednotlivých objektech bude nutné před realizací nových výrobních technologií provést individuální revizi a v případě potřeby navrhnout úpravu parametrů odběrného místa, především zvýšení kapacity hlavního jističe, úpravu vnitřních rozvodů a doplnění moderních měřicích zařízení.

9.2 Připojení výroben

Všechny plánované i budoucí fotovoltaické elektrárny, které mají být realizovány v rámci energetického společenství mikroregionu Záhoran, jsou navrhovány jako výrobny připojované na hladinu nízkého napětí (NN, 0,4 kV) prostřednictvím stávajících rozvodů jednotlivých objektů. Tento model odpovídá jak provozním potřebám většiny obecních budov, tak technickým a legislativním standardům v České republice pro výrobny o výkonu do 100 kWp.

Obecně pro všechny tyto projekty platí několik základních požadavků:

- Připojení na NN je technicky možné prakticky ve všech uvažovaných lokalitách bez nutnosti budovat nové trafostanice nebo posilovat síť VN, neboť projekty využívají stávající infrastrukturu v rámci jednotlivých objektů.
- Každá nově připojovaná výrobna musí splnit technické požadavky distributora, které zahrnují mimo jiné povinnost instalovat čtyřkvadrantní průběhový elektroměr. Tento typ měření umožňuje nejen evidovat výrobu a spotřebu elektřiny, ale i samostatně vykazovat přetoky do sítě – což je zásadní pro možnost komunitního sdílení elektřiny i plnění povinností vůči provozovateli distribuční soustavy.
- Projekty FVE vždy zahrnují zařízení pro ochranu před přepětím a bleskem, řádné uzemnění, průběžné revize a případně systémy pro dálkovou regulaci výroby dle pokynů distributora (nejčastěji prostřednictvím HDO nebo jiného rozhraní).
- Standardem je, že žádný z projektů v regionu v dohledné době nepočítá s paralelním připojením na VN. Instalovaný výkon i provozní režim odpovídají běžným podmínkám pro připojení na NN.
- U budov, které mají specifický provozní režim (například čistírny odpadních vod s provozem 24/7), je vždy zohledněna možnost maximálního využití vyrobené elektřiny

pro vlastní spotřebu, což snižuje riziko přetížení místní distribuční sítě a omezuje objem přetoků do sítě.

Konkrétně u připravovaných projektů – FVE na budově kulturního domu/obecního úřadu v Rakově (RAK-01), FVE na objektu ČOV v Opatovicích (OPA-06) a FVE na ČOV v Paršovicích – již došlo k pokročilému stupni přípravy. U FVE Rakov a Opatovice byla podepsána smlouva o připojení s distributorem na NN. Všechny tyto projekty počítají s instalací potřebných průběhových měřidel a napojením výroby přímo na stávající rozvody daného objektu. Technická řešení včetně ochranných prvků, revizí a možnosti dálkové regulace jsou součástí projektové dokumentace a splňují aktuální požadavky distributora.

V případě FVE na ČOV Paršovice je navíc třeba, před samotnou realizací, administrativně řešit vyjmutí části pozemku ze zemědělského půdního fondu, což je standardní postup u instalací umísťovaných mimo stávající zástavbu. Připojení bude provedeno obdobně jako v ostatních případech, tedy na NN, s využitím průběhového měření a možnosti regulace výkonu dle potřeby distributora.

U ostatních připravovaných záměrů v regionu (zejména těch, které jsou plánovány k realizaci v nejbližších dvou letech), je technická připravenost připojení na NN obdobná. Pro všechny tyto projekty platí, že možnost realizace je podmíněna vyhověním aktuálním požadavkům distributora na kapacitu a bezpečnost místní sítě. Dosavadní prověřování ukazuje, že v regionu zatím nejsou identifikována žádná zásadní omezení pro další rozvoj FVE na NN, při větším počtu instalací však nelze vyloučit nutnost případné koordinace provozu či implementace dodatečných regulačních prvků.

Celkově je navržený systém připojení výroben v Mikroregionu Záhoran plně v souladu s běžnou praxí v ČR, podporuje postupný rozvoj komunitní energetiky a umožňuje efektivní sdílení vyrobené elektřiny mezi zapojenými objekty bez složitých technických zásahů do distribuční soustavy.

9.3 Zřízení lokální distribuční soustavy nebo přímých vedení

V rámci posuzování možností optimalizace sdílení energie v mikroregionu Záhoran byla zvažována i varianta vybudování vlastní lokální distribuční soustavy (LDS) nebo zřízení přímých elektrických vedení mezi sousedními objekty. Po důkladné analýze všech souvisejících technických, ekonomických i legislativních aspektů však bylo od této varianty upuštěno a nebyla navržena jako vhodné řešení pro podmínky regionu.

Klíčovým důvodem je skutečnost, že většina obecních budov v mikroregionu se nachází v různých částech obcí, často i na větší vzdálenosti od sebe, a nejsou koncentrovány v kompaktních areálech. Vybudování nové distribuční soustavy by si v takovém prostředí

vyžádalo rozsáhlé stavební zásahy a vysoké investiční náklady spojené nejen s položením kabelových vedení, ale i s vyřízením všech potřebných povolení a řešením složité majetkoprávní situace v zastavěných částech obcí.

Zásadním omezením je také legislativní rámec pro zřizování LDS a přímých vedení. Provozování vlastní distribuční soustavy je spojeno s náročnými licenčními a provozními požadavky, administrativní zátěží a povinnostmi, které jsou pro malé obce a společenství značně komplikované. Podobně je tomu i u přímých vedení, kde navíc často vznikají další překážky v podobě majetkoprávních vztahů a neochoty vlastníků pozemků umožnit potřebné zásahy.

I v případě několika málo areálů, kde by fyzické propojení budov bylo technicky možné (například v rámci školských nebo kulturních center), by ekonomická návratnost takové investice byla z dlouhodobého hlediska sporná, zejména s ohledem na malé objemy přenášené energie a složitou správu. Legislativní náročnost, komplikované účetní a provozní oddělení od stávající veřejné distribuční sítě i nutnost vlastního měření a rozúčtování by vedly k vysoké administrativní a provozní zátěži.

S ohledem na výše uvedené bylo rozhodnuto tuto variantu nezahrnovat do návrhu rozvoje energetického společenství Mikroregionu Záhoran, a naopak maximálně využít možnosti sdílení elektřiny prostřednictvím veřejné distribuční soustavy (podle novelizace energetického zákona). Tento přístup je nejen výrazně jednodušší z hlediska administrativy i investičních nákladů, ale zároveň umožňuje flexibilní zapojení většího počtu budov a podporuje postupný rozvoj komunitní energetiky v regionu bez potřeby složitých stavebních a právních zásahů.

Tento závěr odpovídá také aktuálním trendům v komunitní energetice v České republice, kde je preferováno využívání sdílení elektřiny v rámci veřejné sítě před budováním vlastních lokálních soustav či přímých vedení.

9.4 Další úpravy

S ohledem na rozvoj komunitní energetiky a plánované investice do nových výroben energie je doporučeno věnovat zvýšenou pozornost i dalším technickým úpravám a opatřením v distribuční síti napříč objekty Mikroregionu Záhoran. Klíčovou roli zde bude hrát zejména zavádění systému inteligentního měření (smart metering). Tyto systémy zahrnují instalaci moderních průběhových elektroměrů umožňujících nejen dálkové odečty, ale i podrobné sledování spotřeby, výroby a přetoků elektřiny v reálném čase. Pro uživatele a správce společenství to znamená možnost detailně monitorovat energetické toky, plánovat provoz výroben podle aktuální poptávky a optimalizovat využití vyrobené elektřiny v rámci sdílení mezi objekty.

V návaznosti na modernizaci hlavních rozvaděčů v objektech, kde je plánována instalace FVE nebo jiných nových technologií, doporučujeme již nyní připravit dostatečnou kapacitu rozvaděčů, tedy volná pole pro další jističe či odpínače, dostatečné dimenzování hlavních přívodů a vhodné technické rozhraní. Tím se rozumí například instalace vyhrazených vývodů pro budoucí dobíjecí stanice elektromobilů, připojení akumulačních systémů, tepelných čerpadel či dalších inovativních technologií, které se v regionu plánují nebo zvažují v dlouhodobém horizontu.

Konkrétně by mělo být zajištěno i osazení ochranných prvků proti přepětí (typicky svodiče přepětí typ 1 a typ 2 dle ČSN EN 61643), které ochrání instalace před přepětím z distribuční sítě či bleskovými proudy. Dále je nutné klást důraz na kvalitní a pravidelně revidované uzemnění všech elektrických zařízení i konstrukcí, včetně případných metalických částí fotovoltaických systémů. U hlavních rozvaděčů, kde se instaluje FVE, by měl být zajištěn nejen standardní ochranný pospojovací systém, ale i možnost vyvedení signálů HDO pro dálkové řízení výkonu výroben.

Veškeré tyto úpravy je vhodné realizovat preventivně v rámci každé rekonstrukce nebo při instalaci nových technologií, a to nejen pro splnění aktuálních legislativních požadavků, ale i pro zachování dlouhodobé flexibility rozvoje energetického systému obcí. Zkušenosti z jiných regionů ukazují, že nedostatečná příprava rozvaděčů či absence ochranných prvků významně prodražuje budoucí modernizace a ztěžuje zavádění inovativních řešení (např. instalace dobíjecí stanice EV vyžaduje samostatný jistič, proudový chránič a často i posílení přívodu).

Celkově lze říci, že současný stav distribuční sítě v Mikroregionu Záhoran nevyžaduje žádné zásadní investice do infrastruktury pro realizaci plánovaných kroků v oblasti komunitní energetiky. Důraz na průběžné zavádění inteligentního měření, systematickou rekonstrukci a dostatečné dimenzování hlavních rozvaděčů, pravidelnou revizi a osazení ochranných prvků i posílení kompatibility s požadavky distributorů zajistí dlouhodobou udržitelnost a efektivitu systému. Je však nezbytné průběžně sledovat stav sítě a kapacity přípojek, zejména v návaznosti na případné rozšíření počtu výroben a rozvoj dalších energetických opatření v regionu, a včas přijímat opatření k zajištění bezpečnosti a spolehlivosti celého systému.

10 SWOT ANALÝZA PROJEKTU

Silné stránky

Společenství stojí na dlouhodobé spolupráci devíti obcí v kompaktním území se srovnatelnými potřebami a jasnou shodou na dalším postupu. Memorandum o spolupráci a následné kroky vytvořily pevný institucionální rámec, který umožňuje koordinované plánování, sdílení dat a společnou přípravu projektů.

Navazující místní energetické koncepce jsou zpracované ve všech členských obcích a poskytují aktuální inventarizaci objektů, spotřeb a potenciálu úspor i výroby. Tato datová základna zrychluje projekční přípravu a snižuje nejistoty v rozhodování.

Území vykazuje příznivý solární potenciál s ročním globálním ozářením kolem 1050–1150 kWh/m² a vysokým počtem slunečných dní. Klimatické podmínky tak podporují nasazení střešních fotovoltaických elektráren a zvyšují pravděpodobnost dosažení plánovaných výrobních parametrů.

Ekonomická studie potvrzuje proveditelnost základního portfolia projektů a identifikuje hlavní řídicí páky hodnoty. Předpokládané čisté současné hodnoty a míry návratnosti zůstávají kladné i při konzervativním nastavení vstupů, což společně s oddělením peněžních toků obcí a spolku vytváří transparentní a udržitelný provozní model.

Technická studie sjednocuje požadavky na připojení, měření a regulaci a nastavuje společná pravidla pro návrh, instalace a provoz. Díky tomu lze zavádět řešení v postupných vlnách, a přitom zachovat kompatibilitu systémů napříč obcemi.

Slabé stránky

Stavebně-technické parametry obecních budov jsou nejednotné. Nosnost střech, stav konstrukcí a lokální stínění limitují část ploch vhodných pro instalaci fotovoltaiky a zvyšují potřebu individuálních posudků. S tím souvisí rozdílná připravenost na průběhové měření, řízení a integraci do jednotného monitoringu.

Rozpočtové možnosti obcí jsou omezené a investice se musí plánovat v návaznosti na dotační a úvěrové zdroje. To klade vyšší nároky na fázování projektů, centralizaci nákupu a řízení cash-flow. Koordinační náročnost dále roste s počtem zapojených odběrných míst a s požadavky na datovou disciplínu.

Výroba z FVE je proměnlivá v čase a bez řízení spotřeby snižuje míru vlastní spotřeby a ekonomický přínos. Projekt je proto citlivý na pořizovací ceny technologií a na aktivní provozní řízení. Dále je nutné počítat s reinvesticemi vybraných komponent v průběhu životnosti.

Příležitosti

Klíčovou příležitostí je dostupnost podpory z národních programů a NPO, které umožňují snížit investiční náklady a urychlit realizaci. Doplňkově lze využít společné zadávání a rámcové smlouvy, jež snižují cenu díky úsporám z rozsahu. Rozvoj inteligentního měření, centrálního

sběru dat a standardizovaného řízení umožní postupně zvyšovat vlastní spotřebu a otevírá cestu k řízení flexibility.

Následné etapy mohou rozšířit společenství o domácnosti a podnikatele. Tím se zvětší portfolio spotřebních profilů a zvýší se možnosti vnitřního párování výroby a odběru. Pro vybrané lokality připadá v úvahu i akumulace, případně využití přímých vedení či lokální distribuční soustavy tam, kde to dává ekonomický a provozní smysl.

Hrozby

Rizikem je nejistá kapacitní situace v distribuční soustavě a s ní související termíny a podmínky připojení, včetně případných požadavků na úpravy infrastruktury. Administrativní požadavky dotačních programů a následných kontrol jsou vysoké, budou však centrálně zajištěny administrátorem projektu tak, aby zátěž na jednotlivé obce zůstala minimální a harmonogram respektoval stanovené milníky.

Ekonomické výsledky jsou citlivé na vývoj tržních cen elektřiny, míru vlastní spotřeby a pořizovací ceny technologií. Nepříznivý vývoj těchto faktorů snižuje přínosy a prodlužuje návratnost. Dále je nutné zohledňovat změny dotačních pravidel v čase a požadavky na průběhové měření a datovou konektivitu, jejichž nesplnění může omezit rozsah sdílení.

11 DOPORUČENÍ K REALIZACI

11.1 Popis doporučeného řešení

Doporučené řešení vychází z analýzy spotřeby a provozních nákladů obecních objektů, z posouzení technických možností připojení nových výroben a z ekonomického vyhodnocení investic. Energetické společenství Mikroregionu Záhoran bude v první etapě zaměřeno výhradně na sdílení elektrické energie vyrobené z fotovoltaických elektráren umístěných na obecních budovách a dalších vhodných obecních plochách. Tento záběr odpovídá profilům spotřeby, solárnímu potenciálu území a dostupným technickým i legislativním podmínkám. Sdílení jiných typů energií, zejména tepla, není v této fázi navrhováno, protože na základě analýzy nedává ekonomický ani technický smysl.

Sdílení elektřiny bude probíhat prostřednictvím distribuční soustavy ČEZ Distribuce jako čistě účetní proces. Fyzické toky v síti se nemění a nedochází k budování lokální distribuční soustavy ani přímých vedení. Vyrobená elektřina z fotovoltaických elektráren se bude měřit v patnáctiminutových intervalech stejně jako spotřeba u příjemců. Měřicí body budou vybaveny dálkovým odečtem a budou zaregistrovány v centrálním datovém rozhraní pro sdílení. Sdílení bude nastaveno pomocí alokačních klíčů, které rozdělují vyrobenou energii

mezi jednotlivá odběrná místa v každém čtvrthodinovém kroku. Alokační klíče se budou pravidelně vyhodnocovat a upravovat podle sezónních změn výroby a spotřeby, aby se maximalizoval podíl vlastní spotřeby a minimalizovaly přetoky do sítě.

Role energetického společenství bude provozní a koordinační. Společenství jako zapsaný spolek zajistí správu sdílení, sběr a vyhodnocování dat, komunikaci s operátorem trhu a s distributorem, administraci alokačních klíčů, metodiku vyúčtování mezi členy a základní energetický management. Vlastnictví a provoz jednotlivých fotovoltaických elektráren zůstanou u obcí, které nesou investiční odpovědnost i benefity z výroby. Společenství bude financováno členskými příspěvky a transparentně nastavenými servisními poplatky, které pokryjí provoz datové a procesní infrastruktury. Tento model zaručuje oddělení peněžních toků a umožňuje škálovat sdílení na další členy bez zásahu do majetkoprávních vztahů k technologiím.

Technické řešení fotovoltaických elektráren vychází z podmínek pro připojení do distribuční soustavy. Každá nová výrobna bude navržena tak, aby splňovala platná pravidla provozování distribuční soustavy a příslušné normy. U každé lokality se předem ověří připojitelnost, nastavení povoleného přetoku a potřeba případných omezení exportu. Měřicí soupravy na výrobnách i u příjemců budou nastaveny na patnáctiminutový profil s dálkovým odečtem.

Provozní model je postaven na daty řízeném plánování a průběžné optimalizaci. V první etapě budou do sdílení zahrnuty obecní objekty s nejvhodnějším poměrem výroby a spotřeby a s odpovídající připraveností projektů. Sdílení bude nastaveno tak, aby co nejvyšší část vyrobené elektřiny byla spotřebována členy společenství v čase výroby. Nevyužité přebytky se budou uplatňovat formou dodávky obchodníkovi podle uzavřených smluv. Společenství bude průběžně vyhodnocovat využití vyrobené energie a podle výsledků upravovat alokační klíče, doporučení pro provoz a pořadí investic v zásobníku projektů.

Omezení záběru na elektrickou energii z fotovoltaiky je vědomou volbou na základě výsledků analýzy. Na území mikroregionu neexistuje soustava centrálního zásobování teplem a tepelná poptávka je rozptýlená mezi budovami s rozdílnými zdroji a provozními režimy. Vytváření nových tepelných propojení by vyžadovalo vysoké investiční náklady na rozvody a předávací stanice a přineslo by ztráty při dlouhých trasách. Sezónní charakter tepelné poptávky by dále ztížil ekonomickou návratnost. Naproti tomu elektrická energie má v obecních objektech stabilnější průběh spotřeby a díky solárnímu potenciálu regionu je možné dosáhnout významného podílu vlastní výroby bez zásadních zásahů do infrastruktury. Sdílení elektřiny přes distribuční síť je technicky i administrativně zvládnutelné, opakovatelné a škálovatelné na další členy včetně domácností a podnikatelů v navazujících etapách.

Očekávané přínosy doporučeného řešení spočívají ve snížení nákladů na elektřinu díky vyššímu podílu vlastní výroby, v posílení energetické odolnosti obcí a v transparentní správě

energetických dat. Zavedení jednotného měření a reportingu umožní přesně řídit provoz a plánovat další investice. Koordinace napříč obcemi vytvoří úspory z rozsahu při nákupech technologií a služeb a zároveň usnadní vyjednávání s distributorem a obchodníky. Přínosem je také snižování emisí díky náhradě části dodávek z centrální sítě bez nutnosti budovat nové sítě.

Rozvojové kroky budou navazovat na pilotní provoz sdílení v obecních objektech. Po stabilizaci datové a provozní části se počítá s rozšířením o další odběrná místa s otevřením členství pro domácnosti a podnikatele v rámci odpovídajících pravidel. Rozšíření bude koordinováno s ověřením připojitelnosti každé nové výrobny a s připraveností měření na straně příjemců. V pozdější fázi lze zvažovat doplnění o lokální akumulaci elektřiny tam, kde to zlepší využití výroby a ekonomiku provozu. Tato volba bude vždy podložena reálnými daty o nevyužitých přebytcích a denních profilech spotřeby.

Takto navržené řešení je funkční, legislativně průchozí a ekonomicky přiměřené možnostem obcí. Vytváří srozumitelný rámec pro sdílení vyrobené elektřiny, který je možné bez složitých zásahů rozšiřovat. Zároveň jasně vymezuje, že energetické společenství se nebude v současné chvíli zabývat sdílením tepla ani jiných energií, protože v podmínkách mikroregionu nenabízí tato cesta přiměřený užitek vzhledem k potřebným nákladům a rizikům. Prioritou je proto fotovoltaika a daty řízené sdílení elektřiny v distribuční síti, které přináší rychlé a měřitelné efekty a vytváří základ pro další rozvoj společenství.

11.2 Popis systému sdílení energie přes distribuční síť

Navržený systém sdílení energie bude vycházet z principu, že výroba z fotovoltaických elektráren a spotřeba jednotlivých odběrných míst členů energetického společenství budou měřeny v patnáctiminutových krocích a následně budou účetně párovány přes distribuční soustavu ČEZ Distribuce. Fyzické toky v síti se nebudou měnit a nevznikne žádná lokální distribuční soustava. Sdílení bude postaveno na evidenci měřených EANů, na dálkovém odečtu profilů výroby a spotřeby a na alokačních klíčích, které budou určovat, jak se v každém čtvrthodinovém intervalu rozdělí vyrobená energie mezi příjemce. Základem bude plná interoperabilita měření, průběžná kontrola dat a možnost pružně upravovat nastavení podle sezónních změn a skutečného využití.

Provoz systému bude mít tři navazující části, které na sebe budou logicky navazovat. Předprovozní příprava sjednotí datovou a metodickou základnu a ověří technické předpoklady všech měřených míst. Každá obec předá seznam svých odběrných míst a plánovaných výroben s odpovídajícími identifikátory měření a s ověřenou schopností patnáctiminutového odečtu. Sdílení bude možné spustit i při různých dodavatelích, protože párování výroby a spotřeby bude probíhat účetně přes distribuční soustavu. Pokud se členové rozhodnou pro společného dodavatele a portfoliovou cenu, využije se toho pro dodatečné úspory a zjednodušené

vyúčtování, nebude to však podmínkou provozu sdílení. V této fázi proběhne i tarifní audit a revize jističů, které sníží zbytečné náklady ještě před spuštěním sdílení. Tato bezinvestiční opatření budou vycházet z ekonomické studie a budou vytvářet finanční i procesní prostor pro následné rozšíření o vlastní výrobu.

Spuštění sdílení bude navazovat na zajištěné měření a registraci. Každá výrobna bude uvedena do provozu s ověřeným připojením a s nastavením povoleného přetoku. Energetické společenství nastaví počáteční alokační klíče tak, aby se co nejvyšší část vyrobené elektřiny spotřebovala v rámci portfolia v čase výroby. Klíče budou vycházet z denních a týdenních profilů spotřeby obecních objektů a z očekávaného průběhu výroby fotovoltaiky. V prvních měsících se budou klíče upravovat konzervativně a s ohledem na sezonní výkyvy, aby se omezily přetoky do sítě a současně se neohrozila dodávka elektřiny příjemcům. Každý čtvrthodinový krok se bude následně zúčtovávat tak, že se proti sobě postaví naměřená výroba a naměřená spotřeba a sdílená část sníží odběr ze sítě u příjemců. Přebytky se prodají sjednanému obchodníkovi a nedostatek se dokoupí standardní dodávkou.

Běžný provoz bude založen na pravidelném vyhodnocování dat a na změnovém řízení. Měřicí systémy budou posílat profily výroby a spotřeby v dálkovém odečtu a datová vrstva společenství bude zajišťovat jejich bezpečnou archivaci a dostupnost pro reporting. Pravidelně se vyhodnotí využití vyrobené elektřiny, podíl vlastní spotřeby a objem přetoků a na základě výsledků se upraví alokační klíče. Úpravy bude schvalovat společenství na základě předložených datových podkladů, aby byla zachována transparentnost a předvídatelnost. Při výpadku měření nebo nedostupnosti dat se uplatní náhradní výpočty opřené o historické profily a následně se provede korekce při nejbližším řádném zúčtování.

Způsob účtování mezi členy bude odpovídat zásadě spravedlivé alokace nákladů a přínosů. Každý člen společenství bude hradit silovou elektřinu podle skutečné spotřeby po zohlednění sdílené výroby a podle sjednané portfoliové ceny. Fixní platební složky spojené s jednotlivými odběrnými místy zůstanou přiřazeny těmto místům. Úspory vzniklé díky společnému nákupu a tarifní optimalizaci se budou připisovat tam, kde vznikly, a sdílená výroba se bude promítat do snížení odebrané silové elektřiny u konkrétních příjemců. Pokud by navržená změna tarifu nebo alokačního klíče u některého odběrného místa nepřinesla prokazatelný přínos, nebude použita a dotčený člen zůstane na nejvýhodnějším dostupném nastavení. Tento přístup bude zajišťovat, že žádný člen nebude změnami penalizován a minimálně se udrží na nákladové úrovni před vstupem do sdílení.

Organizační a smluvní uspořádání vymezí role a odpovědnosti tak, aby byl provoz dlouhodobě udržitelný. Energetické společenství jako zapsaný spolek bude koordinovat nastavování alokačních klíčů, bude spravovat datové rozhraní a bude zajišťovat reporting. Dodavatel elektřiny bude zajišťovat standardní dodávku a výkupy přebytků a ponese bilanční odpovědnost v rozsahu sjednaných smluv. Distributor ČEZ Distribuce bude provozovat měření

a distribuční síť a bude provádět změny nastavení na měřicích bodech podle platných podmínek připojení. Obce jako vlastníci výroben budou zajišťovat provoz a údržbu fotovoltaických elektráren a budou poskytovat přístup k provozním datům. Tato dělba rolí umožní škálovat sdílení na další odběrná místa a nové výrobny bez zásahů do majetkoprávních vztahů.

Bezpečnost a kvalita dat budou pro provoz sdílení klíčové. Měřicí body na výrobnách i u příjemců budou využívat intervalové měření s dálkovým odečtem a přenos dat bude probíhat v šifrovaném režimu. Datové úložiště bude vést auditní stopu změn a bude uchovávat profily v plném rozlišení pro účely kontroly a auditu. Přístupové role budou nastaveny tak, aby obce viděly vlastní objekty a souhrnné agregace portfolia a zároveň nebyla narušena důvěrnost obchodních informací. Pravidelné reporty budou přinášet srovnání před a po s vyčíslením úspor, podílu vlastní spotřeby a doporučeními pro úpravy klíčů a tarifů.

Vymezení rozsahu a limitů bude jednoznačné a bude platit shodně s kapitolou 11.1 Popis doporučeného řešení. Sdílení se bude týkat pouze elektřiny vyrobené z fotovoltaických elektráren a bude probíhat výhradně jako účetní proces přes distribuční soustavu. Teplo a jiné druhy energie nebudou předmětem sdílení, protože v podmínkách mikroregionu neprokazují přiměřený poměr přínosů a nákladů. Stejně tak se v této fázi nebudou budovat přímá vedení ani ostrovní provozy. Pokud se v budoucnu ukáže, že lokální akumulace elektřiny na vybraných objektech zlepší využití výroby a ekonomiku, bude zařazena cíleně a po prokázání přínosů z provozních dat.

Navázání na ekonomickou studii bude dávat systému pevný základ a jasný směr. Portfolio 31 obecních budov v 9 obcích se stane jedním řízeným celkem, ve kterém se nejprve odstraní roztříštěnost nákupu a sjednotí smluvní logika a následně se nad touto sjednocenou základnou rozeběhne sdílení vlastní výroby. Konzervativní efekt bezinvestičních kroků v prvním roce vytvoří okamžitou úsporu a současně nastaví pořádek v datech a procesech, což bude nutná podmínka pro stabilní provoz sdílení přes distribuční síť. Výsledkem bude transparentní, auditovatelný a škálovatelný systém, který bude možné dále rozvíjet otevřením členství pro domácnosti a podnikatele po stabilizaci obecní etapy a po zajištění měřicí a smluvní připravenosti na jejich straně.

11.3 Stanovení technických parametrů pro provoz ES

Technické parametry pro provoz sdílení v energetickém společenství budou určovat, jak bude zajištěno měření a dostupnost dat, jak budou nastaveny alokační klíče a jak budou výrobny a odběrná místa připojena a provozována v distribuční soustavě. Úvodní rámec vymezuje povinné patnáctiminutové profily a dálkový odečet, datovou dostupnost v režimu D+1/6:00 jako SLA pro zúčtování a průběžná on-line data pro monitoring, pravidla verzování a měsíční aktualizace alokačních klíčů, limity přetoků a parametry řízení jalového výkonu a podpory

napětí na straně výroben a požadavky na kybernetickou bezpečnost a archivaci. Vše bude v souladu s právním rámcem ČR a s PPDS ČEZ Distribuce a bude nezávislé na volbě obchodních dodavatelů.

Sdílení bude vycházet z patnáctiminutových intervalů s jednotným základem CET a s automatickým přepisem na CEST. Všechny měřicí body budou mít platný EAN a registraci pro účetní sdílení. Výrobny budou povinně osazeny čtyřkvadrantními elektroměry s třídou přesnosti minimálně 1,0 a s podporou dálkového odečtu. U čistě odběrných míst bude standardem průběhové měření v patnácti minutách s dálkovým odečtem a čtyřkvadrantní elektroměr bude možné zavádět jako nadstandard pro sjednocení flotily. Časová synchronizace profilů bude zajištěna na měřidlech i v centrálním systému s tolerancí maximálně 60 s na hranici čtvrthodiny, aby byly zúčtovací intervaly jednoznačné.

Dostupnost dat bude nastavena s režimem D+1 do 6:00 jako SLA pro zúčtování, zatímco pro provozní monitoring budou k dispozici průběžná on-line data dle kapitoly 7. Úplnost profilů nebude v měsíci klesat pod 99,5 %. Krátkodobé výpadky do 60 min se budou dopočítávat lineárně mezi platnými intervaly a delší výpadky nahradí referenční profil stejného dne v týdnu a denní doby. Po doručení chybějících dat se provede korekce při nejbližším zúčtování.

Alokační klíče budou vycházet z reálných profilů spotřeby a očekávané výroby a budou se standardně aktualizovat měsíčně s účinností od 1. dne následujícího měsíce. Každá verze bude mít jednoznačně vymezený čas platnosti. V každé čtvrthodině nebude přidělena větší sdílená energie, než kolik činí skutečná spotřeba daného odběrného místa. Při nedostatku se sdílená energie rozděluje podle platných alokačních klíčů s limitem do výše skutečné spotřeby. Změny klíčů se podávají v okně EDC a platí od 1. dne následujícího zúčtovacího období. Při přebytku se bude přednostně pokrývat okamžitá spotřeba odběrných míst, aby se omezily přetoky. Provoz bude nezávislý na dodavateli a nebude vyžadovat sjednocení dodavatelů.

Parametry připojení a provozu výroben budou odpovídat PPDS a příslušným ČSN. Střídače budou certifikované pro paralelní provoz a budou podporovat řízení jalového výkonu a podpory napětí s rozsahem účiníku 0,95 indukční až 0,95 kapacitní. Výrobny budou mít ochranu proti ostrovnímu provozu a možnost dálkového omezení výkonu ve stupních 100 %, 60 %, 30 % a 0 % s rampou maximálně 10 % jmenovitého výkonu za minutu. U každé lokality se předem stanoví připojitelnost a pravidla přetoků včetně případného pevného limitu exportu až po režim 0 % export dle podmínek distributora a rozpojovací místo bude přístupné pracovníkům ČEZ Distribuce. Parametry reaktivní složky a přetoků se budou řídit PPDS, podrobnosti jsou uvedeny v kapitolách 9 a 11.6.

Odběrná místa budou připravena pro intervalové měření s dálkovým odečtem a tam, kde se předpokládá obousměrný tok energie, bude nasazeno obousměrné měření. Vybrané zátěže budou nastavitelné tak, aby bylo možné posouvat spotřebu v rozmezí 15–120 min a lépe ji

sladit s výrobou. Před spuštěním sdílení proběhne tarifní audit a revize jističů a tam, kde to bude účelné, bude doplněna kompenzace jalového výkonu s cílovým účiníkem minimálně 0,98 v základním provozu a s nastavením řízení Q v souladu s PPDS a kapitolou 9.

Bezpečnost přenosu a provozu bude zajištěna šifrováním TLS 1.2 nebo vyšším, vícefaktorovým ověřením přístupů a pravidelným zálohováním s cílem RPO ≤ 1 h a RTO ≤ 24 h. Harmonogram podkladů pro vyúčtování bude v režimu D+1 a měsíční uzávěrka bude dokončena do 5 pracovních dnů, přičemž mechanika vyúčtování je popsána v kapitole 11.2.

Uvedení výroben do provozu bude podmíněno akceptační zkouškou, která ověří funkčnost dálkového odečtu, shodu měrných bilancí v měsíčním součtu v toleranci 1 %, respektování exportního limitu a reakci na dálkové omezení výkonu do 60 s. Tímto nastavením tedy vznikne vhodný měřitelný a kontrolovatelný rámec.

11.4 Okrajové podmínky výpočtu

Okrajové podmínky určují vstupní data, způsob zacházení s neúplností a hranice pro alokaci a zúčtování. Cílem je jednoznačně vyčíslit sdílenou aktivní energii mezi členy.

Vstupem budou patnáctiminutové profily aktivní energie z registrovaných měřicích bodů s EAN na výrobnách i odběrných místech. Časová základna bude CET s automatickým přepisem na CEST. Měření na hranici s distribuční soustavou (POD) je zdrojem patnáctiminutových profilů pro EDC a podružná měření slouží jen k monitoringu.

Zpracování proběhne po patnáctiminutových intervalech. Nejprve se ověří úplnost a konsistence, poté se uplatní platné alokační klíče a vypočte se přidělená sdílená energie. Intervaly budou v kWh s přesností na tři desetinná místa, měsíční součty v MWh na dvě desetinná místa a peněžní vyjádření bez DPH pro návaznost na ekonomickou část.

Dostupnost dat bude v režimu D+1 do 6:00 jako garantovaný termín pro zúčtování. Dny změny času budou počítány dle metodiky EDC: při přechodu na letní čas (23 hodin) se jedna čtvrthodina vynechá, při návratu na standardní čas (25 hodin) se jedna čtvrthodina duplikuje a označí (A/B) a zúčtuje se podle tohoto označení. Pro monitoring budou k dispozici průběžná on-line data. Úplnost profilů neklesne pod 99,5 %. Krátké výpadky do 60 min se dopočtou lineárně a delší se nahradí referenčním profilem stejného dne a hodiny. Po dodání chybějících dat se provede nejbližší korekce. Uvedené parametry jsou v souladu s kapitolou 11.3.

Přidělená sdílená energie nebude v žádném intervalu vyšší než skutečná spotřeba příjemce. Při nedostatku se sdílená energie rozděluje podle platných alokačních klíčů s limitem do výše skutečné spotřeby a nealokovaný zbytek se dokoupí. Při přebytku se po uplatnění klíčů zbytek

výroby vykoupí sjednaným obchodníkem. Změny klíčů se podávají v okně EDC a platí od 1. dne následujícího zúčtovacího období.

Výpočet se vztahuje jen na aktivní energii. Regulační a fixní distribuční platby se vyčíslují mimo model. Jalová energie a přetoky se posuzují dle PPDS odděleně a slouží k provozní optimalizaci. Přebytky se prodají sjednanému obchodníkovi a nedostatek se dokoupí.

Exportní limity distributorů budou respektovány a do výpočtu vstupují pouze skutečně naměřené hodnoty. Překmity a exportní limity řeší regulace výrobny.

Změny v portfoliu se promítnou po dokončení registrace v EDC a zajištění patnáctiminutového měření s účinností od 0:00 prvního dne následujícího měsíce. Přechodné stavy uprostřed měsíce se řeší korekcí v dalším vyúčtování.

11.5 Harmonogram

Harmonogram popisuje postupné kroky od přípravy dat a měření přes uvedení prvních fotovoltaických elektráren do provozu až po rozšíření sdílení elektřiny na další obecní objekty a následně na domácnosti a podnikatele. Časová osa vychází z technické připravenosti projektů, z požadavků ČEZ Distribuce a z navrženého fázování. Vše bude probíhat jako účetní sdílení přes distribuční síť a bude navazovat na patnáctiminutové měření, registraci měřicích bodů a pravidla alokačních klíčů.

Předrealizační příprava bude probíhat od 4. čtvrtletí 2025 do 1. čtvrtletí 2026. V této etapě bude dokončena registrace EAN měřicích bodů pro účetní sdílení a bude ověřena schopnost patnáctiminutového odečtu u všech zapojených míst. Budou schválena vnitřní pravidla sdílení, role a odpovědnosti a bude sjednán rámec pro výkup přetoků a pro dodávku chybějící energie. Proběhne tarifní audit a revize jističů, aby se snížily zbytečné fixní náklady a aby byly připraveny časově rozlišené sazby. Spuštění denních podkladů D+1 do 6:00 a dosažení úplnosti profilů ≥ 99,5 % bude milník před ukončením přípravy. Současně budou připraveny počáteční alokační klíče a budou zřízeny uživatelské přístupy do EDC pro obce včetně krátkého školení a testu reportů.

První fáze bude probíhat ve 2. až 4. čtvrtletí 2026 a bude zaměřena na pilotní výrobny s jasnou vlastní spotřebou a bezproblémovou připojitelností. Konkrétní projekty budou připraveny a uvedeny do provozu podle následujícího přehledu.

Tabulka 27: Pilotní FVE

Lokalita	Kód	Instalovaný výkon [kWp]	Očekávaná výroba [MWh/rok]	Plánované uvedení
Rakov	RAK-01	23,00	24,150	2026
Opatovice	OPA-06	22,08	23,300	2026
Paršovice	PAR-05	36,08	36,920	2026

Zdroj: Vlastní zpracování

Každá výrobna bude spuštěna po úspěšné akceptační zkoušce, která ověří patnáctiminutové profily, reakci na dálkové omezení výkonu a dodržení přetokových limitů. Sdílení bude nastaveno tak, aby co nejvyšší část výroby pokryla okamžitou spotřebu portfolia a aby se omezily přetoky. Po prvních měsících bude provedeno vyhodnocení a jemná kalibrace alokačních klíčů.

Druhá fáze bude navazovat v období 2026 až 2028 a bude rozšiřovat instalace na střechy s vyšším potenciálem, kde bude nutné pečlivé nastavení měření a případné řízení přetoků. V roce 2026 budou připraveny a uváděny do provozu zejména objekty HOÚ-01, HOÚ-02, MAL-03, OPA-01, PAR-06, RAK-03, ROU-01, VŠE-03 a VŠE-04. V roce 2027 bude následovat PAR-02. V roce 2028 budou zařazeny BYS-01, MAL-02, RAK-02 a ROU-02. Při uvedení do provozu se ověří rozpojovací místo, správné nastavení exportních limitů a funkčnost dálkového odečtu. Alokační klíče se budou měsíčně upravovat podle reálných profilů spotřeby a výroby. Samotná alokace bude probíhat výhradně podle platných alokačních klíčů.

Třetí fáze bude probíhat v letech 2027 až 2029 a bude cílit na stabilizaci provozu prostřednictvím akumulace tam, kde to vychází technicky i ekonomicky. Bateriové systémy budou posuzovány u objektů s krátkými a výraznými špičkami a s dostatečným denním oběhem energie. Rozhodnutí o nasazení akumulace bude vycházet z provozních dat, z bilance přetoků a z ekonomiky. Cílem bude potlačení špičkových odběrů, lepší lokální využití výroby a udržení toků energie v mezích nastavených ČEZ Distribuce.

Čtvrtá fáze bude otevírat zapojení dalších členů v období 2028 až 2031. Vstup domácností a podnikatelů bude probíhat postupně tak, aby sdílení nerozvolnilo ekonomiku obecních instalací a aby kapacita připojení v uzlech zůstala bezpečná. Připojování bude řízeno standardizovaným postupem, který bude vyžadovat zajištění patnáctiminutového měření, registraci měřicích bodů, nastavení rolí v EDC, podpis vnitřních pravidel a zařazení do alokačních schémat. Účinnost přidání nových míst bude vždy stanovena k prvnímu dni následujícího měsíce po dokončení registrace v EDC a po zajištění patnáctiminutového měření.

Rozšíření portfolia bude následovat i po roce 2028 podle připravenosti střech a projektů. V roce 2029 budou zařazena zejména místa HOÚ-03, HOÚ-04, OPA-03, OPA-05, PAR-01 a PAR-03. V roce 2031 bude připraven projekt PAR-04. Termíny budou průběžně zpřesňovány

podle výsledků připojitelnosti a podle postupů stavebních řízení, které budou respektovat technické podmínky připojení.

Milníky budou zajišťovat kontrolu postupu a rozhodovací body. Za klíčové milníky bude považováno spuštění denních podkladů v režimu D+1, první měsíční zúčtování po zahájení sdílení, úspěšné akceptace pilotních výroben, roční vyhodnocení pilotní etapy s úpravou alokačních klíčů a otevření vstupu pro domácnosti a podnikatele. Každý milník bude mít připravený protokol a schválení orgány energetického společenství.

Dělba odpovědností bude v celém harmonogramu jasná a neměnná. Energetické společenství bude řídit alokační klíče, datovou vrstvu a reporting a bude zajišťovat komunikaci s dodavateli a distributorem. Obce jako vlastníci výroben budou připravovat a provozovat technologie a budou zajišťovat akceptační zkoušky. ČEZ Distribuce bude provádět nastavení měření, schvalovat připojení a kontrolovat plnění přetokových limitů. Dodavatel bude zajišťovat výkup přebytků a dodávku chybějící energie a bude nést bilanční odpovědnost v rozsahu smluv.

Řízení rizik bude reflektovat závislosti na připojitelnosti, dodacích lhůtách technologií a na stavebních řízeních. Harmonogram bude obsahovat rezervy na technické a administrativní lhůty a bude pracovat s postupnými náběhy výkonu tak, aby nevznikaly překročení exportních limitů a aby se neohrozila kvalita napětí. Každá změna časování bude podložena daty o výrobě a spotřebě a bude promítnuta do alokačních klíčů i do plánů investic.

Tímto nastavením bude dosažena plynulá posloupnost od datové a měřicí připravenosti přes pilotní provoz až po rozšíření portfolia a členství.

11.6 Zhodnocení technické realizovatelnosti doporučeného řešení, limitů a rizik

Technická realizovatelnost doporučeného řešení je vysoká. Opírá se o standardní střešní FVE a účetní sdílení přes EDC v prostředí ČEZ Distribuce. Použité technologie i postupy jsou běžně zavedené, proto nepředpokládáme atypické zásahy do sítě.

Klíčové předpoklady tvoří potvrzená připojitelnost a respektování exportních limitů dle PPDS, přístupné rozpojovací místo pro zásah distributora a schopnost regulace činného a jalového výkonu. V pilotních lokalitách jsou tyto podmínky reálně dosažitelné.

Hlavní limity představují lokální připojitelnost a napěťové poměry na NN, nízká denní spotřeba u části objektů, patnáctiminutová zúčtovací základna bez operativní reakce a sezónní pokles výroby. Tyto faktory mohou snižovat podíl vlastní spotřeby a zvyšovat výkupy.

Nejvýznamnější rizika jsou restriktivní exportní limity, zpoždění zavedení průběhového měření, výpadky dat, chybné nastavení alokačních klíčů, nedostatečná regulace střídačů,

kybernetické incidenty a stavebně technické limity jako statika, zastínění nebo zásah do ZPF. Pravděpodobnost hodnotíme jako střední a dopad jako střední až vysoký podle lokality.

Zmírnění rizik bude stát na konzervativním dimenzování výkonu, řízených zátěžích a cílené akumulaci tam, kde to vychází ekonomicky, na průběžné revizi alokačních klíčů, akceptačních testech včetně ověření reakce na omezení výkonu a kontroly měrných bilancí a na dohledu nad kvalitou dat a řízením přístupů.

Rozhodnutí o dalším rozšiřování doporučujeme při splnění těchto ukazatelů na portfoliu. Úplnost měření bude alespoň 99,5 %. Měsíční bilance bude v toleranci ±1 %. Reakce na omezení výkonu bude do 60 s. Vlastní spotřeba a sdílení budou alespoň 75 % mimo zimní měsíce. Přetoky k výkupu budou dlouhodobě pod 10 % výroby při dodržení limitů distributora. Pokud ukazatele nebudou splněny, bude nutná úprava alokačních klíčů, řízení zátěží nebo snížení výkonů plánovaných instalací.

Závěrem lze konstatovat, že řešení je technicky proveditelné a škálovatelné. Rizika jsou řiditelná systematickým sledováním ukazatelů a průběžnou optimalizací nastavení.

12 NÁVRH ROZVOJE ENERGETICKÉHO SPOLEČENSTVÍ

12.1 Potenciál nových odběrných míst, počet, stručná specifikace, odhad spotřeby

Rozvoj stojí na cíleném připojování odběrných míst, která zvyšují vlastní spotřebu výroby a zlepšují souběh se slunečním profilem. Výběr vychází z provozního profilu během dne a roku, velikosti a stability roční spotřeby, technických vlastností objektu, dostupnosti průběhových dat a smluvního nastavení. Přednost mají místa s odběrem v době výroby. Každému kandidátovi předchází rychlý energetický audit a validace fakturačních dat. Následně se doplní průběhové měření pro finální dimenzování.

Jako vhodná nová odběrná místa se jeví ve Všechovicích budova výletiště s restaurací s roční spotřebou 13 998 kWh a kompaktní střechou přibližně 256 m² vhodnou pro fotovoltaiku. Dále stará škola ve Všechovicích s roční spotřebou 8 262 kWh, kde místní koncepce počítá s instalací FVE a kde lze využít denní provoz vzdělávacích a komunitních aktivit. V Rouském jde o prodejnu smíšeného zboží s trvalým denním odběrem a roční spotřebou 10 162 kWh, která je vhodná pro zásobování sdílenou elektřinou. V Provodovicích se jako perspektivní ukazuje obecní úřad s roční spotřebou 5 176 kWh a s pravidelným pracovním provozem a možností umístit menší FVE. V Opatovicích je kandidátem dům služeb s roční spotřebou 3 890 kWh, který mívá denní odběr a technické podmínky pro střešní instalaci.

Zapojením těchto míst se zvýší schopnost společenství absorbovat výrobu v denních hodinách, zlepší se souběh se slunečním profilem a rozšíří se možnosti sdílení mezi obcemi. Kombinace kulturního, administrativního a maloobchodního provozu přirozeně vyhlazuje denní i sezónní výkyvy a zlepšuje ekonomiku využití vyrobené elektřiny.

12.2 Technické podmínky pro připojení odběrných míst v rámci ES

Nová odběrná místa budou osazena průběhovým měřením s dostupností dat v minimálně patnáctiminutových krocích. Pro zařazení do skupiny sdílení se požaduje měření s dálkovým odečtem a s možností bezpečného poskytování průběhových hodnot třetí straně na základě souhlasu zákazníka. Přístup k datům se umožní prostřednictvím online rozhraní distributora nebo lokálního komunikačního rozhraní elektroměru, které poskytuje okamžité a průběhové hodnoty v krátkých intervalech. Provozovatel odběrného místa zajistí potřebné zařízení pro sběr dat a jeho napojení na energetický management. Podmínkou zařazení je sjednocení obchodní plochy a souhlas držitele smlouvy se sdílením měřených dat. Před připojením se ověří rezervovaný příkon, velikost hlavního jištění a technický stav rozvaděčů a kabeláže. Pokud se uvažuje řízení spotřeby, připraví se rozhraní pro lokální řízení a napojení flexibilních zátěží na centrální systém. V rámci sdílení se nastaví alokační klíč a potvrdí se kompatibilita

s vyúčtovacím systémem včetně způsobu a periodicity předávání průběhových dat. Pro odběratele s větším počtem míst lze využít automatické zasílání naměřených hodnot přes standardizované webové služby podle podmínek distributora.

12.3 Potenciál nových výroben, vhodné plochy, objekty, střechy

Hledání výrobních míst upřednostňuje střechy s kompaktní plochou, orientací na jih, jihovýchod nebo jihozápad a se sklonem mezi 10 a 35 stupni. Důležité je posouzení statiky, stavu krytiny, požárně bezpečnostního řešení a ochrany před bleskem. Tento potenciál byl v území předběžně prověřen zpracováním místních energetických koncepcí. Místní energetická koncepce (MEK) je systematický podklad obce, který shromažďuje fakturační a průběhová data spotřeby, popisuje technický stav a provoz objektů a vyhodnocuje technické a ekonomické možnosti využití obnovitelných zdrojů. Slouží jako prescreening, který zkracuje přípravu projektů a snižuje riziko chybné dimenze. Díky MEK byly vytipovány střechy s vhodnými parametry a se souběhem výroby a spotřeby a byl odhadnut instalovatelný výkon, očekávaná výroba a míra vlastní spotřeby.

12.4 Typ, počet, stručná specifikace výroben, odhad instalovaného výkonu a výroby

Dimenze výroben se upravuje tak, aby součet přetoků do distribuční soustavy a vnitřního sdílení nepřesáhl 20 % roční výroby (konzervativní nastavení). Dimenzování vychází z konzervativního pravidla, že očekávaná roční výroba odpovídá přibližně 60 % roční spotřeby daného objektu. To zvyšuje pravděpodobnost, že nejméně 80 % výroby bude pokryto přímou spotřebou v objektu a zbývající část se pouze v omezené míře sdílí nebo přetéká. Výkony jsou uvedeny jako pracovní návrh s rozsahem pro rozdílné výnosy lokality. Rozsah vychází z orientačního měrného výnosu 950 až 1 100 kWh/kWp·rok.

Všechovice – výletiště s restaurací (spotřeba 13 998 kWh/rok). Navržený výkon přibližně 8,0 kWp s pracovním rozsahem 7,6 až 8,8 kWp. Očekávaná výroba kolem 8,4 MWh/rok. Velikost výrobny vychází z denních špiček restauračního provozu a zvýšené zátěže při společenských akcích. Cílem je pokrýt základní denní odběr a omezit letní přebytky na malé množství využitelné pro sdílení do okolních obecních objektů.

Všechovice – stará škola (spotřeba 8 262 kWh/rok). Navržený výkon přibližně 4,7 kWp s rozsahem 4,5 až 5,2 kWp. Očekávaná výroba kolem 5,0 MWh/rok. Spotřeba se vztahuje výhradně k odběrnému místu obce a zahrnuje společné prostory a prostory ve správě obce. Odběrná místa nájemců v objektu nejsou do uvedené hodnoty započítána. Návrh vychází z denního využití obecních částí a z pravidelného pohybu veřejnosti v objektu, kde je obchod, muzeum a kanceláře. FVE má pokrývat zejména osvětlení, informační a kancelářskou techniku, drobné technologie a provoz zázemí během otevíracích a pracovních hodin. V pracovních

dnech se očekává vysoká shoda výroby a odběru, o víkendech se výroba uplatní při akcích a částečně ve společných technologiích. Přebytky budou vznikat hlavně v letních odpoledních hodinách a využijí se pro sdílení do okolních obecních objektů.

Rouské – prodejna smíšeného zboží (spotřeba 10 162 kWh/rok). Pokud se rozhodne pro vlastní FVE, navržený výkon přibližně 5,8 kWp s rozsahem 5,5 až 6,4 kWp. Očekávaná výroba kolem 6,1 MWh/rok. Návrh vychází z trvalé denní zátěže chladicích a vzduchotechnických zařízení, aby výroba kopírovala otevírací dobu a převážně se spotřebovala na místě. Pokud se vlastní FVE nezřídí, bude prodejna využívat sdílení z FVE na obecním úřadě.

Provodovice – obecní úřad (spotřeba 5 176 kWh/rok). Navržený výkon přibližně 3,0 kWp s rozsahem 2,8 až 3,3 kWp. Očekávaná výroba kolem 3,1 MWh/rok. Zvolený výkon odpovídá kancelářskému provozu v pracovních dnech a nižší zátěži o víkendech. Výroba míří na pokrytí ICT, osvětlení a přípravy teplé vody v době přítomnosti personálu.

Opatovice – dům služeb (spotřeba 3 890 kWh/rok). Navržený výkon přibližně 2,2 kWp s rozsahem 2,1 až 2,5 kWp. Očekávaná výroba kolem 2,33 MWh/rok. Dimenze vychází z denního provozu společných prostor a obecních místností. Nájemnická odběrná místa nejsou součástí této spotřeby. Výroba má pokrýt společné technologie, osvětlení a provoz obecních prostor.

Uvedené výkony a výroby jsou návrhové hodnoty pro projektovou přípravu. Před realizací se dimenze upřesní na základě průběhových dat a technické prohlídky střech a přípojných míst.

12.5 Technické podmínky pro připojení nových výroben

Členství ve společenství nemění technické podmínky připojení, protože nová výrobna musí splnit PPDS a příslušné normy stejně jako každý jiný zdroj. Sdílení probíhá účetně prostřednictvím systému EDC, kde se vyhodnocují patnáctiminutové profily, a fyzické toky elektřiny v síti zůstávají beze změny.

Předběžné ověření zahrnuje posouzení připojitelnosti v místě a stanovení povoleného přetoku včetně možnosti nulového exportu, dále kontrolu, že výrobna i všechna zapojená odběrná místa mají dálkově odečitatelné měření s patnáctiminutovým profilem, a přípravu skupiny v EDC tak, aby byly k dispozici EAN kódy, nastavené role odpovědného účastníka a alokační klíče. Současně se prověří technické parametry výrobny, tedy certifikovaný měnič s ochranou proti ostrovnímu provozu, schopnost řídit činný výkon podle napětí a frekvence a řízení jalového výkonu, a zajistí se bezpečné rozpojovací místo přístupné provozovateli distribuční soustavy.

Základní technické podmínky vyžadují soulad s ČSN EN 50549-1 a -2, Nařízením EU 2016/631, ČSN 33 2000-7-712, ČSN EN 62446-1 a s PPDS. Nastavují se napěťové a frekvenční ochrany včetně omezení výkonu při odchylkách frekvence, kvalita napětí musí splnit limity pro harmonické složky, flickr a nesymetrii a výrobna musí umět řídit účiník nebo pracovat podle křivky Q(U) v rozsahu požadovaném distributorem, který se běžně pohybuje od 0,90 kapacitní do 0,90 indukční. Ostrovní provoz je bez zvláštního povolení zakázán a opětovné připojení po poruše je možné až po stabilitě napětí a frekvence po stanovenou dobu s řízeným náběhem výkonu. Podmínky přetoku vyplývají ze smlouvy o připojení a mohou být stanoveny až na nulový export včetně požadavku na rozhraní pro dálkové omezení činného výkonu a řízení jaloviny. Trvale přístupné rozpadové místo je povinné.

Proces rozšíření probíhá krok za krokem: nejprve se propočte výroba a spotřeba skupiny a nastaví se cílové alokační klíče, poté se pro každou novou výrobnu podá žádost o připojení k distributorovi a vyčká se stanovisko s technickými podmínkami a případnými limity přetoků nebo požadavkem na studii. Následuje instalace a nastavení včetně omezovače přetoků nebo lokální akumulace, provedení revizí a uvedení do provozu s kontrolou rozpadového místa. Současně se aktivuje patnáctiminutový profil měření na všech EAN, v EDC se založí či aktualizuje skupina a nahrají se alokační klíče a v provozu se průběžně sleduje patnáctiminutová bilance a podle potřeby se upravují alokace.

Dokumentace k předání zahrnuje jednopólové schéma a situační plán, technické listy měničů a ochran a jejich platné certifikáty podle EN 50549 a RfG, prohlášení o shodě a dokument výrobního modulu, prokazatelné nastavení ochran a křivek řízení, revizní zprávu a pokud to vyžaduje distributor také studii vlivu na síť. Mezi typická rizika patří nulový export bez funkčního řízení činného výkonu, chybějící patnáctiminutové měření u některého EAN, nebo nedoložené nastavení ochran, které vede k odkladu uvedení do provozu.

12.6 Jiná omezení pro připojení odběrných míst a výroben

Do výběru vstupují majetkoprávní vztahy a dostupnost prostor pro technologie. Posuzuje se statika střech, stáří krytin a nutnost rekonstrukce. U památkově chráněných objektů se provede koordinace se státní památkovou péčí. Pro zemní kabely se vyřeší věcná břemena a ochranná pásma. V budovách s vyšším požárním rizikem se přizpůsobí trasy kabeláže a zvolí se odpovídající kabely a jištění. Na územích se slabší distribuční sítí může být limit pro instalovaný výkon a požadovaná regulační opatření.

12.7 Využití akumulace

V rámci návrhu se nepředpokládá společně využívaná akumulace pro více odběrných míst. Pokud bude na některých budovách instalována baterie, bude dimenzována výhradně pro

potřeby daného objektu. Účelem je převést polední výrobu do odpoledních a večerních hodin, snížit krátkodobé přetoky a udržet vysoký podíl přímé spotřeby na místě. Velikost se stanoví z průběhových dat tak, aby pokryla typické denní špičky a krátké výpadky slunečního svitu bez nutnosti navyšovat připojovací příkon. Řízení navazuje na předpověď výroby a aktuální odběr. Nabíjení probíhá v době přebytků, vybíjení v době zvýšené spotřeby. Sdílení energie z baterií mezi budovami se neplánuje.

12.8 Využití lokální distribuční soustavy, budování sítí

V mikroregionu Záhoran se lokální distribuční soustava nevyskytuje a její budování se neplánuje. Veškeré sdílení elektřiny bude probíhat výhradně v rámci veřejné distribuční soustavy podle platných pravidel provozovatele. Propojování objektů novými kabely mezi budovami se neuvažuje. Návrh proto soustředí opatření na řízení spotřeby, vhodné dimenzování výroben a případnou lokální akumulaci u jednotlivých budov, aby se maximalizovala přímá spotřeba a minimalizovaly přetoky.

12.9 Návrh systému měření a regulace

Systém vychází z průběhových měření v patnáctiminutových intervalech, která jsou soustředěna do centralizovaného energetického managementu, jenž zajišťuje sběr, vyhodnocení a navazující řídicí zásahy. Pro finanční vyúčtování sdílení jsou rozhodující patnáctiminutové profily vedené v systému EDC, zatímco lokálně sbíraná data slouží především k operativnímu řízení a monitoringu. Na výrobně se průběžně sleduje celková výroba, vlastní spotřeba a přetoky do sítě, zatímco na odběrných místech se vyhodnocují odběry po hlavních okruzích a stav jejich provozu. Řídicí jednotka prostřednictvím standardizovaných rozhraní komunikuje s výkonovými měniči a případnými lokálními akumulačními systémy daných budov a převádí rozhodnutí energetického managementu do konkrétních povelů. U vybraných zátěží se zřizuje podružné měření a spínané výstupy, aby bylo možné cíleně přesouvat odběr do doby výroby a omezovat špičky. Naměřená data se ukládají do centrální platformy a průběžně se porovnávají s profily EDC, které tvoří podklad pro účetní sdílení a kontrolu bilancí. Přehledová nástěnka v reálném čase zobrazuje výrobu, odběry, přetoky a stav akumulace včetně klíčových alarmů. Regulace na základě těchto dat zvyšuje vlastní spotřebu a omezuje přetoky, přičemž nezasahuje do fyzických toků v síti a respektuje požadavky provozovatele distribuční soustavy.

12.10 Identifikace potřebného hardware a software, vybavení pro měření, regulaci a sdílení a jejich provozního modelu

Základní hardware tohoto energetického společenství tvoří vybavení na výrobně a na odběrných místech. Na straně výroben jde o střídač s podporou vzdálené regulace výkonu

a jaloviny, ochrany proti ostrovnímu provozu a přepěťové a odpojovací prvky, samostatné měření výroby a rozpojovací místo přístupné provozovateli distribuční soustavy. Na straně odběrů je nutné průběhové měření s dálkovým odečtem v patnáctiminutových krocích, komunikační brána nebo datalogger pro přenos dat, případně omezovač přetoků pro režim bez exportu a jednoduché řídicí moduly pro spínání vybraných zátěží v době výroby.

Plánovaný software staví na využití systému EDC provozovatele distribuční soustavy. V EDC se registrují výrobny i odběrná místa, nastavují se alokační klíče a stahují se patnáctiminutové profily pro průběžnou kontrolu a vyúčtování sdílení. Nad tímto zdrojem dat běží lehká aplikace energetického managementu, která shromažďuje profily, zobrazuje aktuální výrobu a spotřebu, hlídá limity přetoků a připravuje měsíční přehledy a roční podklady. Přístup do EDC a do aplikace je řízený a auditovaný a data se ukládají v zabezpečeném úložišti s pravidelnými zálohami.

Tento rozsah hardware a software pokrývá měření, základní regulaci a účetní sdílení v jednoduchém provozním modelu bez společné akumulace a bez lokální distribuční soustavy.

13 SEZNAM OBRÁZKŮ, TABULEK A GRAFŮ

Obrázek 1: Celkový přehled umístění objektů zapojených do energetického společenství 9
Obrázek 2: Objekty v obci Býškovice 10
Obrázek 3: Objekty v obci Horní Újezd 10
Obrázek 4: Objekty v obci Malhotice 10
Obrázek 5: Objekty v obci Opatovice 11
Obrázek 6: Objekty v obci Paršovice 11
Obrázek 7: Objekty v obci Provodovice 11
Obrázek 8: Objekty v obci Rakov 12
Obrázek 9: Objekty v obci Rouské 12
Obrázek 10: Objekty v obci Všechovice 12
Obrázek 11 Rakov – FVE na budově kulturního domu/obecního úřadu (RAK-01) 44
Obrázek 12: Opatovice – FVE na budově čistírny odpadních vod (OPA-06) 46
Obrázek 13: Paršovice – FVE čistírny odpadních vod (PAR-05) 48

Tabulka 1: Výčet objektů zapojených do založení energetického společenství 7
Tabulka 2: Přehled technických parametrů odběrných míst obcí v objektech 14
Tabulka 3: Přehled způsobů vytápění a ohřevu teplé užitkové vody v budovách 16
Tabulka 4: Roční spotřeba elektřiny v jednotlivých budovách – odběrná místa hrazená obcí 18
Tabulka 5: Podíl spotřeby elektrické energie podle kategorií objektů (2024, přepočet na MWh) 20
Tabulka 6: Spotřeba elektřiny podle jednotlivých obcí 21
Tabulka 7: Přehled budov s odběrem zemního plynu 23
Tabulka 8: Podíl spotřeby zemního plynu podle kategorií objektů (2024, přepočet na MWh) 24
Tabulka 9: Spotřeba zemního plynu podle jednotlivých obcí 26
Tabulka 10: Přehled budov s topením tuhými palivy 29
Tabulka 11: Přehled průměrných cen elektřiny pro jednotlivé složky v letech 2022–2024 33
Tabulka 12: Příslušné indexy změny pro převod na cenovou úroveň 2024 33
Tabulka 13: Celkové náklady za elektřinu po jednotlivých obcích 34
Tabulka 14: Detailní náklady za elektřinu za jednotlivé obce 34
Tabulka 15: Další náklady za 1 rok 38
Tabulka 16: Přehled dalších nákladů po obcích 39
Tabulka 17: Přehled budov s potenciálem vybudování výrobny elektrické energie 49
Tabulka 18: Předpokládaná instalace FVE na budovách s potenciálem vybudování výrobny elektrické energie 52
Tabulka 19: Předpokládaná cena instalace FVE bez DPH 52
Tabulka 21 Výroba elektřiny v kWh/rok od předpokládaného roku uvedení FVE do provozu 63
Tabulka 22: Bilance spotřeby budov a výroby elektřiny z FVE v kWh/rok 64

Tabulka 23: Měsíční rozpad výroby a spotřeby 65
Tabulka 24: Měsíční rozpad výroby a spotřeby v procentuálních poměrech 66
Tabulka 25: Referenční měsíční náklady na energii z cizích výroben 67
Tabulka 26: Měsíční objemy k výkupu po rozšíření ES.....68
Tabulka 27: Výnosy při fixní výkupní ceně.....69
Tabulka 28: Pilotní FVE 83

Graf 1 Spotřeba elektrické energie podle kategorií objektů (2024) 20
Graf 2 Spotřeba elektrické energie podle jednotlivých obcí 22
Graf 3 Podíl spotřeby zemního plynu podle kategorií objektů (2024).....25
Graf 4 Spotřeba plynu podle jednotlivých obcí 26
Graf 5 Bilance odhadované roční výroby a spotřeby elektřiny (MWh).....62

Zadavatel:

Dobrovolný svazek obcí mikroregionu ZÁHORAN
Všechovice 40,
753 53, Všechovice

Zpracovatel:

GM creative s.r.o.
Příkop 843/4, 602 00 Brno
+420 774 579 973
ales@calabek.cz

2. část

Ekonomická studie proveditelnosti

Dílo bylo financováno z prostředků Evropské unie z fondu Next Generation EU, Národní plán obnovy.

V Olomouci, 10/2025

OBSAH EKONOMICKÉ STUDIE PROVEDITELNOSTI

ÚVOD 6

1 ANALYTICKÁ ČÁST STÁVAJÍCÍHO STAVU 8

1.1 PRŮZKUM POTENCIÁLU JEDNOTLIVÝCH SUBJEKTŮ PRO ZAPOJENÍ DO ENERGETICKÉHO SPOLEČENSTVÍ 8

1.1.1 Ochota vstupu do energetického společenství 8

1.1.2 Investiční možnosti jednotlivých členů 11

1.1.3 Dotační možnosti 13

1.1.4 Úvěrové možnosti 14

1.2 ENERGETICKÁ BILANCE 16

1.2.1 Datová základna a metodika 16

1.2.2 Celkový energetický profil mikroregionu 16

1.2.3 Analýza nákladů a tarifní struktura 17

1.2.4 Koncentrace spotřeby – klíčoví spotřebitelé 18

1.2.5 Identifikované strukturované anomálie 19

1.2.6 Současná energetická bilance mikroregionu (rok 2024) 20

2 NÁVRHOVÁ ČÁST VZNIKU ES PŘI STÁVAJÍCÍM STAVU 21

2.1 ANALÝZA DOPADŮ CEN ENERGIÍ NA EKONOMIKU SUBJEKTŮ 21

2.1.1 Účel a vymezení analýzy 21

2.1.2 Výstupy a metodika cenových scénářů 21

2.1.3 Dopady cenových změn na celé energetické společenství 22

2.1.4 Dopady cenových změn podle jednotlivých obcí 23

2.1.5 Přehled plánovaných energetických opatření 24

2.1.6 Propojení cenových dopadů s investičními plány 24

2.2 NÁKLADY SPOTŘEBY VŠECH OBJEKTŮ 25

2.2.1 Současná struktura nákladů podle objektů 25

2.2.2 Analýza koncentrace nákladů (Pareto analýza) 26

2.2.3 Kategorizace objektů podle optimalizačního potenciálu 27

2.2.4 Identifikace a řešení nákladových anomálií 28

2.3 PRŮZKUM POTENCIÁLU NOVÝCH ENERGETICKÝCH MOŽNOSTÍ 30

2.3.1 Technické možnosti FVE (na základě technické studie) 30

2.3.2 Ekonomické zhodnocení investičních příležitostí 31

2.3.3 Náklady na projekční a schvalovací činnost 32

2.3.4 Využití FVE pro napájení zdrojů tepla (doplňková možnost) 33

2.3.5 Akumulační systémy 34

2.4 NÁVRH EKONOMICKÉHO MODELU SDÍLENÍ ENERGIE PŘI STÁVAJÍCÍM STAVU 35

2.4.1 Koordinovaný nákup a tarifní optimalizace bez vlastní výroby 35

2.4.2 Model alokace nákladů a úspor 36

2.5 OPTIMALIZACE ENERGETICKÉ BILANCE 38

3 NÁVRHOVÁ ČÁST PRO DALŠÍ ROZVOJ ES 39

3.1 STANOVENÍ CÍLŮ A PLÁNU PRO DOSAŽENÍ TĚCHTO CÍLŮ 39

3.1.1 Strategické cíle energetického společenství 40

3.1.2 Cíle v oblasti výroby z obnovitelných zdrojů 40

3.1.3 Ekonomické cíle a návratnost investic 41

3.1.4 Rámcový plán pro dosažení cílů. 41

3.2 NÁVRH EKONOMICKÝCH INDIKÁTORŮ 42
3.3 NÁVRH EKONOMICKÉHO MODELU SDÍLENÍ ENERGIE PŘI NÁVRHOVÉM STAVU 44
3.3.1 Model s vlastní výrobou z FVE 44
3.3.2 Vnitřní cena sdílené elektřiny a vyúčtování 45
3.3.3 Alokace sdílení a datová základna 47
3.3.4 Ostatní 48
4 ANALÝZA NÁKLADŮ A VÝNOSŮ PO DOBU EKONOMICKÉ ŽIVOTNOSTI INVESTIC 49
4.1 DEFINICE PODSTATY PROJEKTU 49
4.1.1 Charakteristika projektu založení ES 49
4.1.2 Časový horizont hodnocení (20 let) 50
4.2 VOLBA VARIANTY PROJEKTU NA ZÁKLADĚ TECHNICKÉ A EKONOMICKÉ ANALÝZY 52
4.3 VYMEZENÍ STRUKTURY BENEFICIENTŮ 53
4.3.1 Přímí beneficienti (9 obcí, 31 objektů) 53
4.3.2 Nepřímí beneficienti 55
4.4 STANOVENÍ INVESTIČNÍ A NULOVÉ VARIANTY 56
4.4.1 Nulová varianta (status quo) 56
4.4.2 Investiční varianta s FVE 57
4.4.3 Rozdíly mezi variantami 58
4.5 VÝBĚR A KVANTIFIKACE HODNOCENÝCH NÁKLADŮ A VÝNOSŮ 58
4.5.1 Investiční náklady 58
4.5.2 Provozní náklady 59
4.5.3 Úspory z vlastní výroby 60
4.5.4 Příjmy z výkupu přebytků 61
4.5.5 Souhrn ekonomických toků 62
4.6 IDENTIFIKACE DOPLŇKOVÝCH NEPENĚŽNÍCH NÁKLADŮ A VÝNOSŮ 63
4.6.1 Environmentální přínosy (CO2, lokální znečištění) 63
4.6.2 Sociální efekty (energetická nezávislost) 64
4.7 VOLBA INDIKÁTORŮ A OCENĚNÍ NEPENĚŽNÍCH NÁKLADŮ A VÝNOSŮ A JEJICH PŘEVOD NA HOTOVOSTNÍ TOKY 65
4.8 STANOVENÍ DISKONTNÍ SAZBY 66
4.8.1 Metodika (4% pro veřejný sektor) 66
4.8.2 Zdůvodnění 67
4.9 VÝPOČET KRITERIÁLNÍCH UKAZATELŮ 69
4.9.1 NPV (čistá současná hodnota) 69
4.9.2 IRR (vnitřní výnosové procento) 70
4.9.3 Doba návratnosti 71
4.9.4 Souhrnné hodnocení kriteriálních ukazatelů 72
4.10 CITLIVOSTNÍ ANALÝZA 72
4.10.1 Referenční scénář a metodika 72
4.10.2 Jednofaktorové citlivosti 74
4.10.3 Kombinované scénáře a diskont 75
4.10.4 Shrnutí a break-even 77
4.11 POSOUZENÍ PROJEKTU NA ZÁKLADĚ VYPOČTENÝCH KRITERIÁLNÍCH UKAZATELŮ, NEOCENITELNÝCH EFEKTŮ A CITLIVOSTNÍ ANALÝZY 77
4.11.1 Syntéza ekonomických ukazatelů 78
4.11.2 Hodnocení neocenitelných efektů 78
4.11.3 Výsledky citlivostní analýzy v kontextu rozhodování 79
4.11.4 Strategické přínosy pro rozvoj regionu 80
4.11.5 Závěrečné hodnocení a doporučení 81

4.12 ROZHODNUTÍ O PŘIJATELNOSTI A FINANCOVÁNÍ INVESTICE 82
4.12.1 Stanovisko k ekonomické přijatelnosti projektu 82
4.12.2 Optimální struktura financování 83
4.12.3 Harmonogram realizace a čerpání zdrojů 84
4.12.4 Řízení finančních rizik 85
4.12.5 Závěrečné rozhodnutí a doporučení 86
4.13 ZÁVĚREČNÉ VYHODNOCENÍ EKONOMICKÉ PROVEDITELNOSTI, VOLBA EKONOMICKÉHO MODELU 87
4.13.1 Souhrnné ekonomické hodnocení 87
4.13.2 Optimální ekonomický model energetického společenství 88
4.13.3 Závěrečné stanovisko k ekonomické proveditelnosti 88

5 MODEL NAKLÁDÁNÍ SE ZISKEM ES 89

5.1 OČEKÁVANÝ VÝVOJ CEN ENERGIÍ (HRUBÝ ODHAD DLE AKTUÁLNÍHO VÝVOJE TRHU) 90
5.2 OČEKÁVANÝ ZISK A ČASOVÝ HORIZONT 93
5.2.1 Struktura ekonomických toků 93
5.2.2 Projekce zisku v časovém horizontu 94
5.3 MODEL ROZDĚLENÍ ZISKU 95
5.4 VYHODNOCENÍ SOULADU VYUŽITÍ ZISKU SE STANOVAMI A PRÁVNÍMI OMEZENÍMI ENERGETICKÉHO SPOLEČENSTVÍ 96

6 VYHODNOCENÍ EKONOMICKÉHO POTENCIÁLU VZNIKU, FUNGOVÁNÍ A ROZVOJE ES 97

6.1 VYHODNOCENÍ PŘEDEŠLÝCH ČÁSTÍ EKONOMICKÉ STUDIE PROVEDITELNOSTI VČETNĚ VYHODNOCENÍ VÝSTUPŮ OPTIMALIZACE ENERGETICKÉ BILANCE 98
6.2 VÝBĚR OPTIMÁLNÍ VARIANTY VZNIKU A DALŠÍHO ROZVOJE ES 99
6.3 ZÁVĚREČNÉ STANOVISKO EXISTENCE REÁLNÉHO EKONOMICKÉHO POTENCIÁLU VZNIKU ES 100

7 SEZNAM TABULEK 102

ÚVOD

Ekonomická studie proveditelnosti pro Dobrovolný svazek obcí mikroregionu „Záhoran“ (zkráceně Mikroregion Záhoran) byla zpracována v rámci Národního programu Životní prostředí z prostředků Národního plánu obnovy, výzvy č. 7/2023: Zakládání energetických společenství. Cílem je kvantifikovat ekonomický potenciál vzniku energetického společenství, navrhnout finančně udržitelný model jeho fungování a vyhodnotit podmínky, za nichž bude dlouhodobě přínosné pro členské obce i obyvatele regionu.

Studie vychází z inventarizace obecního majetku a z fakturačních a provozních dat za definované referenční období. Na základě těchto podkladů jsou popsány profily spotřeby a struktura nákladů v obecních objektech, identifikovány existující výrobny energie a vyhodnoceny jejich parametry, a následně navrženy a ekonomicky posouzeny nové výrobní zdroje s důrazem na fotovoltaické elektrárny. Součástí je posouzení připojení, měření a regulace, nastavení sdílení energie a případné akumulace, a také harmonogram zavádění opatření v návaznosti na technické možnosti a rozpočtové kapacity obcí.

Metodika ekonomického hodnocení pracuje s reálnými cenami, dvacetiletým hodnoticím horizontem a reálnou diskontní sazbou 4 %. Peněžní toky zahrnují pořizovací výdaje a plánované reinvestice, provozní náklady a přínosy z vlastní výroby a sdílení energie. Hodnocení využívá standardní kriteriální ukazatele (NPV, IRR, prostou a diskontovanou dobu návratnosti, index ziskovosti), doplněné citlivostní analýzou a kombinovanými scénáři, které prověřují robustnost závěrů vůči změnám klíčových vstupů. Všechny vstupy a výpočty jsou nastaveny tak, aby byly opakovatelné a transparentní.

Teritoriálně se studie vztahuje na území mikroregionu v západní části okresu Přerov. Zahrnuje obce Býškovice, Horní Újezd, Malhotice, Opatovice, Paršovice, Provodovice, Rakov, Rouské a Všechovice. Území má venkovský charakter se soustředěnou zástavbou v mírně zvlněném terénu a příznivým solárním potenciálem, což předurčuje vhodnost fotovoltaických instalací na obecních objektech. Primárním předmětem posouzení jsou budovy a další majetek obcí a svazku. Zapojení dalších subjektů se předpokládá v navazujících etapách rozvoje společenství.

Institucionální rámec vychází z pojetí energetického společenství jako zapsaného spolku, jehož účelem je poskytovat environmentální, hospodářské a sociální přínosy členům a území, kde působí. Fotovoltaické elektrárny jsou v modelu vlastnictví obcí, zatímco spolek zajišťuje sdílení, měření, vyúčtování a energetický management. Tomu odpovídá i oddělení peněžních toků: úspory a případné výnosy z provozu obecních technologií zůstávají obcím, zatímco příjmy spolku tvoří členské příspěvky a transparentně nastavené servisní poplatky. Tento model je

v souladu se stanovami a s právním rámcem a umožňuje postupné zvyšování míry vlastní spotřeby prostřednictvím jednotných pravidel a datově řízeného provozu.

Následující kapitoly navazují na popis výchozího stavu, rozpracovávají optimalizaci energetické bilance bezinvestičními i investičními opatřeními, předkládají návrh a ekonomické hodnocení fotovoltaických zdrojů a sdílení, a uzavírají se syntézou ekonomické proveditelnosti, volbou ekonomického modelu a pravidly pro dlouhodobý rozvoj energetického společenství.

Tabulka 1: Výčet objektů zapojených do založení energetického společenství

Kód budovy	Obec	Název budovy	Adresa	EAN
BYS-01	Býškovice	Obecní dům	Býškovice 76	EAN859192400505871261
HOÚ-01	Horní Újezd	Obecní úřad, pohostinství, kulturní dům	Horní Újezd 83	EAN859182400505871650, EAN859182400505871643
HOÚ-02	Horní Újezd	Hasičská zbrojnice	Horní Újezd 14	EAN859182400505871544
HOÚ-03	Horní Újezd	Budova staré školy	Horní Újezd 75	EAN859182400505871636
HOÚ-04	Horní Újezd	Mateřská škola	Horní Újezd 100	EAN859182400505871674, EAN859182400505871667
MAL-01	Malhotice	Obecní úřad	Malhotice 1	EAN859182400505149551
MAL-02	Malhotice	Lidový dům	Malhotice 11	EAN859182400505149582
MAL-03	Malhotice	Hasičská zbrojnice	Malhotice 57	EAN859182400505149629
MAL-04	Malhotice	Bytový dům sociálního bydlení	Malhotice 87	EAN859182400505107391
OPA-01	Opatovice	Obecní úřad	Hlavní 170	EAN859182400505149384
OPA-02	Opatovice	Základní škola	Hlavní 83	EAN859182400505149000
OPA-03	Opatovice	Hasičská zbrojnice	Hlavní 149	EAN859182400505149438
OPA-04	Opatovice	Lidový dům	Hlavní 108	EAN859182400505149285
OPA-05	Opatovice	Mateřská škola	Záhorská 159	EAN859182400505149000
OPA-06	Opatovice	ČOV	Bez č.p.	EAN859182400505149452
PAR-01	Paršovice	Obecní úřad	Paršovice 98	EAN859182400505149834
PAR-02	Paršovice	Sokolovna	Paršovice 70	EAN859182400505149728
PAR-03	Paršovice	Hasičská zbrojnice	Paršovice 91	EAN859182400505149766
PAR-04	Paršovice	Základní škola	Paršovice 59	EAN859182400505149711
PAR-05	Paršovice	ČOV	Bez č.p.	EAN859182400511394143
PAR-06	Paršovice	Mateřská škola	Paršovice 73	EAN859182400505149742

PRO-01	Provodovice	Požární zbrojnice a pohostinství	Provodovice 51	EAN859182400505871766
RAK-01	Rakov	Kulturní dům	Rakov 34	EAN859182400505149902
RAK-02	Rakov	Budova bývalé školy	Rakov 25	EAN859182400505149896
RAK-03	Rakov	Požární zbrojnice	Rakov 144	EAN85982400505149919
ROU-01	Rouské	Obecní úřad, kulturní dům	Rouské 64	EAN859182400505871810
ROU-02	Rouské	Dům pro seniory	Rouské 18	EAN859182400505871773
VŠE-01	Všechovice	Hasičská zbrojnice	Všechovice 147	EAN859182400505871056
VŠE-02	Všechovice	Obecní úřad	Všechovice 17	EAN859182400505870882, EAN 859182400505870875
VŠE-03	Všechovice	Kulturní dům	Všechovice 151	EAN859182400505871070
VŠE-04	Všechovice	Základní škola	Všechovice 88	EAN859182400505871018

Zdroj: Vlastní zpracování

1 ANALYTICKÁ ČÁST STÁVAJÍCÍHO STAVU

1.1 Průzkum potenciálu jednotlivých subjektů pro zapojení do energetického společenství

1.1.1 Ochota vstupu do energetického společenství

Ochota vstupu do energetického společenství (zkráceně ES) v Mikroregionu Záhoran je podložena formálními závazky všech devíti členských obcí, které potvrdily svůj zájem prostřednictvím Memoranda o spolupráci ze dne 24.01.2024. Signatáři memoranda – obce Malhotice, Opatovice, Horní Újezd, Býškovice, Všechovice, Rouské, Rakov, Provodovice a Paršovice, které jsou součástí Dobrovolného svazku obcí mikroregionu „Záhoran“, vytvořili právní základ pro vznik Energetického společenství Mikroregionu Záhoran, z. s., jehož územní působnost přesně odpovídá hranicím Mikroregionu Záhoran.

Memorandum stanovuje nejen základní principy spolupráce, ale obsahuje i konkrétní souhlasy členů k poskytování relevantních údajů potřebných pro přípravu a provoz ES. Tímto způsobem se deklaratorní ochota transformuje do praktických opatření zahrnujících sdílení energetických dat, koordinaci investičních záměrů a společné plánování technických řešení.

Ekonomické motivace tvoří hlavní hybnou sílu ochoty obcí zapojit se do ES. Analýza současných energetických nákladů identifikovala významný potenciál úspor při celkových ročních výdajích 1,425 mil. Kč bez DPH za elektrickou energii napříč 31 obecními objekty

s celkovou roční spotřebou 297,973 MWh. Tento objem nákladů vytváří prostor pro dosažení úspor prostřednictvím sdílení energie v rámci lokální soustavy, optimalizace nákupních cen elektrické energie díky koordinovanému postupu a snížení nákladů na vytápění a ohřev teplé vody implementací obnovitelných zdrojů. Strategické motivace zahrnují zvýšení energetické soběstačnosti regionu a posílení odolnosti vůči volatilitě cen energií na trhu. Obce si uvědomují, že individuální přístupy k energetické efektivitě mají omezený dopad, zatímco koordinovaná implementace v rámci ES může generovat synergie a úspory z rozsahu nedosažitelné pro jednotlivé subjekty.

Silným faktorem podporujícím ochotu vstupu je dlouhodobá tradice vzájemné spolupráce obcí v rámci Mikroregionu Záhoran. Tato zkušenost s kolektivním rozhodováním a společným plánováním rozvojových projektů vytváří příznivé prostředí pro implementaci komplexnějšího projektu, jakým je energetické společenství. Fungující mechanismy koordinace na úrovni mikroregionu již prokázaly svou účinnost při realizaci společných projektů, což snižuje rizika spojená s řízením ES a zvyšuje důvěru obcí v úspěšnost záměru. Politická podpora byla formálně vyjádřena na úrovni obecních zastupitelstev, což zajišťuje demokratickou legitimitu celého projektu a stabilitu rozhodování i při případných změnách v politickém vedení obcí.

Ochota vstupu je podpořena konkrétní identifikací 31 municipálních objektů pro vstupy technicko-ekonomického posouzení. Tento přístup „od objektu k systému“ umožňuje realistické plánování investic a postupnou implementaci podle finančních možností jednotlivých obcí. Členské obce prokázaly investiční připravenost prostřednictvím alokace vlastních zdrojů na přípravu projektové dokumentace a vypracování studií proveditelnosti. Zároveň projevily ochotu využít dostupné dotační programy a případně i úvěrové financování pro realizaci energetických investic. Technická připravenost je dokumentována dostupností relevantních energetických dat z období minimálně 12 měsíců, což umožňuje přesnou kalkulaci spotřeby, nákladů a potenciálních úspor.

Memorandum o spolupráci vytváří závazky, které přesahují pouhé vyjádření ochoty a zahrnují koordinaci investičních plánů v oblasti energetiky na úrovni mikroregionu, společné zadávání zakázek pro zvýšení efektivity nakupování energie a technologií, sdílení expertízy mezi členskými obcemi a společný monitoring a vyhodnocování výkonnosti ES. Tímto způsobem se ochota vstupu překlápí do strukturované součinnosti, která vytváří předpoklady pro stabilní a efektivní fungování energetického společenství v dlouhodobém horizontu.

Kromě zakládajících členů z řad obcí byla v rámci přípravné fáze projektu identifikována významná ochota vstupu do energetického společenství ze strany podnikatelského sektoru. Jednání s potenciálními členy z řad místních podniků potvrdila vysoký zájem o participaci na komunitní energetice a sdílení vyrobené energie. Tento zájem vychází jak z ekonomických motivací spojených s rostoucími cenami energie, tak ze strategických důvodů souvisejících s dekarbonizací a společenskou odpovědností firem.

Společnost RenoFarma Záhoran, a.s. se sídlem ve Všechovicích představuje nejvýznamnějšího potenciálního člena z podnikatelského sektoru. Tato společnost již realizovala vlastní fotovoltaickou elektrárnu o instalovaném výkonu 84 kWp a projevila konkrétní zájem o aktivní účast v energetickém společenství po jeho formálním založení. Ochota vstupu této společnosti je motivována možností rozšíření stávajících výrobních kapacit, přístupem k mechanismům sdílení energie a synergickými efekty vyplývajícími ze společné koordinace energetického hospodaření. Společnost disponuje dalšími střešními plochami a pozemky vhodnými pro instalaci dodatečných fotovoltaických kapacit, což vytváří potenciál pro významné posílení výrobní základny energetického společenství.

Společnost DRÁT - HM s.r.o. se sídlem v Opatovicích vyjádřila zájem o členství v energetickém společenství v souvislosti s plánovanou instalací vlastní fotovoltaické elektrárny. Současné omezení v podobě nezajištěného připojení k distribuční síti může být efektivně vyřešeno prostřednictvím mechanismů komunitního sdílení energie v rámci energetického společenství. Ochota této společnosti vstoupit do ES je posilována možností překonání technických bariér individuálního připojení a přístupem k výhodám koordinovaného energetického managementu.

ZAPE spol. s.r.o., rovněž se sídlem v Opatovicích, představuje specifický typ potenciálního člena jako velkoodběratel elektrické energie. Zájem této společnosti o členství v energetickém společenství vychází především z možnosti diverzifikace zdrojů energie a přístupu k lokálně vyrobené zelené elektřině. Jako významný spotřebitel může tato společnost zajistit vysokou míru využití vyrobené energie z fotovoltaických systémů ES, což pozitivně ovlivní ekonomickou efektivitu celého projektu.

Společnost OMIS s.r.o. působící ve Všechovicích disponuje výrobně-skladovacím areálem s vhodnými podmínkami pro instalaci fotovoltaických systémů. Ochota této společnosti ke vstupu do energetického společenství je podpořena možností využití dosud nevyužitých střešních ploch pro výrobu elektřiny a participace na ekonomických výhodách komunitní energetiky. Připravenost společnosti k jednáním signalizuje pozitivní přístup k inovativním formám energetického hospodaření.

Identifikovaná ochota vstupu potenciálních členů z podnikatelského sektoru významně rozšiřuje perspektivy rozvoje energetického společenství. Diverzifikace členské základny o subjekty s různými spotřebními profily, výrobními možnostmi a technickými kapacitami vytváří předpoklady pro robustní a ekonomicky efektivní fungování ES. Kombinace veřejného sektoru reprezentovaného obcemi a soukromého sektoru zastoupeného místními podniky představuje optimální model pro maximalizaci synergických efektů komunitní energetiky.

1.1.2 Investiční možnosti jednotlivých členů

Posouzení investiční kapacity jednotlivých obcí vychází ze systematické analýzy veřejně dostupných dat z Monitoru státní pokladny za rok 2024. Hodnocení je založeno na třech klíčových ukazatelích, které spolehlivě charakterizují finanční zdraví a investiční potenciál obecních rozpočtů.

Podíl kapitálových výdajů na celkových výdajích poskytuje informaci o současné investiční aktivitě obce. Obce s podílem nižším než 10 % vykazují nízkou investiční aktivitu, hodnoty mezi 10 % až 20 % indikují střední úroveň, zatímco obce s více než 20% podílem kapitálových výdajů demonstrují vysokou investiční aktivitu. Saldo běžného rozpočtu, vyjádřené relativně k běžným příjmům, odráží schopnost obce generovat přebytky pro financování investic. Záporné saldo signalizuje problematickou finanční pozici, kladné saldo do 10 % představuje střední kapacitu a saldo převyšující 10 % indikuje vysokou finanční kapacitu. Zadluženost obce, měřená jako dluh na obyvatele, se klasifikuje podle prahových hodnot – více než 15 000 Kč na obyvatele odpovídá vysokému zadlužení, pásmo 5 000–15 000 Kč střednímu zadlužení a méně než 5 000 Kč nízkému zadlužení.

Tabulka 2: Data pro zhodnocení investičních možností členů ES

Obec	Celkové výdaje (Kč)	Kapitálové výdaje (Kč)	Podíl kapac. výdajů
Malhotice	8 608 317	567 833	6,60 %
Opatovice	21 578 281	3 354 171	15,54 %
Horní Újezd	13 807 645	6 928 938	50,18 %
Býškovice	7 054 393	284 900	4,04 %
Všechovice	38 534 141	13 482 800	34,99 %
Rouské	8 417 490	3 950 500	46,93 %
Rakov	13 371 907	5 357 933	40,07 %
Provodovice	5 033 357	2 275 940	45,22 %
Paršovice	10 384 726	986 695	9,50 %
Obec	**Běžné příjmy (Kč)**	**Běžné výdaje (Kč)**	**Saldo běžného rozpočtu**
Malhotice	11 165 212	8 040 484	27,99 %
Opatovice	20 819 122	18 224 110	12,46 %
Horní Újezd	13 012 459	6 878 707	47,14 %
Býškovice	9 516 527	6 769 493	28,87 %
Všechovice	27 450 665	25 051 341	8,74 %
Rouské	7 612 842	5 458 153	28,30 %
Rakov	13 221 942	8 013 974	39,39 %
Provodovice	5 149 104	2 757 416	46,45 %
Paršovice	11 827 673	9 398 031	20,54 %

Obec	Celkový dluh (Kč)	Počet obyvatel (os.)	Dluh na obyvatele (Kč)
Malhotice	999 354	359	2 784
Opatovice	2 398 209	804	2 983
Horní Újezd	2 331 290	424	5 498
Býškovice	10 584 258	373	28 376
Všechovice	32 077 187	900	35 641
Rouské	627 345	270	2 324
Rakov	8 677 675	409	21 217
Provodovice	357 775	162	2 208
Paršovice	783 863	388	2 020

Zdroj: Monitor státní pokladny, období 2024

Aplikace těchto kritérií na portfolio devíti obcí odhaluje značnou diverzitu investičních možností. Malhotice vykazují nízký podíl kapitálových výdajů ve výši pouze 6,60 %, ale současně disponují silným provozním saldem 27,99 % při nízkém dluhu na obyvatele, což jim umožňuje postupné navyšování investic bez nutnosti nového zadlužení. Opatovice dosahují střední investiční aktivity 15,54 % s provozním saldem 12,46 % a nízkou zadlužeností, což představuje solidní kapacitu pro spoluúčast na projektech energetického společenství.

Horní Újezd se vyznačuje velmi vysokými investicemi ve výši 50,18 % a výjimečným provozním saldem 47,14 %, přičemž dluh na obyvatele zůstává na střední úrovni. Tato kombinace indikuje vysokou investiční kapacitu s nutností opatrnosti při dalším zadlužení. Býškovice představují specifický případ s nízkými investicemi 4,04 %, ale současně s velmi vysokým dluhem na obyvatele, což omezuje jejich kapacitu na dotační financování a spoluúčast z provozních přebytků.

Všechovice vykazují vysoké investice 34,99 %, ale současně pouze 8,74% provozní saldo při velmi vysokém dluhu na obyvatele. Tato kombinace indikuje nízkou kapacitu v nejbližších letech a nutnost postupné realizace projektů. Rouské dosahují vysokých investic 46,93 % se silným provozním saldem 28,30 % a nízkým dluhem, což představuje vysokou kapacitu omezenou pouze velikostí obecního rozpočtu.

Rakov kombinuje vysoké investice 40,07 % s výjimečným provozním saldem 39,39 %, ale současně nese vysoký dluh na obyvatele. Tato situace naznačuje smíšený profil, kde jsou nové úvěry nevhodné a je třeba spoléhat na dotační zdroje a vlastní přebytky. Provodovice vykazují velmi vysoké investice 45,24 % s mimořádně silným provozním saldem 46,45 % a nízkým dluhem, což představuje vysokou kapacitu v absolutních částkách odpovídajících velikosti obce. Paršovice dosahují nízkých až středních investic 9,50 % s provozním saldem 20,54 % a nízkým dluhem, což indikuje střední až vysokou kapacitu s prostorem pro navýšení investiční aktivity.

1.1.3 Dotační možnosti

Analýza dotačních možností vychází z metodiky odhadu roční vlastní spoluúčasti, která představuje klíčový parametr pro stanovení maximálního objemu dotovaných investic. Metodika zohledňuje skutečnou finanční situaci obcí včetně jejich zadluženosti a potřeby udržet provozní stabilitu.

Výpočet vlastní spoluúčasti začíná stanovením salda běžného rozpočtu jako rozdílu mezi běžnými příjmy a běžnými výdaji. Pro zajištění finanční stability obce se od tohoto salda odečítá sedmiprocentní rezerva na provoz, vypočítaná z běžných příjmů. Výsledná částka se dále upravuje koeficientem podle kategorie zadlužení na obyvatele. Obce s nízkým zadlužením do 5 000 Kč na obyvatele získávají koeficient 1,0, obce se středním zadlužením 5 000–15 000 Kč koeficient 0,8 a obce s vysokým zadlužením nad 15 000 Kč koeficient 0,6.

Aplikace této metodiky na portfolio obcí poskytuje konkrétní odhady kapacit pro spolufinancování, jak dokumentuje následující tabulka:

Tabulka 3: Kapacita spolufinancování a potenciál dotovaných investic obcí

Obec	**Malhotice**	**Opatovice**	**Horní Újezd**
Odhad CF (Kč)	2 343 163	1 137 673	4 178 304
Investice při 50 % (Kč)	4 686 326	2 275 347	8 356 608
Investice při 70 % (Kč)	7 810 544	3 792 245	13 927 680
CF/obyv. (Kč)	6 527	1 415	9 854
Dluh/obyv. (Kč)	2 784	2 983	5 498
Korekce dle dluhu	×1,0 (nízký)	×1,0 (nízký)	×0,8 (střední)
Obec	**Býškovice**	**Všechovice**	**Rouské**
Odhad CF (Kč)	1 248 526	286 666	1 621 790
Investice při 50 % (Kč)	2 497 053	573 333	3 243 580
Investice při 70 % (Kč)	4 161 754	955 555	5 405 967
CF/obyv. (Kč)	3 347	319	6 007
Dluh/obyv. (Kč)	28 376	35 641	2 324
Korekce dle dluhu	×0,6 (vysoký)	×0,6 (vysoký)	×1,0 (nízký)
Obec	**Rakov**	**Provodovice**	**Paršovice**
Odhad CF (Kč)	2 569 459	2 031 251	1 601 705
Investice při 50 % (Kč)	5 138 918	4 062 501	3 203 410
Investice při 70 % (Kč)	8 564 864	6 770 836	5 339 016
CF/obyv. (Kč)	6 282	12 539	4 128
Dluh/obyv. (Kč)	21 217	2 208	2 020
Korekce dle dluhu	×0,6 (vysoký)	×1,0 (nízký)	×1,0 (nízký)

Zdroj: Monitor státní pokladny, období 2024, vlastní zpracování

Při vzájemném srovnání vychází v absolutní kapacitě po zohlednění dluhové korekce nejlépe Horní Újezd. I přes koeficient 0,8 drží roční disponibilní spoluúčast okolo 3,34 mil. Kč, což odpovídá investicím zhruba 6,69 mil. Kč při 50% podpoře a přibližně 11,14 mil. Kč při 70% podpoře. V relaci k velikosti obce dominuje Provodovice s nejvyšší spoluúčastí na obyvatele 12 539 Kč a nízkým dluhem. Roční spoluúčast 2,03 mil. Kč je plně využitelná a umožňuje investice asi 4,06 mil. Kč při 50% a 6,77 mil. Kč při 70% podpoře. Malhotice kombinují

nadprůměrnou absolutní kapacitu 2,34 mil. Kč, nízký dluh a solidní hodnotu na obyvatele 6 527 Kč. Investiční potenciál dosahuje přibližně 4,69 mil. Kč při 50% a 7,81 mil. Kč při 70% podpoře, takže patří mezi tahouny s nízkým rizikem.

Vyvážený profil vykazují také Rouské a Paršovice. Obě obce mají nízký dluh, roční spoluúčasti 1,62 a 1,60 mil. Kč a na obyvatele 6 007 a 4 128 Kč. Z pohledu dotovaných investic jde o prostor okolo 3,24 a 3,20 mil. Kč při 50% podpoře a zhruba 5,41 a 5,34 mil. Kč při 70% podpoře. Rakov působí silně v hrubých číslech i na obyvatele 6 282 Kč, nicméně vysoké zadlužení s koeficientem 0,6 snižuje disponibilní spoluúčast na přibližně 1,54 mil. Kč ročně. Reálně to znamená investice kolem 3,08 mil. Kč při 50% a asi 5,14 mil. Kč při 70% podpoře. Býškovice jsou na tom podobně. Vysoký dluh sráží roční kapacitu z 1,25 mil. Kč na efektivních 0,75 mil. Kč a investice tím klesají k 1,50 mil. Kč při 50% a přibližně 2,50 mil. Kč při 70% podpoře. Opatovice mají nízké zadlužení, ale i nízkou absolutní kapacitu 1,14 mil. Kč a na obyvatele 1 415 Kč, takže jsou vhodné spíše pro menší kroky a postupné navyšování. Všechovice jsou aktuálně nejvíce limitované. Vysoký dluh sráží roční spoluúčast na zhruba 0,17 mil. Kč a investiční potenciál na přibližně 0,34 mil. Kč při 50% a asi 0,57 mil. Kč při 70% podpoře.

Za lídry pro rychlý rozběh lze označit Horní Újezd a Malhotice v absolutním vyjádření a Provodovice v relativním vyjádření na obyvatele. Stabilní základ pro středně velké projekty tvoří Rouské a Paršovice díky nízkému zadlužení a slušné kapacitě. Rakov a Býškovice mají potenciál po snížení dluhu, nyní však dávají smysl projekty s nižší spoluúčastí. Opatovice a Všechovice je vhodné zařadit do postupné fáze s menšími investicemi a s důrazem na stabilizaci rozpočtových parametrů.

1.1.4 Úvěrové možnosti

Posouzení úvěrových možností obcí vychází z analýzy jejich současné dluhové služby a stanovení bezpečného prostoru pro nové splátky. Metodika respektuje konzervativní přístup k obecnímu zadlužení s důrazem na dlouhodobou finanční udržitelnost.

Jako základní limit celkové dluhové služby bylo stanoveno 10 % běžných příjmů obce, což představuje rozumnou hranici zajišťující finanční stabilitu při současném umožnění investičního rozvoje. Od této teoretické hranice se odečítá současná dluhová služba obce, čímž vzniká prostor pro nové splátky. Tento prostor se dále upravuje podle kategorie zadlužení na obyvatele stejnými koeficienty jako u dotačních možností.

Převod prostoru pro nové splátky na úvěrovou kapacitu vychází z anuitního splácení při úrokové sazbě 6 % a splatnosti 12 let, což odpovídá současným podmínkám na trhu komunálních úvěrů. Anuitní koeficient při těchto parametrech činí 0,119277, což umožňuje stanovit maximální úvěrovou částku jako podíl prostoru pro splátky a tohoto koeficientu.

Analýza současného stavu dluhové služby odhaluje výrazné rozdíly mezi obcemi, jak dokumentuje následující tabulka:

Tabulka 4: Úvěrové možnosti obcí: rezerva dluhové služby, úvěrová kapacita a celkový investiční potenciál (1. část)

Obec	BI (Kč)	DS (Kč)	t×BI (Kč)	Rezerva H (Kč)
Malhotice	11 165 212	0	1 116 521	1 116 521
Opatovice	20 819 122	6 432 441	2 081 912	0
Horní Újezd	13 012 459	1 340 019	1 301 246	0
Býškovice	9 516 527	7 784 262	951 653	0
Všechovice	27 450 665	21 541 849	2 745 066	0
Rouské	7 612 842	0	761 284	761 284
Rakov	13 221 942	0	1 322 194	793 317*
Provodovice	5 149 104	0	514 910	514 910
Paršovice	11 827 673	0	1 182 767	1 182 767

Zdroj: Monitor státní pokladny, období 2024, vlastní zpracování

*U Rakova byla uplatněna opatrnostní úprava ×0,6 kvůli vysokému dluhu na obyvatele.

Tabulka 5: Úvěrové možnosti obcí: rezerva dluhové služby, úvěrová kapacita a celkový investiční potenciál (2. část)

Obec	Úvěrová kapacita L (Kč)	I_{50} celkem (Kč)	I_{70} celkem (Kč)	H/obyv. (Kč)	Třída
Malhotice	9 360 739	23 407 811	39 013 008	3 110	A
Opatovice	2 275 346	3 792 243	0	0	C
Horní Újezd	8 356 608	13 927 680	0	0	C
Býškovice	2 497 053	4 161 754	0	0	C
Všechovice	573 329	955 555	0	0	C
Rouské	6 382 488	16 008 556	26 680 926	2 820	A
Rakov	6 651 042	18 441 002	30 735 003	1 940	A
Provodovice	4 316 928	12 696 359	21 160 598	3 178	A
Paršovice	9 916 136	23 035 683	38 392 805	3 048	A

Zdroj: Monitor státní pokladny, období 2024, vlastní zpracování

Malhotice, Rouské, Provodovice a Paršovice nesplácely v roce 2024 žádné úvěry, což jim poskytuje celý 10% prostor běžných příjmů pro nové splátky. Rakov má také nulovou současnou dluhovou službu, ale kvůli vysokému dluhu na obyvatele se jeho prostor snižuje na 60 % jako opatrnostní opatření.

Naproti tomu Opatovice, Horní Újezd, Býškovice a Všechovice vykazovaly v roce 2024 tak vysokou dluhovou službu, že vyčerpaly nebo dokonce překročily 10% limit. Tyto obce nemají v současnosti prostor pro nové úvěry a musí počkat, až se jejich dluhová služba sníží splácením stávajících závazků.

Konkrétní úvěrové kapacity se výrazně liší podle finanční situace obcí. Malhotice mohou využít úvěr až 9,36 mil. Kč, Rouské 6,38 mil. Kč, Provodovice 4,32 mil. Kč a Paršovice 9,92 mil. Kč. Rakov by mohl čerpat úvěr 6,65 mil. Kč po aplikaci opatrnostního koeficientu. Kombinace

vlastní spoluúčasti z dotačních možností a úvěrové kapacity vytváří celkový investiční potenciál, který při 50% dotaci dosahuje u nejkapacitněji vybavených obcí až 23 mil. Kč.

Výsledky analýzy naznačují, že obce s vysokou úvěrovou kapacitou by měly tvořit první vlnu investic ES, zatímco obce s vyčerpanou dluhovou službou se mohou zapojit s menší spoluúčastí nebo počkat na zlepšení své finanční situace. Toto rozložení umožňuje postupnou implementaci projektu podle finančních možností jednotlivých členů při zachování celkové ekonomické efektivity ES.

1.2 Energetická bilance

1.2.1 Datová základna a metodika

Energetická bilance Mikroregionu Záhoran vychází z komplexní analýzy faktických dat o spotřebě elektřiny získaných z roční fakturace za období 2024. Datová základna zahrnuje 31 objektů rozložených napříč 9 členskými obcemi, což s ohledem na územní rozsah poskytuje reprezentativní vzorek energetického hospodaření celého územního celku.

Metodické výzvy analýzy vyplývají ze značné volatility energetických trhů v období 2022–2024, kdy se ceny elektřiny pohybovaly v extrémních rozpětích. Proto byla implementována metodika normalizace všech finančních údajů na srovnatelnou cenovou úroveň roku 2024 využívající indexy a průměrné tržní ceny ČSÚ. Tato metodika je podrobněji popsána v Technické studii proveditelnosti.

Současný stav výroby energie v mikroregionu je charakterizován úplnou absencí vlastních zdrojů elektřiny. Na žádném ze 31 analyzovaných objektů neprobíhá výroba z fotovoltaických elektráren, kogeneračních jednotek nebo jiných zdrojů. Tato situace vytváří čistý referenční výchozí stav pro ekonomické modelování a současně představuje významnou nevyužitou příležitost pro dosažení úspor prostřednictvím implementace obnovitelných zdrojů energie.

1.2.2 Celkový energetický profil mikroregionu

Energetické hospodaření Mikroregionu Záhoran představuje významnou ekonomickou zátěž obecních rozpočtů s celkovými ročními náklady 1 766 472 Kč bez DPH za spotřebu 297,973 MWh elektřiny. Průměrná jednotková cena 5 928 Kč/MWh se pohybuje v běžném rozmezí pro veřejný sektor v České republice, což odráží standardní tarifní strukturu orientovanou na maloodběratelské kategorie.

Tabulka 6: Souhrnné charakteristiky energetického profilu mikroregionu (2024)

Ukazatel	Hodnota	Jednotka
Počet objektů	31	objekty
Počet zapojených obcí	9	obce
Celková roční spotřeba elektřiny	297,973	MWh
Celkové roční náklady (bez DPH)	1 766 472	Kč
Průměrná cena elektřiny	5 928	Kč/MWh
Vlastní výroba elektřiny	0	MWh

Zdroj: Vlastní zpracování

Portfolio 31 objektů vykazuje značnou variabilitu v intenzitě spotřeby odpovídající funkční diverzitě obecních objektů od energeticky náročných školských zařízení přes kontinuálně provozované čistírny odpadních vod až po sezónně využívané kulturní objekty. Koncentrace spotřeby však není rovnoměrná, pouze 4 největší spotřebitelé (VŠE-04, OPA-06, PAR-05, VŠE-03) představují 67 % celkové spotřeby mikroregionu.

Tabulka 7: Rozložení spotřeby a nákladů podle obcí (2024)

Obec	Počet objektů	Roční spotřeba (MWh)	Roční náklady (Kč bez DPH)	Průměrná cena (Kč bez DPH/MWh)
Všechovice	4	108,124	609 818	5 641
Opatovice	6	83,844	385 032	4 595
Paršovice	6	48,252	368 234	7 624
Horní Újezd	4	30,910	185 110	5 991
Rakov	3	8,750	79 050	8 983
Malhotice	4	7,735	69 378	9 010
Rouské	2	6,541	42 624	6 558
Býškovice	1	3,119	17 027	5 493
Provodovice	1	0,698	10 199	14 570
Celkem	**31**	**297,973**	**1 766 472**	**5 928**

Zdroj: Vlastní zpracování

Geografické rozložení spotřeby odráží velikostní strukturu jednotlivých obcí a rozsah jejich veřejné infrastruktury. Všechovice dominují s 34,5% podílem na celkových nákladech mikroregionu díky rozvinuté školské infrastruktuře, zatímco Opatovice a Paršovice s čistírnami odpadních vod představují dalších 42,6 % nákladové základny. Analýza průměrných cen odhaluje výrazné rozdíly mezi obcemi, od 4 595 Kč/MWh v Opatovicích po 14 570 Kč/MWh v Provodovicích, což dokumentuje diverzitu energetických profilů způsobenou především typem provozované infrastruktury a rozdíly v dodavatelích elektřiny.

1.2.3 Analýza nákladů a tarifní struktura

Struktura nákladů podle jednotlivých cenových složek odhaluje specifické charakteristiky energetického hospodaření mikroregionu. Dominantní pozici zaujímá silová elektřina s podílem 45,0 %, což odpovídá typickému rozložení nákladů u většiny odběratelů elektřiny v České republice a současně představuje hlavní prostor pro optimalizaci prostřednictvím vlastní výroby.

Tabulka 8: Struktura nákladů podle cenových složek (celé ES, 2024, bez DPH)

Složka	Náklady (Kč/rok)	Podíl (%)	Optimalizační potenciál
Silová elektřina	794 155	45,0	Vysoký – substituce FVE
Distribuce (variabilní)	484 632	27,4	Střední – částečná substituce při vlastní spotřebě
Regulované odvody (POZE/OTE/systémové služby)	91 279	5,2	Nulový – ze zákona neovlivnitelné
Fixní platby (jistič/rezervace)	396 406	22,4	Vysoký – revize smluv a jističů
Celkem	**1 766 472**	**100,0**	**Kombinovaný přístup**

Zdroj: Vlastní zpracování

Variabilní distribuční poplatky představují 27,4 % celkových nákladů, což je v souladu s běžnou strukturou nákladů v energetice. Tato složka nabízí střední optimalizační potenciál, neboť může být částečně substituována při zajištění vlastní spotřeby z obnovitelných zdrojů.

Fixní platby za jističe a rezervovanou kapacitu tvoří významných 22,4 % celkových nákladů, což indikuje prostor pro okamžitou optimalizaci prostřednictvím revize smluvních podmínek a dimenzování jističů bez nutnosti kapitálových investic. Regulované odvody s podílem 5,2 % představují ze zákona neovlivnitelnou složku nákladů.

Tarifní struktura portfolia vykazuje vyváženější rozložení, než je u municipálních odběratelů obvyklé. Sazbu C02d určenou pro maloodběr využívá 15 ze 31 objektů (48,4 %), zatímco zbývajících 16 objektů (51,6 %) využívá vyšší odběrové tarify s jističi od 32 A do 200 A. Rozložení vyšších tarifů zahrnuje objekty s jističi 3×32 A, 3×40 A (2 objekty), 3×50 A (2 objekty), 3×60 A, 3×63 A, 3×125 A a 3×200 A, přičemž tyto vyšší hodnoty jističů naznačují významnou spotřebu či rezervovanou kapacitu u poloviny portfolia.

Dodavatelská fragmentace představuje strukturální neefektivnost portfolia s celkem 5 různými dodavateli elektřiny. Pražská plynárenská dominuje s 11 objekty (35,5 %), následuje E.ON s 10 objekty (32,3 %) a ČEZ se 7 objekty (22,6 %); dále Innogy 2 objekty (6,5 %) a ČEZ ESCO 1 objekt (3,2 %). Dva objekty (OPA-05 a PAR-01) vykazují ještě vyšší míru fragmentace s různými dodavateli pro jednotlivá odběrná místa v rámci téže budovy. Tato roztříštěnost znamená ztrátu potenciálních úspor z rozsahu, zvýšené administrativní náklady a komplikovanější vyjednávací pozici při sjednávání dodavatelských podmínek.

1.2.4 Koncentrace spotřeby – klíčoví spotřebitelé

Koncentrace energetických nákladů do několika klíčových objektů představuje zásadní charakteristiku mikroregionu s dalekosáhlými důsledky pro design energetického společenství. Pouze 3 největší objekty představují 52,1 % celkových nákladů mikroregionu při zastoupení 9,7 % z celkového počtu objektů, zatímco TOP 10 objektů pokrývá 80,8 % nákladů při 32,3 % všech objektů.

Tabulka 9: Prvních 10 objektů s nejvyššími ročními náklady (2024, bez DPH)

Pořadí	ID budovy	Obec	Celkem (Kč/rok)	Spotřeba (MWh)	Cena (Kč/MWh)	Kumulativní podíl (%)
1	VŠE-04	Všechovice	390 341	75,937	5 140	22,1
2	PAR-05	Paršovice	311 248	43,307	7 187	39,7
3	OPA-06	Opatovice	219 207	56,878	3 854	52,1
4	VŠE-03	Všechovice	165 926	23,471	7 069	61,5
5	HOÚ-04	Horní Újezd	109 921	18,224	6 032	67,7
6	HOÚ-01	Horní Újezd	55 334	10,023	5 521	70,9
7	OPA-05	Opatovice	54 303	7,958	6 824	73,9
8	VŠE-02	Všechovice	40 701	8,398	4 847	76,3
9	RAK-02	Rakov	40 017	4,964	8 061	78,5
10	OPA-01	Opatovice	39 628	7,950	4 985	80,8

Zdroj: Vlastní zpracování

Základní škola ve Všechovicích (VŠE-04) dominuje portfoliu s ročními náklady 390 341 Kč, což představuje 22,1 % celkových výdajů mikroregionu. Objekt s největší spotřebou 75,937 MWh vykazuje relativně nízkou jednotkovou cenu 5 140 Kč/MWh, což naznačuje efektivní tarifní podmínky pro tento typ objektu.

Čistírna odpadních vod v Paršovicích (PAR-05) představuje druhý největší nákladový objekt s 311 248 Kč ročně při spotřebě 43,307 MWh, avšak s výrazně vyšší jednotkovou cenou 7 187 Kč/MWh. Čistírna odpadních vod v Opatovicích (OPA-06) s druhou nejvyšší spotřebou 56,878 MWh vykazuje nejnižší jednotkovou cenu 3 854 Kč/MWh díky kontinuálnímu 24/7 provozu s vysokým využitím rezervované kapacity. Obě čistírny představují ideální kandidáty pro instalaci fotovoltaických elektráren díky kontinuálnímu provozu s vysokou mírou vlastní spotřeby.

Segmentace podle funkce objektů odhaluje, že čistírny odpadních vod a základní školy společně tvoří 56 % celkových nákladů mikroregionu při pouze 16,13 % objektů. Tyto kategorie představují prioritní cíle pro implementaci obnovitelných zdrojů energie díky kombinaci vysokých nákladů a vhodných spotřebních profilů.

1.2.5 Identifikované strukturované anomálie

Detailní analýza energetického hospodaření odhalila několik významných strukturálních anomálií představujících konkrétní příležitosti pro okamžitou optimalizaci. Cenová disparita mezi jednotlivými objekty a obcemi naznačuje nekoordinovaný přístup k energetickému managementu s významným potenciálem pro úspory.

Největší cenové anomálie vykazují malé obce s jednoduchými objekty. Provodovice s jedinou požární zbrojnicí (PRO-01) dosahují extrémní ceny 14 612 Kč/MWh při spotřebě pouhých 0,698 MWh ročně, což indikuje vysoký podíl fixních nákladů při minimální spotřebě. Podobně

Rakov vykazuje průměrnou cenu spotřeby na svých objektech ve výši 9 586 Kč/MWh, zatímco efektivní Opatovice dosahují v průměru pouze 5 928 Kč/MWh.

Dodavatelská fragmentace bez ekonomické logiky je patrná z rozložení 31 objektů mezi 5 dodavatelů. Pražská plynárenská obsluhuje převážně objekty ve Všechovicích a Horním Újezdu, E.ON dominuje v Paršovicích a Rakově, zatímco ČEZ je dodavatelem rozptýleně bez zjevné strategie. Tato fragmentace pravděpodobně vznikla historickými rozhodnutími bez koordinace a představuje ztrátu potenciálních skupinových slev.

Tarifní neoptimality jsou patrné z rozdílných cen za MWh u podobných objektů. Kulturní domy vykazují ceny od 4 847 Kč/MWh (VŠE-02) po 8 061 Kč/MWh (RAK-02), což naznačuje možnost standardizace smluvních podmínek na úrovni nejefektivnějších objektů.

Identifikované anomálie představují strukturální deficity, jejichž odstranění by mohlo přinést úspory v řádu 5–8 % celkových nákladů mikroregionu ještě před implementací jakýchkoli investic do obnovitelných zdrojů energie.

1.2.6 Současná energetická bilance mikroregionu (rok 2024)

Současná energetická bilance Mikroregionu Záhoran představuje jednoduchý model úplné závislosti na externích dodávkách elektřiny při nulové vlastní výrobě. Energetická bilance 297,973 MWh ročního importu ze sítě představuje nejjednodušší možnou konfiguraci energetického systému s minimální komplexitou řízení, ale současně s maximálními náklady a úplnou závislostí na externích dodavatelích.

Tabulka 10: Energetická bilance mikroregionu v roce 2024

Složka bilance	Množství (MWh/rok)	Náklady (Kč/rok)	Podíl (%)
Import ze sítě	297,973	1 766 472	100,0
Vlastní výroba	0,0	0	0,0
Export do sítě	0,0	0	0,0
Spotřeba celkem	297,973	1 766 472	100,0

Zdroj: Vlastní zpracování

Časová struktura spotřeby vykazuje relativně rovnoměrné rozložení s denní špičkou v období 08:00–16:00, kdy se kombinuje provoz škol, obecních úřadů a kontinuální zátěž čistíren odpadních vod. Toto rozložení je příznivé pro budoucí implementaci fotovoltaických elektráren, protože hlavní spotřeba koreluje s obdobím nejvyšší solární irradiance. Noční spotřeba je tvořena převážně čistírnami odpadních vod a veřejným osvětlením.

Ekonomická neefektivnost současného stavu je patrná z faktu, že 77,6 % nákladů tvoří proměnné složky přímo závislé na objemu importované elektřiny. Tyto náklady 1 370 066 Kč ročně představují přímý cíl pro substituci vlastní výrobou, která by mohla být realizována za zlomek současných nákladů po odpočítání investičních nákladů na fotovoltaické elektrárny.

Současná energetická bilance tak představuje výchozí stav s jasně definovanými parametry pro implementaci energetického společenství. Úplná závislost na importu ze sítě vytváří maximální prostor pro zlepšení prostřednictvím koordinovaných opatření zaměřených na substituci nákladné elektřiny ze sítě vlastní výrobou z obnovitelných zdrojů.

2 NÁVRHOVÁ ČÁST VZNIKU ES PŘI STÁVAJÍCÍM STAVU

2.1 Analýza dopadů cen energií na ekonomiku subjektů

2.1.1 Účel a vymezení analýzy

Analýza dopadů cen energií na ekonomiku subjektů zapojených do energetického společenství představuje klíčový návrhový nástroj pro pochopení ekonomických rizik a příležitostí spojených s volatilitou energetických trhů. Kapitola kvantifikuje, jak by se změny jednotkových cen elektřiny promítly do ročních výdajů devíti členských obcí a jejich organizací, přičemž vytváří základ pro následná rozhodnutí o struktuře a načasování optimalizačních opatření.

Vymezení analýzy vychází výhradně ze současné spotřeby elektřiny dokumentované v kapitole 1.2, kde byla detailně zmapována energetická bilance 31 objektů s celkovou roční spotřebou 297,973 MWh a náklady 1 766 472 Kč bez DPH. V této fázi hodnocení nejsou zohledněny žádné budoucí změny ve spotřebě ani implementace vlastních zdrojů energie, což umožňuje izolované posouzení cenových dopadů nezávisle na technologických intervencích.

2.1.2 Výstupy a metodika cenových scénářů

Metodika cenových scénářů vychází z analýzy současných trendů na českém energetickém trhu s důrazem na specifika maloodběratelského segmentu, do kterého spadá většina obecních objektů mikroregionu. Scénáře zohledňují jak volatilitu tržních cen silové elektřiny, tak předvídatelný vývoj regulovaných složek stanovovaných Energetickým regulačním úřadem (zkráceně ERÚ) s ročním předstihem.

Datová základna pro modelování vychází ze současné nákladové struktury mikroregionu s celkovými ročními náklady 1 766 472 Kč, z nichž 77,6 % tvoří proměnné složky citlivé na cenové změny. Klíčovým vstupem je segmentace nákladů na silovou elektřinu 794 155 Kč (45,0 %), variabilní distribuční poplatky 484 632 Kč (27,4 %), regulované odvody 91 279 Kč (5,2 %) a fixní platby 396 406 Kč (22,4 %).

Tabulka 11: Parametry cenových scénářů (změny oproti referenčnímu roku 2024)

Cenová složka	S1 - Stabilizační	S2 - Mírný růst	S3 - Výrazný růst
Silová elektřina	0 %	+12 %	+28 %
Variabilní distribuce	0 %	+8 %	+15 %
Regulované odvody	0 %	+6 %	+12 %
Fixní platby	0 %	0 %	+5 %

Zdroj: Vlastní zpracování

Metodika výpočtu dopadů aplikuje scénářové procentní změny na příslušné nákladové kategorie každého odběrného místa podle jeho konkrétní struktury. Položka Variabilní distribuce zde výslovně zahrnuje nízký i vysoký tarif (NT i VT). U fixních plateb se v scénářích S1–S2 předpokládá 0 % změna; ve stresovém scénáři S3 je uvažováno +5 % jako scénářový předpoklad odrážející možnou úpravu regulovaných složek nastavitelných ERÚ. Tento postup umožňuje zohlednit rozdíly mezi objekty s odlišnými spotřebními profily, tarifními strukturami a úrovní energetického hospodaření a promítá je do výsledných dopadů po jednotlivých OM i za celý mikroregion.

2.1.3 Dopady cenových změn na celé energetické společenství

Aplikace modelovaných cenových scénářů na současnou strukturu nákladů mikroregionu odhaluje významnou citlivost energetického hospodaření na volatilitu energetických trhů. Celkové dopady na rozpočet energetického společenství dokumentují nutnost koordinovaných opatření pro zmírnění cenových rizik a posilují ekonomickou argumentaci pro implementaci vlastních zdrojů energie.

Tabulka 12: Dopady cenových scénářů na celkové náklady energetického společenství

Scénář	Silová elektřina (Kč)	Distribuce (Kč)	Regulované odvody (Kč)	Fixní platby (Kč)	Celkem (Kč)	Nárůst (Kč)	Nárůst (%)
S1 - Stabilizační	794 155	484 632	91 279	396 406	1 766 472	0	0,0
S2 - Mírný růst	889 454	523 403	96 756	396 406	1 906 019	139 547	7,9
S3 - Výrazný růst	1 016 518	557 327	102 232	416 226	2 092 303	325 831	18,5

Zdroj: Vlastní zpracování

Stabilizační scénář S1 zachovává současnou úroveň nákladů 1 766 472 Kč jako referenční bod pro hodnocení dopadů cenových změn. Tento referenční součet vychází z roku 2024 a portfolia 9 obcí a 31 objektů mikroregionu.

Konzervativní scénář S2 s mírným růstem cen by zvýšil celkové náklady mikroregionu na 1 906 019 Kč, tedy o 139 547 Kč ročně (+7,9 % oproti současnosti). V přepočtu to znamená zhruba +34 Kč na obyvatele (při 4 089 osobách) nebo +15 505 Kč na jednu obec (průměr při 9 obcích). Scénářové procentní změny odpovídají parametrům v tabulce výše.

Stresový scénář S3 s výrazným růstem cen by zvýšil celkové náklady na 2 092 303 Kč, tedy o 325 831 Kč ročně (+18,5 %). To odpovídá přibližně +80 Kč na obyvatele nebo +36 203 Kč na jednu obec v průměru. Parametry scénáře (silová +28 %, variabilní distribuce +15 %, regulované odvody +12 %, fixní platby +5 %) se aplikují na strukturu nákladů každého odběrného místa dle metodiky.

2.1.4 Dopady cenových změn podle jednotlivých obcí

Diferenciace dopadů cenových změn mezi jednotlivými obcemi odráží heterogenitu jejich energetických profilů a vytváří různé úrovně motivace pro participaci na koordinovaných opatřeních ES.

Tabulka 13: Dopady cenových scénářů na rozpočty jednotlivých obcí (roční náklady bez DPH)

Obec	S1 – Současnost (Kč)	S2 – Mírný růst (Kč)	Nárůst S2 (Kč)	S3 – Stresový (Kč)	Nárůst S3 (Kč)	S3 nárůst (%)
Všechovice	609 818	657 993	+48 175	722 444	+112 626	+18,5
Opatovice	385 032	415 449	+30 417	456 088	+71 056	+18,5
Paršovice	368 234	397 323	+29 089	436 187	+67 953	+18,5
Horní Újezd	185 110	199 733	+14 623	219 265	+34 155	+18,5
Rakov	79 050	85 294	+6 244	93 589	+14 539	+18,5
Malhotice	69 378	74 859	+5 481	82 133	+12 755	+18,5
Rouské	42 624	45 991	+3 367	50 434	+7 810	+18,5
Býškovice	17 027	18 372	+1 345	20 127	+3 100	+18,5
Provodovice	10 199	11 005	+806	12 036	+1 837	+18,5
Součet	**1 766 472**	**1 906 019**	**+139 547**	**2 092 303**	**+325 831**	**+18,5**

Zdroj: Vlastní zpracování

Všechovice jako největší energetický spotřebitel mikroregionu pocítí cenové změny nejvýrazněji v absolutních částkách. Konzervativní scénář zvýší jejich roční výdaje o 48 175 Kč, zatímco stresový scénář znamená nárůst o 112 626 Kč ročně. Tyto částky představují podstatnou zátěž pro obecní rozpočet a silně motivují investice do úspor a vlastní výroby.

Opatovice a Paršovice, kde významnou roli v odběru hrají čistírny odpadních vod, vykazují druhý a třetí nejvyšší absolutní dopad: +30 417 až +71 056 Kč v Opatovicích a +29 089 až +67 953 Kč v Paršovicích podle scénáře. Stabilnější spotřební profily ČOV usnadňují predikci dopadů i plánování protiopatření – zejména přímou vlastní spotřebu elektřiny z FVE a optimalizaci tarifů.

Tabulka 14: Relativní citlivost obcí na cenové změny podle typu infrastruktury

Obec	Dominantní infrastruktura	Nárůst na obyvatele S2 (Kč)	Nárůst na obyvatele S3 (Kč)	Citlivost
Paršovice	ČOV, obecní objekty	75,0	175,1	Velmi vysoká
Všechovice	Základní škola, kulturní objekty	53,5	125,1	Velmi vysoká
Opatovice	ČOV, obecní objekty	37,8	88,4	Vysoká
Horní Újezd	Základní škola, obecní objekty	34,5	80,6	Střední
Rouské	Obecní objekty	12,5	28,9	Střední
Rakov	Obecní a kulturní objekty	15,3	35,5	Nízká
Malhotice	Obecní objekty, hasičárny	15,3	35,5	Nízká
Provodovice	Obecní úřad	5,0	11,3	Velmi nízká
Býškovice	Obecní úřad	3,6	8,3	Velmi nízká

Zdroj: Vlastní zpracování

Relativní analýza podle počtu obyvatel odhaluje výrazné rozdíly v citlivosti obcí na cenové změny. Paršovice s nárůstem +175,1 Kč na obyvatele ve stresovém scénáři vykazují více než dvacetinásobnou citlivost oproti Býškovicím s nárůstem pouze +8,3 Kč na obyvatele.

2.1.5 Přehled plánovaných energetických opatření

Koordinovaná odpověď mikroregionu na identifikované cenové tlaky spočívá v realistickém programu implementace obnovitelných zdrojů energie rozloženém do několika fází podle investičních možností jednotlivých obcí a technické proveditelnosti projektů.

Tabulka 15: Portfolio plánovaných FVE podle obcí

Obec	Počet projektů FVE	Předpokládaný výkon (kWp)	Roční výroba (kWh)	Plánované baterie (kWh, využitelná kapacita)
Býškovice	1	38,25	40 160	23,20
Horní Újezd	4	67,95	71 350	34,80
Malhotice	2	51,75	54 340	5,80
Opatovice	4	78,33	82 360	49,40
Paršovice	6	100,43	104 490	11,60
Provodovice	0	0,00	0	0,00
Rakov	3	61,70	64 880	25,00
Rouské	2	21,15	22 210	17,40
Všechovice	2	145,00	152 250	0,00
Celkem	**24**	**574,46**	**602 390**	**167,20**

Zdroj: Vlastní zpracování

Předpokládané řešení s celkovým instalovaným výkonem 574,46 kWp a roční výrobou 602,39 MWh představuje vyvážený přístup mezi investičními náklady a dosažitelnými úsporami. Tato konfigurace by pokryla přibližně 202 % současné spotřeby mikroregionu 297,973 MWh, což umožňuje určitý export do sítě při zachování vysoké míry vlastní spotřeby.

2.1.6 Propojení cenových dopadů s investičními plány

Syntéza analýzy cenových dopadů s portfoliem plánovaných energetických opatření potvrzuje ekonomickou logiku koordinovaného přístupu energetického společenství. Navazujeme

na scénáře z kapitole 2.1.3 a používáme jednotný investiční rámec s dvacetiletým horizontem a reálnou diskontní sazbou 4 %. Sloupec „Roční nárůst nákladů“ v tabulce níže odpovídá předchozím zjištěním v kapitole 2.1.3.

Tabulka 16: Ekonomická motivace investic podle cenových scénářů

Cenový scénář	Roční nárůst nákladů (Kč)	Substituce optimální FVE (%)	Roční úspory FVE (Kč)	Návratnost investice (roky)	NPV za 20 let (mil. Kč)
S1 - Stabilizační	0	65	142 000	28,4	-2,10
S2 - Mírný růst	139 547	65	195 000	20,7	-1,38
S3 - Stresový	325 831	65	310 000	13,0	+0,18

Zdroj: Vlastní zpracování

Stabilizační scénář S1 nevytváří dostatečnou motivaci k investici, jednoduchá návratnost přesahuje 28 let a NPV je záporná. Ve scénáři S2 se ekonomika zlepšuje, ale při 20 letech a 4 % zůstává NPV záporná, protože prostá návratnost je delší než posuzovaný horizont. Ve scénáři S3 se ekonomika dále zlepšuje – návratnost klesá k 13 letům a NPV se dostává mírně do kladných hodnot. „Substituce optimální FVE“ vyjadřuje podíl krytí spotřeby při optimálním nasazení portfolia a rozšíření sdílení na další odběrná místa v ES.

Časová naléhavost roste s pravděpodobností nepříznivých scénářů. Odhad „ztráty z odkladu“ odpovídá nediskontovaným ročním úsporám a pohybuje se přibližně v intervalu 142–310 tis. Kč/rok podle scénáře, tj. až 310 000 Kč/rok v S3.

2.2 Náklady spotřeby všech objektů

2.2.1 Současná struktura nákladů podle objektů

Současná struktura nákladů energetického společenství odráží komplexní charakter obecního hospodaření s energiemi, kde se prolínají objekty s velmi odlišnými funkcemi, provozními režimy a energetickými nároky. Portfolio 31 objektů rozložených napříč 9 obcemi Mikroregionu Záhoran generuje celkové roční náklady 1 766 472 Kč bez DPH při celkové spotřebě 297,973 MWh elektřiny. Tato agregovaná čísla však skrývají dramatickou variabilitu mezi jednotlivými objekty, která se pohybuje od nejmenšího objektu s náklady pouhých 1 471 Kč ročně až po největší s náklady 390 341 Kč.

Průměrné náklady na jeden objekt činí 56 983 Kč ročně, ale medián dosahuje pouze 21 857 Kč, což jasně dokumentuje koncentraci nákladů do několika klíčových objektů. Variační koeficient 161,6 % potvrzuje extrémní heterogennost portfolia, která je charakteristická pro obecní objekty s různorodými funkcemi od základních škol přes čistírny odpadních vod až po malé hasičské zbrojnice.

Tabulka 17: Základní parametry nákladové struktury energetického společenství (2024)

Ukazatel	Hodnota	Jednotka
Celkové roční náklady	1 766 472	Kč bez DPH
Počet objektů	31	objekty
Průměrné náklady na objekt	56 983	Kč/rok
Medián nákladů	21 857	Kč/rok
Rozpětí nákladů (max-min)	388 870	Kč/rok
Směrodatná odchylka	92 057	Kč/rok
Variační koeficient	161,6	%

Zdroj: Vlastní zpracování

Geografické rozložení nákladů mezi devíti obcemi odráží nejen jejich velikostní strukturu, ale především rozsah a typ veřejné infrastruktury, kterou jednotlivé obce provozují. Dominantní pozici zaujímají Všechovice s ročními náklady 609 818 Kč, což představuje 34,5 % celkových výdajů energetického společenství. Tento podíl je způsoben především provozem základní školy VŠE-04, která sama generuje 64,0 % nákladů obce.

2.2.2 Analýza koncentrace nákladů (Pareto analýza)

Aplikace Pareto principu na nákladovou strukturu ES odhaluje výraznou asymetrii v distribuci energetických výdajů. Pouze tři největší objekty představují 52,1 % celkových nákladů mikroregionu při zastoupení pouhých 9,7 % z celkového počtu odběrných míst. Tato extrémní koncentrace vytváří jedinečnou příležitost pro dosažení významných úspor prostřednictvím cílených investic do malého počtu objektů s nejvyšším dopadem.

Tabulka 18: Kumulativní analýza koncentrace nákladů (největších 10 objektů)

Pořadí	ID objektu	Roční náklad (Kč)	Kumulativní náklad (Kč)	Kumulativní podíl (%)	Koncentrace (×)
1	VŠE-04	390 341	390 341	22,1	6,9×
2	PAR-05	311 249	701 590	39,7	6,2×
3	OPA-06	219 207	920 797	52,1	5,4×
4	VŠE-03	165 926	1 086 723	61,5	4,8×
5	HOÚ-04	109 921	1 196 644	67,7	4,2×
6	HOÚ-01	55 334	1 251 978	70,9	3,7×
7	OPA-05	54 303	1 306 281	74,0	3,3×
8	VŠE-02	40 701	1 346 982	76,3	3,0×
9	RAK-02	40 016	1 386 998	78,5	2,7×
10	OPA-01	39 628	1 426 626	80,8	2,5×

Zdroj: Vlastní zpracování

Poznámka: Koncentrace = kumulativní podíl nákladů / kumulativní podíl objektů (k/31).

Rozšíření analýzy na pět největších objektů ukazuje vysokou koncentraci: 67,7 % nákladů při 16,1 % objektů, což odpovídá zhruba 4,2× vyšší koncentraci oproti rovnoměrnému rozdělení. Deset největších objektů pokrývá 80,8 % nákladů při 32,3 % objektů, tedy asi 2,5× nad úrovní rovnoměrné distribuce.

2.2.3 Kategorizace objektů podle optimalizačního potenciálu

Strategická kategorizace objektů překračuje prosté rozdělení podle jejich funkce směrem k identifikaci konkrétních intervencí s nejvyšším potenciálem návratnosti investic a nejrychlejší realizovatelností. Metodika kategorizace kombinuje čtyři klíčová kritéria: ekonomický dopad měřený absolutní výší ročních nákladů, kompatibilita s fotovoltaickými elektrárnami podle překryvu spotřebních profilů s výrobou, technická proveditelnost zahrnující dostupnost vhodných střešních ploch, a implementační rychlost zohledňující administrativní komplikace.

Kategorie A: Kritické objekty s prioritou implementace

Objekty zařazené do nejvyšší kategorie kombinují vysoké roční náklady s optimální kompatibilitou pro fotovoltaické elektrárny. Základní škola ve Všechovicích (VŠE-04) s ročními náklady 390 341 Kč dominuje portfoliu jako největší jednotlivý spotřebitel. ČOV v Paršovicích (PAR-05) s náklady 311 249 Kč představuje druhý nejdůležitější objekt s výjimečnou kompatibilitou díky kontinuálnímu provozu. ČOV v Opatovicích (OPA-06) s náklady 219 207 Kč završuje trojici kritických objektů. Společně tyto tři objekty představují 52,1 % celkových nákladů mikroregionu.

Tabulka 19: Kategorie A – Kritické objekty pro prioritní implementaci

ID objektu	Obec	Spotřební profil	Kompatibilita FVE
VŠE-04	Všechovice	Denní (6:00–17:00)	Vysoká
PAR-05	Paršovice	Kontinuální (24/7)	Výjimečná
OPA-06	Opatovice	Kontinuální (24/7)	Výjimečná

Zdroj: Vlastní zpracování na základě analýzy spotřebních profilů

Kategorie B: Stabilizační objekty druhé vlny

Objekty střední priority vykazují významné náklady s dobrou kompatibilitou s obnovitelnými zdroji energie. Kulturní dům ve Všechovicích (VŠE-03) s náklady 165 926 Kč, mateřská škola v Horním Újezdu (HOÚ-04) s náklady 109 921 Kč a obecní úřad (HOÚ-01) s náklady 55 334 Kč představují typické příklady této kategorie.

Objekty druhé kategorie slouží jako stabilizační prvek portfolia s předvídatelnými úsporami a střední mírou rizika. Jejich implementace následuje po ověření konceptů na kritických objektech a využívá zkušenosti získané při realizaci první vlny projektů.

Tabulka 20: Kategorie B - Stabilizační objekty druhé vlny

ID objektu	Obec	Spotřební profil	Kompatibilita FVE
VŠE-03	Všechovice	Večerní/víkendový	Nízká
HOÚ-04	Horní Újezd	Denní (7:00–16:00)	Vysoká
HOÚ-01	Horní Újezd	Denní (8:00–16:00)	Střední
OPA-05	Opatovice	Denní (8:00–16:00)	Střední
VŠE-02	Všechovice	Smíšený	Střední

Zdroj: Vlastní zpracování na základě analýzy spotřebních profilů

Kategorie C: Optimalizační objekty třetí vlny

Zbývající objekty s nižšími jednotlivými náklady představují příležitosti pro standardizované řešení a úspory z rozsahu při koordinované implementaci. Tato kategorie zahrnuje většinu obecních úřadů, hasičských zbrojnic a sportovních objektů. Přístup k objektům třetí kategorie se zaměřuje na replikaci ověřených řešení z předchozích kategorií s důrazem na minimalizaci nákladů na projekt prostřednictvím standardizace komponent, společného nákupu technologií a sdílení projektových a administrativních nákladů. Objekty kategorie C zahrnují také specifické případy vyžadující individuální řešení.

Kategorie D: Objekty vyžadující specifický přístup

Několik objektů portfolia nevyhovuje standardním kategorizačním kritériím a vyžaduje individuální přístup podle jejich specifických charakteristik. Například sportovní objekty s nepravidelným využitím vyžadují flexibilní řešení orientovaná na příležitostnou spotřebu sdílené energie.

Tabulka 21: Souhrnná kategorizace podle optimalizačního potenciálu

Kategorie	Počet objektů	Implementační priorita	Očekávaný dopad
A - Kritické	3	2025–2026	Vysoký
B - Stabilizační	5	2026–2027	Střední
C - Optimalizační	20	2027–2029	Postupný
D - Specifické	3	Individuální	Omezený

Zdroj: Vlastní zpracování na základě analýzy spotřebních profilů

2.2.4 Identifikace a řešení nákladových anomálií

Detailní rozbor nákladové struktury odhalil několik strukturálních neefektivností, které lze odstranit bez kapitálových investic do obnovitelných zdrojů energie. Tyto anomálie představují příležitosti pro okamžité úspory v řádu 5,9–9,5 % celkových nákladů mikroregionu.

Předimenzování rezervovaných kapacit

Nejzávažnější identifikovanou neefektivností je extrémní předimenzování jističů u několika objektů. Hasičárna ve Všechovicích (VŠE-01) představuje specifický případ s fixními náklady výrazně převyšujícími náklady na spotřebovanou elektřinu. Předpokládá se, že optimalizace

jističů u nejvíce předimenzovaných objektů by mohla přinést úspory přibližně 35–45 tis. Kč ročně.

Tarifní neoptimalita

Základní škola ve Všechovicích (VŠE-04) nemá nadstandardně vysoký podíl distribučních plateb – distribuce tvoří 39,9 % a silová elektřina 60,1 % z variabilních složek. Naopak u mateřské školy v Horním Újezdě (HOÚ-04) tvoří distribuce 58,4 %, což signalizuje prostor pro úpravu tarifu a spotřebního profilu. Odhadovaný ekonomický efekt těchto opatření činí zhruba 15–30 tis. Kč/rok u VŠE-04 (zejména díky optimalizaci jističe) a 5–12 tis. Kč/rok u HOÚ-04 (úprava NT/VT a drobné snížení fixních plateb).

Dodavatelská fragmentace

Portfolio zahrnuje objekty připojené k pěti různým dodavatelům elektřiny bez systematické ekonomické optimalizace. Tato fragmentace vznikla historicky nezávislými rozhodnutími jednotlivých obcí a představuje ztrátu potenciálních úspor z rozsahu při celkovém ročním odběru 297,973 MWh.

Tabulka 22: Kategorie B - Stabilizační objekty druhé vlny

Dodavatel	Současný počet objektů	Současný podíl (%)	Průměrná cena (Kč/MWh)	Potenciál úspor
Pražská plynárenská	11	35,5	5 845	Referenční
E.ON	10	32,3	5 892	+0,8 %
ČEZ	7	22,6	6 125	+4,8 %
Innogy	2	6,4	6 234	+6,7 %
ČEZ ESCO	1	3,2	5 459	-6,6 %

Zdroj: Vlastní zpracování

Konsolidace dodavatelů na 2–3 hlavní poskytovatele by mohla přinést úspory 50–80 tis. Kč ročně prostřednictvím vyjednávání skupinových slev a snížení administrativních nákladů.

Úspora plyne téměř výhradně ze slevy na silové elektřině a z omezení obchodnických fixů (regulované poplatky se nemění). Při portfoliu s roční platbou za silovou elektřinu kolem 0,79 mil. Kč dává sleva 3–5 % úsporu přibližně 24–40 tis. Kč/rok. Při ambiciózněji výsledku 6–10 % je to 47–79 tis. Kč/rok. Po započtení jednodušší administrativy a sjednocení fakturace se realistický celkový efekt pohybuje okolo 50–80 tis. Kč/rok.

Celkový potenciál identifikovaných anomálií dosahuje 105–167 tis. Kč ročních úspor, což odpovídá 5,9–9,5 % současných nákladů ES. Tyto úspory lze dosáhnout bez kapitálových investic do obnovitelných zdrojů energie a výrazně zlepší ekonomiku následných investičních projektů.

2.3 Průzkum potenciálu nových energetických možností

2.3.1 Technické možnosti FVE (na základě technické studie)

Fotovoltaické elektrárny představují klíčový pilíř navrhovaného energetického společenství mikroregionu Záhoran, přičemž jejich technické možnosti vycházejí z detailní analýzy provedené v rámci technické studie proveditelnosti. Všechny plánované instalace jsou navrženy jako střešní systémy s výkonem v rozmezí přibližně 6,30 až 100,00 kWp na jednotlivých objektech, což odpovídá parametrům vhodným pro veřejné budovy obcí mikroregionu. Tato kategorie nabízí vyvážený poměr mezi investičními náklady, administrativní náročností a potenciálem pro vlastní spotřebu při současném sdílení přebytků v rámci ES.

Technické parametry navržených systémů vycházejí z aktuálních podmínek jednotlivých objektů a z ověřených možností umístění panelů na střechách. Optimalizovaná varianta portfolia počítá s instalací 24 střešních FVE o souhrnném počtu 1 280 panelů a s celkovým instalovaným výkonem 574,46 kWp. V návrhu je dále zahrnuta cílená akumulace s využitelnou kapacitou 167,20 kWh rozložená do vybraných objektů s potřebou stabilizace spotřeby a s kontinuálním provozem.

Výkonnostní charakteristiky systémů reflektují regionální klimatické podmínky a návrhový specifický výnos přibližně 1 050 kWh/kWp*rok. Při instalovaném výkonu 574,46 kWp lze očekávat roční výrobu 602,39 MWh, která v současné konfiguraci přesahuje dnešní souhrnnou spotřebu obecních objektů 297,973 MWh zhruba na 202 %. Tato skutečnost potvrzuje, že návrh vytváří záměrný přebytek výroby, který bude racionálně využit prostřednictvím rozšíření sdílení na další odběrná místa a zapojením nových členů tak, aby se maximalizovala místní vlastní spotřeba a minimalizoval export do sítě.

Jednotlivé instalace jsou dimenzovány s ohledem na technickou proveditelnost střech, bezpečnostní a požární požadavky a na profil odběru v daném objektu. Největší výrobnu představuje základní škola ve Všechovicích (VŠE-04) se 100,00 kWp a očekávanou roční výrobou 105,00 MWh, v kategorii vyšších výkonů se dále nacházejí kulturní domy ve Všechovicích (VŠE-03) a Malhoticích (MAL-02) s výkonem 45,00 kWp a výrobou 47,25 MWh. Na straně kontinuálních odběrů jsou v portfoliu zahrnuty čistírny odpadních vod v Paršovicích (PAR-05) a Opatovicích (OPA-06) s výkony 36,08 kWp a 22,08 kWp, kde je výroba využitelná v průběhu celého dne a kde jsou navrženy prvky akumulace.

Z hlediska ekonomických vstupů je pro projekty s dostupným rozpočtem agregovaná investice ve výši přibližně 38,16 mil. Kč bez DPH. Cenová specifikace je nyní k dispozici pro všech 24 projektů včetně OPA-06, PAR-05 a RAK-01. Realizace portfolia je plánována postupně

v letech 2025 až 2031 s první vlnou projektů na objektech s nejvyšším energetickým významem a s ověřenou technickou připraveností.

Navržené řešení respektuje požadavky distribuční soustavy a předpokládá standardní způsob měření a zúčtování v režimu účetního sdílení elektřiny v rámci ES. Primárním cílem je co nejvyšší lokální využití vyrobené energie v čase, sladění výroby se spotřebními profily jednotlivých objektů a progresivní rozšíření sdílení tak, aby se v co největší míře uplatnila výroba na území mikroregionu a aby se zlepšila celková ekonomika provozu.

2.3.2 Ekonomické zhodnocení investičních příležitostí

Pro ekonomické zhodnocení možností energetického společenství jsou na základě aktuální technické studie a seznamu projektů FVE (kódy BYS-01 až VŠE-04) vymezeny tři praktické varianty, které se liší rozsahem, investiční náročností a očekávanými provozními efekty.

Varianta A – Pilotní implementace (projekty s realizací v roce 2025)

Pilotní varianta zahrnuje první čtyři projekty s nejvyšší připraveností a průběžnou spotřebou vhodnou pro okamžité využití výroby: HOÚ-02, OPA-06, PAR-05 a RAK-01. Souhrnný instalovaný výkon činí 101,86 kWp s očekávanou roční výrobou 106,16 MWh a s využitelnou akumulací přibližně 62,4 kWh. Agregovaná investice dosahuje 6,40 mil. Kč bez DPH. Díky dvěma kontinuálním odběrům (ČOV OPA-06, PAR-05) lze očekávat vysoký podíl vlastní spotřeby a rychlé ověření provozního modelu sdílení.

Varianta B – Optimalizovaná implementace (projekty 2025–2027)

Optimalizovaná varianta rozšiřuje portfolio o všechny projekty s plánem realizace do konce roku 2027, tedy k pilotním přidává zejména HOÚ-01, MAL-03, ROU-01, VŠE-03, VŠE-04, PAR-06, RAK-03 a PAR-02. Souhrnný instalovaný výkon dosahuje 332,81 kWp, očekávaná roční výroba 348,67 MWh a využitelná akumulace přibližně 97,6 kWh. Agregovaná investice činí 20,87 mil. Kč bez DPH. Varianta kombinuje kontinuální a denní profily a v praxi již pokrývá více než současnou spotřebu obecních objektů.

Varianta C – Maximální implementace (plné portfolio 24 FVE)

Maximální varianta zahrnuje všech dvacet čtyři projektů dle aktuálního seznamu. Celkový instalovaný výkon činí 574,46 kWp, roční výroba 602,39 MWh a využitelná akumulace 167,20 kWh. Agregovaná investice odpovídá přibližně 38,16 mil. Kč bez DPH. Tato varianta vytváří záměrný přebytek výroby vůči dnešní spotřebě, který se ekonomicky uplatní po rozšíření sdílení na další odběrná místa a členy ES.

Tabulka 23: Srovnání investičních variant FVE

Varianta	Instalovaný výkon (kWp)	Investiční náklady (mil. Kč, bez DPH)	Roční výroba (MWh)	Pokrytí dnešní spotřeby* (%)	Vlastní spotřeba (odhad, %)
A – Pilotní (2025)	101,86	6,40	106,16	35,6	80–90
B – Optimalizovaná (2025–2027)	332,81	20,87	348,67	117,0	65–80
C – Maximální (24 FVE)	574,46	38,16	602,39	202,2	45–60

Zdroj: Vlastní zpracování

*Poznámka: Základem je dnešní roční spotřeba obecních objektů 297,973 MWh.

Interval návratnosti je orientační při 50% dotační podpoře a cenovém scénáři odpovídajícím mírnému růstu (S2).

Výsledky potvrzují, že pilotní varianta rychle ověřuje technickoekonomické předpoklady sdílení a využívá kontinuální odběry, což vede k vysokému uplatnění lokální výroby bez potřeby exportu. Optimalizovaná varianta již přináší pokrytí současné spotřeby a vytváří prostor pro řízenou akumulaci a jemné doladění alokačních klíčů. Maximální varianta generuje přebytek výroby, který je nutné uplatnit rozšířením sdílení na další odběrná místa stávajících členů a postupným zapojením nových členů ES, aby se udržela vysoká míra vlastní spotřeby a stabilní ekonomika provozu.

2.3.3 Náklady na projekční a schvalovací činnost

Realizace fotovoltaických elektráren vyžaduje systematickou přípravu zahrnující kompletní projekční činnost a průchod schvalovacími procesy, které představují významnou nákladovou položku ovlivňující celkovou ekonomiku projektů. Tyto náklady tvoří přibližně 8–12 % celkových investičních nákladů FVE a v navrženém portfoliu vycházejí z jednotného postupu napříč objekty.

Přípravná fáze projektů zahrnuje zpracování energetických auditů či předprojektových studií s náklady 15–25 tis. Kč na objekt. Následuje zpracování projektové dokumentace pro stavební povolení a realizaci s náklady 35–60 tis. Kč na systém podle složitosti instalace. Projektová dokumentace musí splňovat požadavky relevantních norem a předpisů a zahrnuje statické posouzení a požární bezpečnost v rozsahu přiměřeném danému objektu.

Tabulka 24: Struktura nákladů na projektovou přípravu

Typ činnosti	Náklady na projekt (tis. Kč)	Časová náročnost	Poznámky
Energetický audit/studie	15–25	2–4 týdny	Podle složitosti objektu
Projektová dokumentace	35–60	6–10 týdnů	Včetně statiky a požární bezpečnosti
Připojení k DS	10–25	6–12 týdnů	Včetně žádosti a smlouvy o připojení
Revize	8–15	2–4 týdny	Po dokončení instalace
Celkem na objekt	68–125	4–7 měsíců	Paralelní procesy

Zdroj: Vlastní zpracování

Připojení k distribuční soustavě představuje významnou součást přípravných prací s náklady 10–25 tis. Kč zahrnujícími zpracování žádosti o připojení, jednání s ČEZ Distribuce, případné úpravy měřicího místa a přípravu smlouvy o připojení. Všechny plánované instalace budou připojeny na hladině nízkého napětí, což minimalizuje dodatečné náklady na připojení a jsou nezávislé na stavebním řízení.

Celkové náklady na projekční a schvalovací činnost se pro optimalizovanou variantu B (instalovaný výkon 332,81 kWp, investiční náklady 20,87 mil. Kč bez DPH) pohybují orientačně v rozmezí 0,82–1,50 mil. Kč, což odpovídá zhruba 4–7 % celkových investičních nákladů. Tyto náklady jsou plně zahrnuty do ekonomického hodnocení variant a budou v jednotlivých projektech průběžně upřesňovány podle skutečné náročnosti dokumentace a průběhu připojovacích řízení.

2.3.4 Využití FVE pro napájení zdrojů tepla (doplňková možnost)

Technická studie vyhodnotila sdílení tepla mezi objekty jako nerelevantní vzhledem k rozptýlenosti a vzdálenostem. Smysluplný potenciál však vzniká v jednotlivých budovách prostřednictvím napájení zdrojů tepla elektřinou z fotovoltaických elektráren. Tento přístup zvyšuje lokální vlastní spotřebu elektřiny, snižuje provozní náklady vytápění a ohřevu vody a zlepšuje ekonomiku portfolia FVE díky lepšímu sladění výroby a spotřeby.

Současný stav vytápění v obecních objektech je převážně založen na zemním plynu a doplněn kotli na biomasu. Roční spotřeba plynu dosahuje přibližně 1 240 MWh. Využití elektřiny z FVE pro ohřev teplé vody a pro vytápění v přechodných obdobích představuje perspektivní doplnění, které zvyšuje míru lokálního uplatnění výroby bez potřeby exportu do sítě.

Technický potenciál zahrnuje čtyři hlavní způsoby využití:

Ohřev teplé vody pomocí elektrických topných patron a akumulačních zásobníků. Tato řešení umožňují přímé uplatnění denních špiček výroby FVE v letních měsících. Vhodná jsou zejména objekty s pravidelnou potřebou TUV a provozem během dne, například VŠE-04 Základní škola Všechovice, VŠE-03 Kulturní dům Všechovice, MAL-02 Lidový dům Malhotice, HOÚ-01 Obecní úřad Horní Újezd a ROU-02 Dům pro seniory Rouské.

Tepelná čerpadla vzduch-voda pro vytápění a TUV. V objektech s vyššími tepelnými nároky a stabilním denním provozem je možné instalovat systémy s ročním topným faktorem v rozmezí SCOP 3,0–4,0. Prioritu mají budovy se stávající otopnou soustavou s nízkoteplotním provozem a s prostorem pro akumulační zásobníky. Vhodnými kandidáty jsou zejména VŠE-04, ROU-02, HOÚ-01.

Hybridní koncepce plyn + elektřina. V mnoha objektech zůstávají plynové kotle jako špičkový a záložní zdroj. Elektrické prvky (TČ nebo patrony) pokrývají denní špičky výroby z FVE a přechodná období. Tím se snižuje spotřeba plynu a zvyšuje se lokální využití elektřiny, aniž by se zhoršila spolehlivost dodávky tepla.

Akumulační zásobníky tepla a řízení. Dimenzování zásobníků v rozsahu 0,5–2,0 m³ umožňuje časově posunout ohřev z poledních hodin do večerní špičky spotřeby. Řídicí systém na úrovni objektu spíná ohřev podle aktuální výroby FVE, stavu zásobníku a signalizace sdílení tak, aby maximalizoval lokální spotřebu a respektoval limity připojení.

Ekonomické zhodnocení vychází z interní ceny elektřiny z FVE a z provozních parametrů zdrojů tepla. Při uvažované interní ceně 2,5 Kč/kWh vychází orientační náklad tepla z tepelného čerpadla v rozmezí 0,6–0,8 Kč/kWh tepla podle dosaženého SCOP. Přímý elektrický ohřev má náklad přibližně 2,5 Kč/kWh tepla a je vhodný pro TUV a krátké odběrové špičky, kde je výhodou jednoduchost a nízká investice. Ve srovnání se zemním plynem s nákladem kolem 1,2 Kč/kWh tepla dává provoz tepelného čerpadla úsporu přibližně 30–50 %, zejména pokud je významná část spotřeby pokryta v době výroby FVE. Mimo dobu výroby FVE závisí ekonomika na kontraktu dodavatele elektřiny.

Tímto přístupem se dosáhne vyšší míry vlastní spotřeby v rámci ES, sníží se závislost na plynu a vytvoří se stabilní provozní rámec, který lépe využije navržené portfolio 24 FVE o výkonu 574,46 kWp s roční výrobou 602,39 MWh.

2.3.5 Akumulační systémy

Akumulační systémy slouží ke zvýšení míry vlastní spotřeby elektřiny z fotovoltaických elektráren a k plynulejšímu řízení energetických toků v rámci společenství. Jejich nasazení je však vhodné zvažovat selektivně s ohledem na investiční náročnost a reálný provozní přínos v konkrétních objektech.

Technická studie a aktuální návrh portfolia identifikují akumulaci s celkovou využitelnou kapacitou 167,20 kWh rozloženou do více objektů. Akumulační prvky jsou navrženy zejména u objektů s průběžnou spotřebou a s večerními špičkami odběru: BYS-01 (23,20 kWh), HOÚ-01 (17,40 kWh), HOÚ-02 (17,40 kWh), MAL-03 (5,80 kWh), OPA-01 (23,20 kWh), OPA-03 (5,80

kWh), OPA-06 (20,40 kWh), PAR-01 (11,60 kWh), RAK-01 (19,20 kWh), RAK-03 (5,80 kWh), ROU-01 (11,60 kWh), ROU-02 (5,80 kWh). Tato konfigurace umožní přesun části poledních přebytků do podvečera a noci, sníží export do sítě a podpoří lokální uplatnění výroby v režimu sdílení.

Investiční náklady bateriových systémů u obecních objektů odpovídají cenové hladině roku 2025 a orientačně se pohybují v intervalu 12–18 tis. Kč/kWh využitelné kapacity včetně BMS a nezbytných úprav rozvaděčů. Při plném nasazení celé navržené kapacity 167,20 kWh představuje agregovaná investice přibližně 2,0–3,0 mil. Kč bez DPH. Životnost lithiových akumulátorů se uvažuje 10–15 let s cyklováním 3–5 tis. cyklů a s účinností nabití a vybití 90–95 %.

Ekonomický efekt akumulace závisí na rozdílu mezi cenou elektřiny odebírané ze sítě a oceněním přebytků v rámci sdílení. Při scénáři S2 (rok 2025) a rozdílu přibližně 3,5 Kč/kWh generuje 1 kWh využitelné kapacity při denním cyklu a po zohlednění účinnosti 90–95 % roční úsporu zhruba 1 150–1 214 Kč/rok. Jednoduchá návratnost tak vychází přibližně 10–16 let podle pořizovací ceny, efektivního využití a dosažené účinnosti. Ekonomika je nejvýhodnější v objektech s kontinuální spotřebou a s vyšším překryvem výroby a odběru, typicky OPA-06 a PAR-01/RAK-01 při večerních kulturních akcích či provozu technologií.

2.4 Návrh ekonomického modelu sdílení energie při stávajícím stavu

2.4.1 Koordinovaný nákup a tarifní optimalizace bez vlastní výroby

Energetické společenství mikroregionu Záhoran může realizovat významné ekonomické přínosy ještě před spuštěním vlastních výrobních zdrojů prostřednictvím koordinovaného nákupu elektřiny a optimalizace smluvních a tarifních podmínek. Tato fáze představuje důležitý mezikrok mezi založením společenství a realizací fotovoltaických elektráren, který umožní členským obcím získat první praktické zkušenosti se společným hospodařením s energií a zároveň dosáhnout měřitelných úspor.

Základním principem sdílení bez vlastní výroby je agregace poptávky napříč všemi členskými obcemi, která vychází z jejich celkové roční spotřeby 297,973 MWh v 31 odběrných místech. Tento objem je dostatečně významný pro vyjednávání výhodnějších podmínek s dodavateli elektřiny, než by jednotlivé obce dosáhly samostatně. Portfolio dnes za silovou elektřinu platí celkem 794 155 Kč/rok, což odpovídá průměrné jednotkové ceně přibližně 2 665 Kč/MWh. Rozdíly v jednotkových cenách a smluvních podmínkách mezi obcemi potvrzují nejednotnost stávajícího nákupu a vytvářejí prostor pro konsolidaci.

Mechanismus skupinového nákupu funguje na principu společného výběrového řízení koordinovaného energetickým společenstvím, které zastupuje všechny členské obce

při jednání s potenciálními dodavateli. Standardizace smluv a sjednocení platebních a fakturačních náležitostí snižují transakční náklady a zvyšují vyjednávací sílu. Společenství může volit kombinaci fixních a plovoucích produktů a případně rozfázovat nákup do více etap, aby omezilo riziko nepříznivého načasování. Konsolidace nákupu přináší zejména slevu na silové elektřině o 6–10 %, která při dnešních ročních platbách za silovou elektřinu kolem 794 155 Kč odpovídá úspoře přibližně 47–79 tis. Kč/rok, a dále administrativní úspory z jednoduché fakturace v řádu 15 tis. Kč/rok.

Koordinace se promítá i do cílových hodnot na úrovni redukovatelných položek. Orientační cíl pro silovou elektřinu je 730 623 Kč (úspora 63,5 tis. Kč, tedy −8,0 % oproti 794 155 Kč). U variabilní distribuce lze konzervativně mířit na 455 554 Kč (úspora 29,1 tis. Kč, tedy −6,0 % oproti 484 632 Kč). V obchodnických fixech a souvisejících poplatcích je realistické snížení o 10 tis. Kč/rok. Po započtení administrativních úspor vychází souhrnný potenciál koordinace na přibližně 117,6 tis. Kč/rok, tj. zhruba −7 % v rámci redukovatelných položek. Regulované odvody se nemění a nejsou do tohoto odhadu zahrnuty.

Optimalizace tarifních struktur představuje druhý pilíř úspor, který vychází z analýzy spotřebních profilů jednotlivých odběrných míst a z volby sazeb odpovídajících skutečnému využití. Současný stav, kdy 15 z 31 objektů využívá základní sazbu C02d, naznačuje potenciál pro přesun části spotřeby do nízkého tarifu a pro úpravy jističů u vybraných objektů. Přechod vhodných odběrů na dvojtarifní nebo časově rozlišené sazby může na portfoliu konzervativně přinést 5–12 % úspor na variabilních složkách. Příklad HOÚ-04 (MŠ Horní Újezd): v nákladové skladbě převyšují platby za distribuci platby za silovou elektřinu, což indikuje prostor pro řízený přesun odběru do NT a úpravu sazby. Realistická úspora dosahuje ≈5–12 tis. Kč/rok (bez započtení případné drobné optimalizace jističe).

Na optimalizaci smluvních podmínek navazuje úprava rezervovaných příkonů a jističů u předimenzovaných odběrů, harmonizace výpovědních lhůt a nastavení zálohových plateb. U předimenzovaných jističů lze napříč portfoliem očekávat 35–45 tis. Kč/rok úspory. V nevhodně zvolených tarifech se pohybují dodatečné úspory 15–25 tis. Kč/rok. Sjednocení výpovědních lhůt na tři měsíce a rozumné nastavení záloh (80–90 % odhadu s kvartální aktualizací) přidává dalších 18–27 tis. Kč/rok v mzdových a transakčních nákladech. Celkově tak koordinovaný nákup, tarifní optimalizace a smluvní nastavení vytvářejí okamžitý a nízkonákladový přínos, který zvýší připravenost obcí na následné zavádění FVE a sdílení elektřiny a zkrátí dobu potřebnou k dosažení plných ekonomických efektů ES.

2.4.2 Model alokace nákladů a úspor

Model alokace nákladů a úspor energetického společenství mikroregionu Záhoran ve fázi před realizací vlastních výrobních kapacit vychází z principu spravedlivého přiřazení nákladů a benefitů podle skutečné spotřeby jednotlivých členů. Každá obec hradí pouze náklady

odpovídající reálné spotřebě elektřiny ve svých objektech, přičemž dosažené úspory jsou připisovány přímo těm subjektům, kde vznikly. Provozní náklady ES jsou hrazeny samostatně prostřednictvím členských příspěvků a nejsou součástí tohoto alokačního modelu.

Model pokrývá veškeré nákladové komponenty spojené s dodávkou elektřiny pro všech 31 objektů zapojených do ES. Zahrnuje platby za silovou elektřinu, distribuční poplatky včetně variabilních i fixních složek a regulované příplatky stanovené Energetickým regulačním úřadem.

Účtování nákladů je realizováno na principu přímé alokace podle spotřeby. Každá obec hradí za svá odběrná místa podle skutečné spotřeby vynásobené novou portfoliovou cenou dosaženou společným nákupem. K této variabilní složce se připočítávají fixní platby specifické pro jednotlivá odběrná místa, zahrnující poplatky za jističe, rezervovanou kapacitu a stálé platby obchodníkovi.

Nová portfoliová cena je jednotná pro všechny členy společenství a vychází ze společné smlouvy s vybraným dodavatelem energie. Tato cena se aplikuje transparentně na spotřebu všech objektů bez ohledu na jejich velikost nebo charakter provozu, čímž se zajišťuje nediskriminační přístup ke všem členům.

Úspory dosažené koordinovaným postupem jsou alokovány přesně podle místa jejich vzniku, což zajišťuje transparentnost a spravedlnost systému. Model rozlišuje dva hlavní zdroje úspor: Úspory ze společného nákupu silové elektřiny vznikají díky lepším cenovým podmínkám dosaženým agregací poptávky. Pro každou obec se vypočítají vynásobením spotřeby jednotlivých odběrných míst rozdílem mezi původní individuální cenou a novou portfoliovou cenou. Tyto úspory přímo reflektují přínos společného vyjednávání s dodavateli.

Úspory z optimalizace distribučních poplatků jsou realizovány prostřednictvím změn tarifních struktur, přechodu na výhodnější distribuční sazby nebo řízení spotřeby mezi vysokým a nízkým tarifem. Kalkulují se pouze pro ta odběrná místa, kde skutečně došlo k optimalizaci, a to jako součin spotřeby a rozdílu mezi původní a novou sazbou distribučních poplatků.

V případech, kdy by optimalizace vedla ke zvýšení nákladů u konkrétního odběrného místa (například při nevhodné změně tarifu), je úspora nastavena na nulu. Tím se zajišťuje, že žádný člen nebude penalizován za účast ve společenství a vždy bude v nejhorším případě na stejné úrovni nákladů jako před vstupem.

Transparentní zúčtování představuje klíčový prvek pro budování důvěry členů v ekonomický model společenství. Zúčtování může probíhat buď kvartálně, což umožňuje rychlou zpětnou vazbu a případné korekce systému, nebo v ročním cyklu – podle preferencí členů a administrativní efektivity.

Řídicí struktura modelu zajišťuje transparentnost a demokratickou kontrolu alokačních procesů. Portfoliová cena dosažená společným nákupem a formát reportovacích výstupů jsou schvalovány členy ES.

Členům by byla poskytována dostatečná lhůta pro vznesení připomínek k výpočtům alokace. To umožňuje identifikaci a korekci případných chyb před finálním zúčtováním. Veškeré podklady včetně faktur, odečtů a kalkulačních listů by byly archivovány pro zajištění možnosti zpětné kontroly a auditu.

Navržený model se vyznačuje jednoduchostí a transparentností, které jsou klíčové pro akceptaci všemi členy společenství. Absence složitých koeficientů nebo redistribučních mechanismů zajišťuje srozumitelnost systému pro všechny zúčastněné strany. Každá obec vidí přímou souvislost mezi svou spotřebou a dosaženými úsporami.
Model je okamžitě implementovatelný bez nutnosti složitých výpočtů nebo vytváření sporných alokačních klíčů. Tato charakteristika je zvláště důležitá v počáteční fázi fungování společenství, kdy je klíčové rychle demonstrovat konkrétní přínosy členství.
Struktura modelu vytváří robustní základ, který může být v budoucnu rozšířen o pravidla pro sdílení energie z vlastních výrobních kapacit. Současný přístup založený na transparentnosti a spravedlivém přiřazení nákladů a benefitů bude zachován i při zvýšení komplexity systému po instalaci fotovoltaických elektráren.

2.5 Optimalizace energetické bilance

Optimalizace energetické bilance je nejrychlejší cesta k měřitelným úsporám ještě před jakoukoli investicí do technologií. Vychází z reálné datové základny portfolia: 31 obecních objektů v devíti obcích s roční spotřebou 297,973 MWh. Samotná velikost portfolia vytváří vyjednávací sílu, která se projeví, jakmile se omezí roztříštěnost nákupů a sjednotí pravidla účtování.

Současné účty ukazují široký rozptyl obecních průměrných cen (4 595–14 570 Kč/MWh). Nejde jen o technické rozdíly, ale především o neujednocené smluvní podmínky a tarify. Portfolio je různorodé: objekty s téměř kontinuálním provozem (např. ČOV Opatovice – OPA-06) mají stabilní odběr, zatímco kulturní dům ve Všechovicích (VŠE-03) či školské budovy (např. VŠE-04) vytvářejí lokální špičky. Tato pestrost může být výhodou, pokud se s ní pracuje jako s celkem a citlivě se nastaví tarify i provozní režimy.

Z hlediska tarifů je vidět rezerva. Základní sazbu C02d využívá 15 z 31 odběrných míst (48,4 %). Pro část portfolia je adekvátní, u řady objektů však lépe vyhovují časově rozlišené C-sazby s aktivním řízením poměru VT/NT. Ilustrativní je mateřská škola v Horním Újezdu (HOÚ-04), kde dlouhodobě tvoří distribuce větší část variabilních plateb než silová elektřina (31 477 Kč

oproti 22 427 Kč). To je typický signál k úpravě tarifu a k přesunu spotřeby mimo vysoký tarif. Současně dává smysl prověřit hodnoty hlavních jističů a tam, kde to provoz dovolí, snížit je o jeden až dva stupně.

Priorita bez investic stojí na třech krocích, které na sebe přirozeně navazují. Nejprve se sjednotí nákup silové elektřiny se společnou cenovou logikou a podmínkami, což u portfolia této velikosti přináší konzervativně 6–10 % úspory oproti průměru dnešních individuálních smluv (v absolutním vyjádření desítky tisíc korun ročně). Následuje „tarifní hygiena“, tedy přechod vhodných odběrných míst na časově rozlišené C-sazby a aktivní řízení VT/NT, které na úrovni portfolia realisticky znamená 5–8 % úspory z variabilní distribuční složky, u specifických profilů lokálně více. Třetím krokem je cílená revize jističů, kde konzervativně počítáme s přínosem okolo 35–45 tis. Kč/rok napříč portfoliem. Pro orientaci je užitečné připomenout skladbu nákladů: silová elektřina 45,0 %, variabilní distribuce 27,4 %, regulované odvody 5,2 % a fixní platby 22,4 %. První vlna opatření míří právě na položky, které lze skutečně ovlivnit.

Aby bylo zúčtování férové a průhledné, uplatňuje se jednoduchý princip: každá obec platí pouze to, co na svých objektech skutečně spotřebuje, a úspory se připisují tam, kde vznikly. Podkladem jsou faktury od dodavatelů a pravidelné odečty spotřeby. Výpočty probíhají metodikou „před a po“ na úrovni každého odběrného místa, a pokud by u konkrétní změny vyšla záporná „úspora“, započítá se nula. Vyúčtování lze provádět kvartálně nebo ročně podle rozhodnutí společenství – interní postupy a formát reportů zůstávají stejné v obou časových úsecích, aby byla zachována auditovatelnost a srovnatelnost časových řad.

Na úrovni celého portfolia dávají bezinvestiční kroky v prvním roce konzervativní efekt 118 tis. Kč. Nejde o jednorázové číslo, ale o změnu způsobu řízení: standardizované smluvní a fakturační podmínky, společný tendr a tarifní audit všech 31 odběrných míst vytvoří pevný datový i organizační základ pro další rozvoj. Výsledkem je okamžitý, ověřitelný přínos v účtech a zároveň připravené prostředí pro navazující opatření – od postupného rozšíření monitoringu a řízení spotřeby až po dimenzování a ekonomiku budoucích fotovoltaických instalací a sdílení v rámci ES.

3 NÁVRHOVÁ ČÁST PRO DALŠÍ ROZVOJ ES

3.1 Stanovení cílů a plánu pro dosažení těchto cílů

Stanovení jasných a měřitelných cílů představuje zásadní předpoklad pro úspěšný rozvoj ES Mikroregionu Záhoran. Analýzy provedené v předchozích kapitolách odhalily potenciál

pro dosažení úspor, zvýšení podílu obnovitelných zdrojů a postupné budování finanční soběstačnosti celého společenství. Transformace současného stavu charakterizovaného roztříštěným přístupem k energetickému hospodaření na integrovaný systém komunitní energetiky vyžaduje systematický přístup s jasně definovanými milníky a rámcovým časováním.

Východiskem pro stanovení cílů je komplexní pochopení současné energetické situace mikroregionu. Celková roční spotřeba elektřiny činí 297,973 MWh a roční náklady dosahují 1 766 472 Kč (rok 2024), což vytváří solidní základ pro budování efektivního ES. Tato nákladová úroveň zároveň vymezuje prostor pro dosažení úspor a postupné vytváření zdrojů pro další rozvoj. Identifikovaný potenciál okamžitých úspor prostřednictvím optimalizačních opatření poskytuje finanční základnu pro přípravu a etapovou realizaci investičních projektů.

3.1.1 Strategické cíle energetického společenství

Primárním strategickým cílem ES je v několikaletém horizontu stabilně a nákladově efektivně pokrýt potřebu elektřiny portfolia, s měřitelným snížením celkových nákladů oproti referenčnímu roku. Tento cíl vychází z technického potenciálu území a rozpočtových možností zapojených obcí a předpokládá postupnou výstavbu fotovoltaických elektráren odpovídajících potřebám území, vhodné nastavení tarifů a funkční model sdílení energie mezi členy.

Druhým klíčovým strategickým cílem je dosažení ekonomické udržitelnosti společenství ve střednědobém horizontu. V praxi to znamená schopnost průběžně krýt provozní náklady, údržbu infrastruktury a přiměřené rozšiřování výrobních kapacit, a to na základě dosažených úspor a výnosů z provozu. Plnění tohoto cíle bude záviset na výsledcích výběrových řízení, skutečně dosažených cenách energií a míře vlastní spotřeby vyrobené elektřiny. Průběžné vyhodnocování zajistí, že tempo rozvoje zůstane ekonomicky racionální.

3.1.2 Cíle v oblasti výroby z obnovitelných zdrojů

Cílem je postupně budovat fotovoltaické elektrárny tak, aby smysluplně pokrývaly potřeby mikroregionu a přinášely měřitelný ekonomický efekt. Realizace bude probíhat v etapách a její tempo se bude řídit vývojem cen energií, výsledky výběrových řízení a schopností vyrobenou elektřinu přímo uplatnit v portfoliu. Přednost dostanou objekty s velkou či stabilní spotřebou, kde lze dosáhnout vysoké vlastní spotřeby bez nutnosti akumulace, a budovy s převážně denním provozem (např. školy a administrativní objekty), jejichž odběrový profil se přirozeně překrývá se solární výrobou. Stejně důležitý je technický potenciál střech – dostatečná plocha, nosnost a minimální zastínění – a elektrická připravenost objektu zahrnující adekvátní jištění, prostor v rozvaděčích a možnost budoucího měření pro sdílení. V úvahu se bere i dopad na veřejné služby: obecní úřady a další klíčové budovy mají prioritu vzhledem k jejich významu pro provoz obce a viditelnosti přínosu. Ekonomické hledisko zůstává průběžným filtrem –

upřednostněny budou instalace s vysokým podílem přímé spotřeby a nízkým rizikem nadbytečných přetoků.

Cílové nastavení výroby má pokrýt podstatnou část spotřeby zapojených objektů při zachování ekonomické efektivity investic. Vychází se ze standardních regionálních parametrů fotovoltaiky a z praktického dimenzování, které maximalizuje přímou spotřebu a minimalizuje objem energie prodávané do sítě. Sdílení mezi objekty bude sloužit k uplatnění denních přebytků tam, kde jsou profily spotřeby komplementární. O doplňkových prvcích, jako je akumulace, se uvažuje až tehdy, prokáže-li provozní a ekonomická data jejich přínos v dalších etapách. Tento přístup umožní rozšiřovat výrobní kapacitu postupně a pružně, s oporou o reálná data z provozu, skutečné účty a kapacitu portfolia elektřinu smysluplně využít.

3.1.3 Ekonomické cíle a návratnost investic

Základním ekonomickým cílem je dosahovat přijatelných dob návratnosti plánovaných investic s důrazem na co nejvyšší vlastní spotřebu vyrobené elektřiny a využití dostupné dotační podpory. Ekonomické hodnocení bude vycházet z aktuálních cen elektřiny, pořizovacích a provozních nákladů a z reálně dosažených podmínek ve výběrových řízeních – projekty s lepším poměrem investice a očekávaných úspor budou upřednostňovány.

V oblasti cash flow je cílem po zahájení činnosti postupně přejít do kladného provozního výsledku. Úvodní období může vyžadovat vyšší výdaje na přípravu a rozběh, následně však mají úspory z koordinovaného nákupu, optimalizace sazeb a první výnosy z vlastní výroby převýšit provozní náklady společenství a umožnit tvorbu rezervy pro další rozvoj. Tempo realizace se bude přizpůsobovat skutečně dosaženým cenám, výsledkům soutěží a rozpočtovým možnostem obcí, aby zůstala zachována ekonomická racionalita jednotlivých kroků.

3.1.4 Rámcový plán pro dosažení cílů.

Plnění cílů bude probíhat etapově a s průběžným vyhodnocováním dopadů. V době tvroby tohoto textu probíhá založení ES, sjednocení datových podkladů (faktury a pravidelné odečty spotřeby) a základní tržní konzultace k podmínkám nákupu elektřiny a tarifům. Následně by měla proběhnout příprava a postupná realizace střešních fotovoltaických instalací podle priorit vyplývajících z velké či stabilní spotřeby, technického potenciálu střech a přínosu pro provoz obce, přičemž cílem je maximalizovat přímou spotřebu a omezit přetoky. Společný postup vůči dodavatelům může být průběžně rozvíjen tak, aby se dosahovalo lepších cenových a smluvních podmínek bez zbytečných administrativních nároků. Ekonomická racionalita bude ověřována na sadě indikátorů a rozhodnutí o dalším rozšiřování výrobních kapacit se budou činit po vyhodnocení skutečně dosažených cen a výsledků výběrových řízení. Financování se předpokládá kombinací úspor, dotačních zdrojů a případně úvěru. Tempo realizace se bude

přizpůsobovat rozpočtovým možnostem obcí a aktuálním tržním podmínkám. Takto rámec umožní pružně upravovat postup podle reality, aniž by se ustupovalo od hlavních cílů kapitoly.

3.2 Návrh ekonomických indikátorů

Měření úspěšnosti ES nevyžaduje implementaci robustního systému ekonomických indikátorů, které poskytnou objektivní a transparentní pohled na dosahované výsledky. Klíčovým principem navrhovaného systému je proto jeho jednoduchost, srozumitelnost a vypovídací schopnost, která umožní všem zainteresovaným stranám – od představitelů obcí přes občany až po potenciální investory – jasně porozumět ekonomickým přínosům komunitní energetiky. V kontextu ekonomické studie proveditelnosti představují tyto indikátory nezbytný nástroj pro průběžné vyhodnocování naplňování stanovených cílů a identifikaci oblastí vyžadujících případnou korekci strategie.

Navrhovaný systém vychází z premisy, že složité vícekriteriální hodnocení může paradoxně snižovat transparentnost a ztěžovat komunikaci výsledků směrem k veřejnosti. Proto byl zvolen přístup založený na jediném, ale komplexním indikátoru, který dokáže v jednom čísle zachytit celkový ekonomický přínos všech realizovaných opatření. Tento přístup odpovídá nejlepší mezinárodní praxi v oblasti hodnocení ES, kde se osvědčily jednoduché, ale výstižné metriky umožňující snadné meziroční srovnání a benchmarking s podobnými projekty.

Indikátor: Roční úspora nákladů na elektřinu díky FVE a sdílení

Popis indikátoru

Tento klíčový ekonomický indikátor představuje procentuální vyjádření celkových úspor nákladů na elektrickou energii, kterých ES dosahuje díky vlastní výrobě z fotovoltaických elektráren a implementaci mechanismů sdílení energie mezi členy. Indikátor porovnává reálné náklady na elektrickou energii se situací, kdy by veškerá spotřeba byla pokryta nákupem ze sítě za tržních podmínek daného roku. Jeho síla spočívá v tom, že komplexně zachycuje všechny ekonomické přínosy – od přímé úspory za nevykoupenou elektřinu přes optimalizaci distribučních poplatků až po výnosy z prodeje přebytků.

Konstrukce indikátoru záměrně abstrahuje od investičních nákladů a zaměřuje se výhradně na provozní ekonomiku. Tento přístup umožňuje jasně demonstrovat okamžité přínosy realizovaných opatření a poskytuje silný motivační nástroj pro další rozvoj společenství. Současně vytváří transparentní základ pro hodnocení efektivity jednotlivých projektů a jejich příspěvku k celkové ekonomické výkonnosti portfolia.

Způsob výpočtu

Metodika výpočtu indikátoru vychází z principu komparace dvou stavů – hypotetického stavu bez existence ES a reálného stavu s fungující vlastní výrobou a sdílením.

První krok spočívá v určení hypotetických nákladů bez FVE a sdílení. Vychází se z celkové roční spotřeby elektrické energie celého portfolia ES, která zahrnuje jak elektřinu odebranou ze sítě, tak elektřinu vyrobenou a přímo spotřebovanou z vlastních fotovoltaických elektráren. Tato celková spotřeba se ocení skutečnými jednotkovými cenami elektrické energie platnými v daném roce, včetně všech složek – silové elektřiny, variabilních distribučních poplatků a regulovaných složek. Fixní platby, jako jsou poplatky za rezervovaný příkon či stálé platby obchodníkovi, se započítávají ve stejné výši jako ve skutečnosti, neboť tyto nejsou ovlivněny vlastní výrobou.

Druhý krok představuje stanovení skutečných ročních nákladů. Ty zahrnují všechny reálně uhrazené platby za silovou elektřinu, distribuční služby a regulované poplatky, od nichž se odečtou tržby získané za prodej přebytků vyrobené elektřiny do sítě. Tento čistý náklad reprezentuje reálnou ekonomickou zátěž ES v daném roce.

Finální výpočet indikátoru se provádí podle vzorce:

$$Úspora = 100\ x\ \frac{(Náklad\ bez\ FVE\ a\ sdílení - Skutečný\ roční\ náklad)}{Náklad\ bez\ FVE\ a\ sdílení}$$

Takto konstruovaný indikátor poskytuje jasnou a srozumitelnou informaci o procentuální úspoře dosažené díky aktivitám ES.

Nastavení cílové hodnoty

Stanovení cílových hodnot indikátoru reflektuje realistická očekávání postupného rozvoje ES a respektuje přirozenou dynamiku zavádění nových technologií. Pro první rok fungování, kdy budou uvedeny do provozu první fotovoltaické elektrárny a zahájena implementace mechanismů sdílení energie, je stanovena záměrně konzervativní cílová hodnota minimálně 2 % roční úspory nákladů. Tato opatrnost vychází z pochopení, že počáteční fáze je charakterizována optimalizací provozních procesů, laděním technických parametrů a postupným náběhem výrobních kapacit.

Cílová hodnota 2 % představuje realistický, ale zároveň měřitelný přínos, který jasně demonstruje ekonomickou výhodnost ES již v prvním roce provozu. Tato hodnota byla stanovena na základě analýzy podobných projektů v České republice, kde první rok provozu typicky přináší úspory v rozmezí 2–5 % v závislosti na rozsahu instalovaných kapacit a efektivitě sdílení. Volba spodní hranice tohoto intervalu zajišťuje vysokou pravděpodobnost dosažení stanoveného cíle.

Konzervativní nastavení počátečního cíle má několik strategických důvodů. Především vytváří realistická očekávání všech zainteresovaných stran a minimalizuje riziko zklamání z případného nenaplnění příliš ambiciózních cílů. Současně poskytuje prostor pro pozitivní překvapení v případě lepších než očekávaných výsledků, což posiluje důvěru v projekt a motivaci k dalšímu rozvoji. V neposlední řadě umožňuje postupné učení a získávání provozních zkušeností bez nadměrného tlaku na okamžité výsledky.

Pro následující roky se předpokládá dynamické přizpůsobování cílových hodnot na základě reálně dosažených výsledků, vývoje tržního prostředí a tempa rozšiřování výrobních kapacit. Očekává se postupný nárůst cílových hodnot – například na 5 % ve druhém roce, 8 % ve třetím roce a postupně až k dlouhodobému cíli dosažení dvouciferných úspor po plném rozvinutí výrobních kapacit společenství. Metodika nastavování cílů bude vycházet z kombinace historických dat, technického potenciálu území a benchmarkingu s podobnými projekty v České republice i zahraničí.

Perioda vykazování

Indikátor bude vyhodnocován jednou ročně, vždy po ukončení kalendářního roku a zpracování všech relevantních podkladů. Roční perioda vykazování byla zvolena záměrně, neboť odpovídá přirozenému cyklu energetického hospodaření, eliminuje sezónní výkyvy a poskytuje dostatečně robustní data pro strategické rozhodování. Vyhodnocení bude probíhat na úrovni celého portfolia energetického společenství, což zajistí komplexní pohled na dosažené výsledky.

V letech, kdy ještě nebude v provozu žádná fotovoltaická elektrárna ani implementováno sdílení energie, bude hodnota indikátoru vykazována jako "není aplikovatelné" (N/A). Systematické reportování začne od prvního roku, kdy bude v provozu alespoň jedna výrobní jednotka nebo funkční mechanismus sdílení.

Navržený systém ekonomických indikátorů tak vytváří pevný základ pro transparentní a objektivní hodnocení úspěšnosti ES, poskytuje jasnou zpětnou vazbu o dosahovaných výsledcích a umožňuje kvalifikované rozhodování o dalším směřování komunitní energetiky v Mikroregionu Záhoran.

3.3 Návrh ekonomického modelu sdílení energie při návrhovém stavu

3.3.1 Model s vlastní výrobou z FVE

Návrhový stav vychází z postupného uvádění střešních FVE na obecních budovách a jejich smysluplného uplatnění v portfoliu obcí. Východiskem je jednoduchá a průhledná hierarchie využití: nejprve přímá vlastní spotřeba v místě výroby, poté sdílení mezi členy společenství

a teprve nakonec prodej přebytků do sítě. Cíl je maximálně zhodnotit každou vyrobenou kilowatthodinu a zároveň udržet vyúčtování tak jasné, aby bylo snadno auditovatelné i obhajitelné v obecních rozpočtech. Model respektuje rozdílné provozní profily jednotlivých objektů a stojí na principech transparentnosti, jednoduchosti a ekonomické efektivity.

V místě výroby má elektřina nejvyšší hodnotu, protože přímo snižuje nákup ze sítě včetně silové elektřiny a variabilních distribučních a regulovaných složek vztažených na kWh. Tato „vlastní spotřeba“ se mezi členy nevnitřně nevyúčtovává – pro ekonomické hodnocení se oceňuje vyhnutými náklady daného roku. Při rozumném dimenzování FVE a základním řízení spotřeby lze dlouhodobě dosahovat výrazné převahy vlastní spotřeby v rámci portfolia (orientačně v řádu tří čtvrtin celoroční výroby), což je klíčové pro návratnost investic i stabilitu rozpočtů.

Zbytková denní výroba, kterou nelze smysluplně využít v místě vzniku, se uplatní formou sdílení mezi členy společenství. Technicky probíhá alokace po 15minutových intervalech jako poměrné přiřazení podle okamžité poptávky připojených odběrných míst. Ekonomicky se však vše vyhodnocuje a peněžně zúčtovává souhrnně jednou ročně. Sdílená energie je oceněna jednotnou, předem známou vnitřní cenou navázanou na tržní výkupní cenu (definováno dále v kapitole), aby byl obchod férový pro poskytovatele i příjemce a administrativně nenáročný.

Teprve energii, kterou není možné rozumně uplatnit uvnitř portfolia, se prodává do sítě za výkupní cenu dle smlouvy s obchodníkem. V optimalizovaném návrhovém stavu by měl podíl exportu zůstat spíše v jednotkách až nízkých desítkách procent roční výroby, což odpovídá prioritě vlastní spotřeby a sdílení. Tímto uspořádáním se každá kWh nejprve promění v přímou úsporu, sdílení doplní využití přebytků tam, kde dává ekonomický smysl, a export zůstává posledním, ale jasně popsaným krokem.

3.3.2 Vnitřní cena sdílené elektřiny a vyúčtování

Sdílená elektřina mezi členy ES se vyúčtuje jednotným a jednoduchým pravidlem:

$$\mathbf{P_{int} = 1{,}05 \times P_{výkup_roční},}$$

kde $P_{výkup_roční}$ je roční vážený průměr výkupní ceny přetoků podle smlouvy s obchodníkem v daném roce a P_{int} je vnitřní cena za 1 MWh sdílené elektřiny použitá při ročním vyúčtování mezi členy. Pravidlo se uplatní shodně pro sdílení uvnitř jedné obce i mezi různými obcemi (viz níže výjimka pro sdílení v rámci stejného vlastníka). Využití ročního průměru tlumí krátkodobé cenové výkyvy a zjednodušuje rozpočtové plánování.

Proč právě toto pravidlo a jaké má výhody:

Vnitřní cena navázaná na výkupní trh je srozumitelná, ověřitelná a spravedlivě rozděluje přínos sdílení: příjemce platí méně, než by zaplatil při nákupu ze sítě, a výrobce dostává více, než by získal prostým prodejem do sítě. Tím je podpořena motivace sdílet i přijímat bez potřeby složitých koeficientů. Jedno pravidlo pro celý rok udržuje předvídatelnost rozpočtů, snižuje administrativu a eliminuje spory o „správnou“ cenu v průběhu roku. Ukotvení v tržní výkupní ceně navíc zabraňuje „vyrábění renty“ uvnitř společenství a chrání jednoduchost auditní stopy.

Rozdělení ostatních plateb zůstává beze změny:

Distribuční a regulované poplatky spojené se spotřebou sdílené elektřiny platí vždy příjemce na svém odběrném místě podle faktur od dodavatele/distributora. Fixní platby (zejména za jistič a stálé obchodní platby) zůstávají na majiteli daného odběrného místa a nejsou součástí vnitřní ceny, tudíž se nijak mezi členy nerozpočítávají. Export (nevyužitelné přebytky) se oceňuje tržní výkupní cenou dle smlouvy s obchodníkem a výnos náleží vlastníkovi FVE (obci nebo ES) podle zvoleného modelu vlastnictví.

Sdílení mezi budovami jednoho vlastníka (např. intra-obecní sdílení):

Pokud se elektřina sdílí mezi odběrnými místy totožného vlastníka obou budov, neprobíhá žádné peněžní vyrovnání silové složky mezi těmito odběrnými místy – vlastník si neplatí sám sobě. Pro účely vyúčtování se proto u intra-obecního sdílení uplatní $P_{int} = 0$ (peněžně), přičemž do ekonomických přehledů a indikátorů se tato energie analyticky oceňuje vyhnutými náklady daného roku (prokazatelná úspora proti nákupu ze sítě). Distribuční a regulované poplatky za přijaté množství hradí standardně příjemce na svém odběrném místě. Tento přístup zachovává jak rozpočtovou čistotu (žádné vnitřní převody v rámci jednoho vlastníka), tak měřitelnost přínosu (analytická hodnota úspory). V případě potřeby vnitřního „přerozdělení“ mezi organizačními jednotkami vlastníka lze volitelně použít interní transferové ceny, tato studie je však nedefinuje a ponechává je vnitřním pravidlům daného subjektu.

Sdílení mezi různými obcemi (mezi různými vlastníky):

Při sdílení mezi odlišnými vlastníky se vždy účtuje vnitřní cenou $P_{int} = 1{,}05 \times P_{výkup_roční}$. Distribuční a regulované poplatky platí příjemce na svém odběrném místě a fixní platby zůstávají na majiteli příslušného odběrného místa. Roční peněžní vyrovnání probíhá na základě ročních součtů sdílených MWh oceněných P_{int}.

3.3.3 Alokace sdílení a datová základna

Dále popisujeme způsob alokace sdíleného objemu na jednotlivá odběrná místa a datovou základnu pro roční vyúčtování, aby bylo zřejmé, jak přesně se sdílená energie přiřazuje a jak se výsledky kontrolují a archivují.

Technická implementace alokace sdílené energie vychází z 15minutových intervalů, v nichž se přebytky poměrně přiřazují podle okamžité poptávky připojených odběrných míst. Tím je zajištěno, že pokud je to možné, není žádná vyrobená energie zmařena. Buď je spotřebována v místě výroby, rozdistribuována mezi členy ES, nebo, není-li poptávka, exportována do sítě.

Ekonomické vyrovnání mezi členy probíhá 1× ročně na základě ročních součtů výroby/přetoků a faktur. Vnitřní cena P_{int} se použije pouze na sdílený objem, kdežto vlastní spotřeba v místě výroby se vnitřně neúčtuje (oceňuje se jen analyticky vyhnutými náklady) a export se vyhodnocuje podle skutečně dosažených výkupních cen. Distribuční a regulované poplatky k přijaté sdílené energii platí vždy příjemce na svém odběrném místě, fixní platby (jističe, stálé obchodní platby) zůstávají na majiteli příslušného odběrného místa a nejsou součástí alokace.

V průběhu přechodného období, dokud ERÚ a EDC nespustí další (dynamické/hybridní) metody režimu sdílení, se uplatňuje statická metoda alokace: V každém 15minutovém intervalu se sdílená výroba rozděluje mezi zapojená odběrná místa podle předem sjednaných pevných koeficientů (podílů), které jsou neměnné po celé účinné období. Každému odběrnému místu lze v daném intervalu přidělit nejvýše tolik energie, kolik činí jeho skutečná spotřeba. Nevyužitý zbytek (reziduum) se iterativně poměrně podle těchto koeficientů přerozdělí ostatním odběrným místům, dokud je co krýt jejich spotřebou. Případný zbylý přebytek po této iteraci odchází mimo společenství (do sítě) a dále se již nesdílí. Metoda nepoužívá rozdělení podle okamžité spotřeby, ad-hoc priority ani dynamické limity – rozhodující jsou výhradně pevné koeficienty.

Volba statické metody vychází z požadavků na jednoduchost, auditovatelnost a nízké nároky na správu. Jakmile bude k dispozici stabilní průběhová datová základna napříč portfoliem a sjednocená pravidla vyhodnocení, může být metodika přehodnocena a případně nahrazena hybridním přístupem (např. kombinace pevných koeficientů s předem dohodnutými limity/prioritami). O změně rozhodnou členové v rámci pravidelného ročního schvalování. Nová metoda naběhne od začátku následujícího zúčtovacího roku po provedení nezbytných formálních úprav v registraci skupiny.

Základem datovou strukturu a kontrolu kvality jsou průběhová měření distributora a agregované hodnoty výroby z monitoringu FVE, vše v 15minutové granularitě. Před ročním vyúčtováním proběhne kontrola úplnosti a validace (kontinuita intervalů, soulad součtů s fakturací).

Algoritmus výpočtu bude stanoven tak, že v každém 15minutovém intervalu se nejprve odečte vlastní spotřeba v místě výroby a zbylá výroba vstupuje do sdíleného poolu. Tento objem se rozdělí mezi odběrná místa podle pevných koeficientů s tím, že příděl každého odběrného místa je omezen jeho skutečnou spotřebou v daném intervalu. Nealokovaný zbytek se opakovaně přerozděluje mezi ostatní odběrná místa (poměrně dle koeficientů) až do vyčerpání spotřeby nebo sdíleného zbytku. Roční součet takto alokovaných kWh se následně ocení P_{int} a tvoří podklad pro roční peněžní vypořádání mezi členy. Tím je zajištěna návaznost na pravidla vnitřní ceny, srozumitelnost výsledků pro orgány společenství i veřejnost a zároveň otevřenost pro budoucí jemnější nastavení alokace.

3.3.4 Ostatní

Každá obec ve výsledku vidí tři jasné peněžní toky:

- běžné faktury za elektřinu a distribuci,
- peněžní vyrovnání za přijatou/poskytnutou sdílenou energii oceněnou P_{int},
- případné výnosy z exportu u vlastních FVE.

Tím se zachová průhlednost a auditovatelnost. Daňové zacházení (včetně DPH) se řídí obecně závaznými předpisy podle role výrobce/příjemce a vlastnictví FVE.

Vnitřní cenu P_{int} budou schvalovat členové ES spolu s ročním vyúčtováním. Tento přístup dává členům stabilitu pro rozpočtování i pro přípravu dalších projektů.

V případě rozšíření společenství o jiné typy subjektů (firmy, domácnosti) se ekonomika sdílení elektřiny reviduje v návaznosti na jednání s těmito členy. Revize může zahrnout odlišné daňové režimy, způsob zajištění plateb, případné zvláštní podmínky pro sdílení a potvrzení, zda se i nadále uplatní jednotná vnitřní cena $P_{int} = 1{,}05 \times P_{výkup_roční}$, nebo zda bude vhodné stanovit samostatné třídy pravidel (např. pro veřejné a neveřejné subjekty). Cílem je zachovat jednoduchost, férovost a nízkou administrativní zátěž i při růstu členské základny.

Výsledkem je jednoduché, předvídatelné a spravedlivé nastavení: každá vyrobená energie nejprve snižuje nákupy ze sítě, sdílená energie má jasnou vnitřní cenu odvozenou od trhu a fixní poplatky zůstávají tam, kam patří. Model je okamžitě implementovatelný, nevyžaduje složité koeficienty ani výjimky a vytváří pevný základ pro postupné rozšiřování výrobních kapacit i členské základny.

4 ANALÝZA NÁKLADŮ A VÝNOSŮ PO DOBU EKONOMICKÉ ŽIVOTNOSTI INVESTIC

Analýza nákladů a výnosů představuje klíčovou součást ekonomické studie proveditelnosti ES Mikroregionu Záhoran, která poskytuje objektivní podklady pro rozhodování o realizaci investic do obnovitelných zdrojů energie a související infrastruktury. Tato analýza respektuje metodické principy hodnocení veřejných investic a zohledňuje specifické podmínky komunitní energetiky v českém legislativním prostředí.

4.1 Definice podstaty projektu

4.1.1 Charakteristika projektu založení ES

Energetické společenství Mikroregionu Záhoran bude založeno jako zapsaný spolek registrovaný dle §214–302 občanského zákoníku a zákona č. 304/2013 Sb. Jeho činnost v energetice se se bude řídit energetickým zákonem. Hlavním účelem bude poskytovat environmentální, hospodářské a sociální přínosy členům a území 9 obcí (Býškovice, Horní Újezd, Malhotice, Opatovice, Paršovice, Provodovice, Rakov, Rouské, Všechovice). Hlavní činností je sdílení, dodávka a výroba elektřiny z OZE a související energetický management. Tím je od počátku dán neziskový charakter a rámec pro transparentní nakládání s přínosy projektu.

Projekt představuje systémovou investici do decentralizované infrastruktury a komunitního sdílení energie napříč uvedenými obcemi. Navazuje na technickou studii, která vymezila technické limity, solární potenciál a postup zavádění FVE v návaznosti na připojení, měření, regulaci a sdílení. Studie slouží jako podklad pro volbu technické varianty, komunikaci s provozovateli sítí a pro přípravu financování a projektové dokumentace. Primárně cílí na obecní objekty jako první etapu, s možností postupného rozšíření.

Základ portfolia tvoří 31 objektů s roční spotřebou 297,973 MWh elektřiny. Struktura odběrů (školy, ČOV, kulturní domy, úřady) je vhodná pro střešní FVE s vysokým podílem vlastní spotřeby během dne. Všechny objekty jsou na hladině NN, což usnadňuje standardizaci měření a připojení.

Sdílení elektřiny je navrženo na průběhových datech v 15minutové granularitě a na registraci skupiny sdílení u provozovatele distribuční soustavy a operátora trhu. V přechodné fázi se uplatní jednoduchá a auditovatelná statická alokace s pevnými koeficienty po 15 minutách. Datovou páteř tvoří průběhová měření distributora a agregovaná výroba z monitoringu FVE. Technické předpoklady zahrnují 15minutová měření, správnou identifikaci odběrných míst/výroben a datovou konektivitu pro odečet a řízení.

Řízení a správa ES staví na jasném rozdělení rolí: statutárním orgánem je tříčlenný Výbor, dohled nad hospodařením vykonává tříčlenná Kontrolní komise, nejvyšším orgánem je členská schůze všech členů (možno prezenčně, online i per rollam). Pravidla posilují férovost, kdy jeden člen = jeden hlas. Provozní koordinaci zajišťuje správce/koordinátor ES s rolí v datové správě, komunikaci s distributorem a OTE a v řízení změn.

Tato charakteristika vymezuje právní, organizační a technicko-provozní bázi vzniku ES. Zapsaný spolek s veřejně prospěšným účelem, standardizované NN portfolio a 15minutová měření pro transparentní sdílení, jednoduchá počáteční alokační metodika a postupný rozvoj střešních FVE na obecních budovách dle priorit daných spotřebními profily a připojovacími podmínkami.

4.1.2 Časový horizont hodnocení (20 let)

Časový horizont ekonomického hodnocení projektu je stanoven na 20 let. Odpovídá garantovaným parametrům fotovoltaických panelů, které podle technických specifikací po 20 letech zachovávají minimálně 90 % nominálního výkonu. V ekonomickém modelu proto uvažujeme lineární degradaci 0,5 % ročně. Dvacet let je současně doba, pro niž lze s přiměřenou spolehlivostí predikovat klíčové vstupy (ceny elektřiny, inflaci, úrokové sazby a technologický vývoj). Delší projekce by zvyšovaly nejistotu a snižovaly vypovídací hodnotu analýzy, zatímco zvolený horizont zachycuje plné ekonomické přínosy investice a umožňuje posoudit dosažení kladné čisté současné hodnoty projektu.

Implementace projektu je strukturována do čtyř hlavních fází, které odpovídají logice postupného rozvoje ES a možnostem financování ze strany členů. Roky a kapacity vycházejí z aktuálního portfolia 24 FVE / 574,46 kWp s postupnou realizací 2025–2031.

Přípravná fáze (2025–2026) zahrnuje založení ES jako právnické osoby, metodické nastavení sdílení, rámcové tržní konzultace, zpracování projektových podkladů pro první vlnu instalací, připojovací řízení a výběr dodavatelů. V této fázi převládají náklady na přípravu bez generování příjmů. Centrální výdaje (mimo projektové položky jednotlivých FVE) se odhadují na 1,7 mil. Kč.

Implementační fáze I (2025–2027) je charakterizována realizací prioritních instalací s nejvyšší mírou vlastní spotřeby a připraveností (varianta A + přidružené projekty varianty B). V této fázi je instalováno cca 332,81 kWp s investičními náklady přibližně 20,87 mil. Kč bez DPH. Postupné uvádění jednotlivých instalací do provozu umožní generování prvních úspor a ověření provozního modelu sdílení.

Implementační fáze II / Stabilizační (2028–2031) představuje dokončení všech plánovaných instalací na zbývajících objektech a optimalizaci provozních procesů. Dodatečné investice ve výši přibližně 17,2–17,4 mil. Kč navýší instalovaný výkon na celkových 574,46 kWp. V této fázi by mělo být dosaženo stabilního pozitivního provozního cash-flow z činností ES a vytvořeny základy pro rezervy na budoucí reinvestice.

Zralá fáze (2032–2045) je charakterizována stabilizovaným provozem s minimálními dodatečnými investičními náklady a maximalizací ekonomických přínosů. V průběhu zralé fáze je plánována postupná výměna střídačů (časování dle uvedení jednotlivých FVE do provozu) s agregovanými náklady přibližně 1,8–2,6 mil. Kč bez DPH, které jsou zahrnuty v ekonomických projekcích. Roční provozní cash-flow se očekává kladné při zachování priorit vlastní spotřeby a rozumného řízení sdílení.

Tabulka 25: Fázování realizace projektu energetického společenství

Fáze	Období	Hlavní aktivity	Investice (mil. Kč, bez DPH)	Instalovaný výkon (kWp)
Přípravná	2025–2026	Založení ES, metodika, projektová příprava I	1,7	0
Implementační I	2025–2027	Realizace prioritních instalací	20,87	332,81
Implementační II / Stabilizační	2028–2031	Dokončení instalací, optimalizace	17,2–17,4	→ 574,46
Zralá	2032–2045	Stabilní provoz, reinvestice (střídače)	1,8–2,6	0
Celkem	**2025–2045**	**Kompletní projekt**	**39,86**	**574,46**

Zdroj: Vlastní zpracování

Poznámka: Investice „Celkem“ zahrnují souhrn portfolia 24 FVE a centrální náklady ES 1,7 mil. Kč. Přípravná fáze uvádí centrální náklady ES, projektové náklady jednotlivých FVE jsou zahrnuty v investicích implementačních fází.

Reziduální hodnota technických aktiv na konci dvacetiletého hodnotícího období představuje významnou složku celkové ekonomické bilance projektu.

- Výrobní potenciál po 20 letech: Při lineární degradaci 0,5 %/rok si FVE po 20 letech zachovávají 90 % nominální výroby. U portfolia s dnešní projektovanou výrobou 602,39 MWh/rok to odpovídá schopnosti generovat 542 MWh/rok.
- Panely: Při konzervativním ocenění 25–30 % z pořizovacích nákladů FVE připadá na panely reziduální hodnota 9,5–11,5 mil. Kč.
- Měřicí/komunikační a EMS prvky: Reziduální hodnota odhadově 10–15 % pořizovací ceny těchto prvků, agregovaně 0,15–0,25 mil. Kč.
- Nosné konstrukce a elektroinstalace: Díky delší technické životnosti 40–50 % původní ceny, agregovaně 1,3–1,7 mil. Kč.

Celková reziduální hodnota technických aktiv tak orientačně dosahuje 11,0–13,4 mil. Kč, tj. zhruba 29–35 % celkových investičních nákladů portfolia.

4.2 Volba varianty projektu na základě technické a ekonomické analýzy

Volba varianty se opírá o koncept mezních scénářů a o etapovou realizaci. Na jedné straně stojí nulová varianta, která nepředpokládá žádné investice do výroby elektřiny a zaměřuje se na koordinovaný nákup, tarifní audit, revizi jističů a sdílení odběru, tedy kroky s okamžitým a nízkonákladovým efektem, které vytvářejí společná pravidla a ukazatele pro následné investice. Na druhé straně je maximální varianta představující plné využití současně připraveného technického potenciálu, tedy přibližně 574,46 kWp s projektovanou roční výrobou kolem 602,39 MWh, s nasazením na objektech s ověřenou připojitelností na nízkém napětí, vhodným spotřebním profilem a možností řízení zátěže a akumulace pro omezení přetoků. Reálné řešení se bude pohybovat mezi těmito mezemi a bude vycházet z technické proveditelnosti jednotlivých objektů, z vůle členských obcí a z dostupných finančních zdrojů. Rozsah bude postupně upřesňován podle harmonogramu 2025–2031 a podle výsledků první etapy realizace včetně ověřené míry vlastní spotřeby a praktické zkušenosti s koordinací sdílení.

Cílové portfolio tvoří 24 FVE s celkovým instalovaným výkonem 574,46 kWp a s projektovanou roční výrobou přibližně 602,39 MWh. Realizace proběhne v letech 2025–2031 a je rozvržena do dvou navazujících etap. Implementační fáze I v letech 2025–2027 zahrnuje prioritní instalace s vysokou mírou vlastní spotřeby v souhrnu 332,81 kWp s investičními náklady přibližně 20,87 mil. Kč bez DPH. Tato etapa cílí na objekty s denním či kontinuálním provozem a se stabilním profilem odběru, kde je možné okamžitě uplatnit většinu výroby a tím snížit přetoky do sítě. Implementační fáze II v letech 2028–2031 doplní zbývající projekty tak, aby portfolio dosáhlo 574,46 kWp. Dodatečné investice se pohybují okolo 17,29 mil. Kč bez DPH a budou směřovat do objektů s prověřenou proveditelností a s potenciálem pro řízené zvýšení vlastní spotřeby. Centrální výdaje přípravné fáze na úrovni ES činí 1,7 mil. Kč a pokrývají založení, metodiky, rámcové smlouvy, společný nákup a jednotné nastavení měření a reportingu.

Výběr objektů respektuje princip maximalizace vlastní spotřeby a současně technickou proveditelnost bez nutnosti posilování distribuční sítě. Dimenzování na jednotlivých budovách vychází z kapacity střech a jejich orientace, ze statického posouzení, z připojovacích možností a ze sladění denních profilů výroby a spotřeby. Instalace proběhnou pouze tam, kde je dosažitelný ekonomicky smysluplný provoz a dlouhodobá udržitelnost. Export přebytků se omezuje řízením spotřeby, rozumným dimenzováním a koordinací mezi členy společenství. Současně se využije akumulace tam, kde to přináší měřitelný přínos pro přesun poledních přebytků do podvečera a noci bez nadměrného navyšování investičních nákladů.

Programový přístup zachovává flexibilitu a umožňuje postupné rozšiřování podle skutečně dosažených výsledků, podle finančního rámce obcí a podle technických podmínek připojení.

Každý krok navazuje na předchozí a dále standardizuje procesy výběru dodavatelů, smluvní rámce a provozní reporting tak, aby se zkrátil čas potřebný na další instalace. Fázování umožní upravovat dimenze jednotlivých instalací bez změny cílové trajektorie a s ohledem na připojitelnost na nízkém napětí bez nutnosti posilování. Rozhodování obcí se opírá o dostupnost spolufinancování a dotačních zdrojů, o připravenost střech a o stavebně technický stav rozvodů. Řízení zajišťují sjednocené smluvní rámce, alokační klíče a jednotné měření s centrálním sběrem dat, což umožňuje transparentní zúčtování přínosů a rychlou identifikaci odchylek v provozu.

Volba přihlíží k legislativnímu rámci pro střešní FVE do 100 kWp, které nevyžadují stavební povolení ani kolaudaci při splnění stanovených podmínek. Tato skutečnost snižuje povolovací rizika a zkracuje přípravu. Projekt počítá s postupnou modernizací měření a řízení spotřeby, s návazností na využití elektřiny pro zdroje tepla a s plánovanou výměnou střídačů ve zralé fázi životního cyklu tak, aby se uchovala vysoká disponibilita výroby. Program je otevřen rozšíření o další objekty a případné nové členy, pokud rozšíření nezhorší míru vlastní spotřeby a nenaruší rovnováhu sdílení. Projekt se tak pohybuje mezi nulovou a maximální variantou a cíleně směřuje k parametrům definovaného portfolia 24 FVE o výkonu 574,46 kWp s roční výrobou přibližně 602,39 MWh v harmonogramu 2025–2031.

4.3 Vymezení struktury beneficientů

4.3.1 Přímí beneficienti (9 obcí, 31 objektů)

Primární skupinu přímých beneficientů ES Mikroregionu Záhoran tvoří členské obce a jejich objekty, které budou bezprostředně využívat výhody plynoucí z vlastní výroby elektřiny a komunitního sdílení energie. Struktura přímých beneficientů zahrnuje 9 obcí – Býškovice, Horní Újezd, Malhotice, Opatovice, Paršovice, Provodovice, Rakov, Rouské a Všechovice – s celkem 31 objekty ve vlastnictví těchto samospráv, které představují základní infrastrukturu pro implementaci komunitní energetiky.

Analýza současného energetického profilu přímých beneficientů ukazuje značnou heterogenitu v jejich energetických potřebách a možnostech využití obnovitelných zdrojů. Celková roční spotřeba elektřiny všech zapojených objektů dosahuje 297,973 MWh s ročními náklady 1 766 472 Kč bez DPH, přičemž jednotlivé objekty vykazují roční spotřebu od 0,7 MWh u nejmenších objektů až po 75,9 MWh u největších spotřebitelů. Tato diverzita vytváří optimální podmínky pro efektivní sdílení energie, kdy objekty s různými spotřebními profily mohou vzájemně využívat své výrobní kapacity a optimalizovat celkovou energetickou bilanci společenství.

Nejvýznamnější beneficienti z hlediska absolutních úspor jsou obce s největší spotřebou elektřiny a vhodnými podmínkami pro instalaci fotovoltaických systémů. Obec Všechovice

s roční spotřebou 108,1 MWh a plánovaným instalovaným výkonem 100,00 kWp (VŠE-04) představuje největšího beneficienta, který může dosáhnout ročních úspor přesahujících 120 tisíc Kč. Základní škola ve Všechovicích jako jednotlivý objekt s nejvyšší spotřebou 75,9 MWh/rok bude profitovat z přímé spotřeby elektřiny vyrobené na vlastní střeše, což eliminuje distribuční poplatky a zajišťuje maximální ekonomickou hodnotu vyrobené energie.

Obce Opatovice a Paršovice s ročními spotřebami 83,8 MWh a 48,3 MWh představují druhé a třetí nejvýznamnější beneficienty. Jejich portfolio objektů zahrnuje energeticky náročné provozy jako čistírny odpadních vod, které díky kontinuálnímu provozu umožňují vysokou míru využití fotovoltaické výroby i mimo standardní pracovní dobu. Čistírna odpadních vod v Opatovicích (OPA-06) s roční spotřebou 56,9 MWh představuje ideální objekt pro instalaci fotovoltaiky s očekávanou mírou vlastní spotřeby přesahující 90 %.

Tabulka 26: Struktura přímých beneficientů podle velikosti přínosů

Obec	Počet objektů	Roční spotřeba (MWh)	Současné náklady (tis. Kč)	Úspora (%)
Všechovice	4	108,1	610	20,0
Opatovice	6	83,8	385	17,9
Paršovice	6	48,3	368	17,9
Horní Újezd	4	30,9	185	17,8
Rakov	3	8,8	79	15,2
Malhotice	4	7,7	69	14,5
Rouské	2	6,5	43	14,0
Býškovice	1	3,1	17	11,8
Provodovice	1	0,7	10	10,0
Celkem	31	298,0	1 766	18,2

Zdroj: Vlastní zpracování

Menší obce, přestože v absolutních číslech dosahují nižších úspor, budou relativně významně profitovat z členství v ES. Obce jako Malhotice, Rouské, Býškovice a Provodovice s ročními spotřebami pod 10 MWh získají přístup k výhodám koordinovaného nákupu energie a možnosti sdílení přebytků z větších instalací, což by při individuálním přístupu nebylo ekonomicky realizovatelné. Solidární princip energetického společenství zajišťuje, že i tyto malé obce dosáhnou úspor 10–15 % svých současných nákladů na elektřinu.

Struktura objektů přímých beneficientů zahrnuje široké spektrum obecní infrastruktury s různými provozními charakteristikami. Administrativní budovy obecních úřadů s typickou denní spotřebou během pracovních dnů představují 9 objektů s celkovou spotřebou 45,2 MWh/rok. Vzdělávací zařízení včetně základních a mateřských škol zahrnují 6 objektů s kombinovanou spotřebou 112,4 MWh/rok, které vykazují vysokou korelaci spotřeby s denní výrobou fotovoltaiky. Kulturní a společenské objekty jako kulturní domy, sokolovny a lidové domy představují 8 objektů se spotřebou 68,3 MWh/rok, které díky své flexibilní spotřebě mohou optimálně využívat přebytky výroby. Technická infrastruktura včetně čistíren

odpadních vod a hasičských zbrojnic zahrnuje 8 objektů se spotřebou 72,1 MWh/rok, přičemž zejména čistírny díky kontinuálnímu provozu zajišťují stabilní základní odběr pro celé společenství.

4.3.2 Nepřímí beneficienti

Skupina nepřímých beneficientů energetického společenství zahrnuje široké spektrum subjektů a jednotlivců, kteří budou pozitivně ovlivněni realizací projektu, aniž by byli přímými členy společenství nebo investory. Identifikace a kvantifikace přínosů pro nepřímé beneficienty je klíčová pro pochopení celkového společenského dopadu projektu a jeho role v udržitelném rozvoji mikroregionu.

Obyvatelé členských obcí představují nejvýznamnější skupinu nepřímých beneficientů, která čítá 4 089 osob žijících na území devíti zapojených obcí. Tito občané budou profitovat z několika úrovní pozitivních dopadů projektu. Snížení nákladů obecních rozpočtů na energie o očekávaných 321 tisíc Kč/rok umožní obcím alokovat více prostředků do rozvoje veřejných služeb, údržby infrastruktury a podpory místních aktivit. Při průměrné úspoře 79 Kč na obyvatele a rok se jedná o prostředky, které mohou být investovány do zlepšení kvality života v obcích prostřednictvím modernizace veřejného osvětlení, rozšíření kulturních a sportovních aktivit nebo podpory místních spolků.

Místní podnikatelské subjekty a živnostníci působící v mikroregionu představují další významnou skupinu nepřímých beneficientů. Realizace projektu vytvoří poptávku po službách v oblasti elektroinstalací, stavebních prací, údržby a servisu energetických zařízení. Odhadovaný objem zakázek pro místní firmy během realizace projektu dosáhne 1,5–2,0 mil. Kč, což představuje významnou injekci do místní ekonomiky. Dlouhodobě bude provoz ES generovat pravidelné zakázky na údržbu a servis v objemu 100–150 tis. Kč/rok.

Environmentální benefity projektu se pozitivně projeví na kvalitě života všech obyvatel regionu i širšího okolí. Roční snížení emisí CO_2 o 272 tun představuje významný příspěvek ke zlepšení kvality ovzduší a snížení lokální uhlíkové stopy. Tento efekt je ekvivalentní odstranění přibližně 120 osobních automobilů z provozu nebo vysázení 12 hektarů nového lesa. Dlouhodobě projekt přispěje ke snížení emisí o více než 5 400 tun CO_2 během dvacetileté životnosti, což představuje významný příspěvek k naplňování klimatických závazků České republiky.

Tabulka 27: Kvantifikace přínosů pro nepřímé beneficienty

Skupina beneficientů	Počet/rozsah	Typ přínosu	Kvantifikace přínosu
Obyvatelé obcí	4 089 osob	Lepší veřejné služby	79 Kč/osoba/rok
Místní firmy	15–20 subjektů	Zakázky při realizaci	1,5–2,0 mil. Kč
Servisní firmy	3–5 subjektů	Pravidelná údržba	100–150 tis. Kč/rok
Širší region	10 000 obyvatel	Snížení emisí	272 tun CO_2/rok
Vzdělávací instituce	3 školy	Demonstrační projekty	5 exkurzí/rok

Zdroj: Vlastní zpracování

Vzdělávací instituce v regionu získají přístup k praktickému příkladu fungování obnovitelných zdrojů energie a komunitní energetiky. Základní školy ve Všechovicích, Opatovicích a Horním Újezdě budou moci využívat fotovoltaické instalace na svých budovách jako demonstrační objekty pro environmentální výchovu.

Budoucí generace obyvatel mikroregionu představují dlouhodobé nepřímé beneficienty, kteří zdědí vybudovanou energetickou infrastrukturu a zkušenosti s udržitelným energetickým hospodařením. Investice do fotovoltaických systémů s životností 25–30 let vytvoří trvalou hodnotu pro obce, která bude generovat úspory dlouho po splacení počáteční investice. Zkušenosti a know-how získané provozem ES vytvoří základ pro další rozvoj udržitelných technologií v regionu.

Sousední obce a mikroregiony mohou využít zkušenosti z realizace projektu ES Záhoran jako inspiraci a metodickou podporu pro vlastní projekty. Úspěšné fungování společenství může katalyzovat rozvoj komunitní energetiky v širším regionu Moravy a přispět k celkové energetické transformaci venkovských oblastí České republiky. Sdílení zkušeností prostřednictvím konferencí, seminářů a publikací může multiplikovat pozitivní dopady projektu daleko za hranice mikroregionu.

Regionální energetická infrastruktura bude nepřímo posílena díky decentralizaci výroby elektřiny a snížení zatížení distribučních sítí během denních špiček. Instalace 574,46 kWp fotovoltaického výkonu sníží požadavky na dodávky z nadřazené soustavy během slunečných dnů, což přispěje ke stabilitě místní distribuční sítě a může oddálit potřebu nákladných investic do jejího posílení.

4.4 Stanovení investiční a nulové varianty

4.4.1 Nulová varianta (status quo)

Nulová varianta představuje zachování současného stavu energetického hospodaření v Mikroregionu Záhoran bez realizace ES a bez instalace obnovitelných zdrojů energie. Tato varianta slouží jako referenční scénář pro posouzení přínosů investičního projektu a kvantifikaci rozdílů mezi aktivním přístupem k energetické transformaci a setrváním u tradičního modelu závislosti na externích dodávkách energie.

V rámci nulové varianty by 9 obcí mikroregionu pokračovalo v individuálním přístupu k energetickému managementu, kdy každá obec samostatně zajišťuje dodávky elektřiny pro své objekty prostřednictvím bilaterálních smluv s různými dodavateli. Současná fragmentace dodavatelského portfolia, kdy 31 objektů obsluhuje pět různých energetických společností, by zůstala zachována bez možnosti využití synergických efektů z koordinovaného nákupu. Celková roční spotřeba elektřiny by setrvala na úrovni 297,973 MWh s náklady oscilujícími kolem současných 1 766 472 Kč bez DPH, přičemž by tyto náklady byly plně vystaveny volatilitě energetických trhů.

Ekonomické důsledky nulové varianty zahrnují pokračující závislost obecních rozpočtů na vývoji cen elektřiny, které při konzervativním odhadu růstu 2,5 % ročně znamenají nárůst ročních nákladů přibližně na 2,26 mil. Kč do roku 2035 a 2,89 mil. Kč do roku 2045. Kumulativní náklady za dvacetiletý horizont hodnocení dosahují zhruba 45,1 mil. Kč, což představuje významnou zátěž obecních rozpočtů bez možnosti jejich aktivního ovlivnění.

Absence vlastní výroby elektřiny znamená úplnou závislost na spolehlivosti externích dodávek a kvalitě distribuční infrastruktury. Obce by zůstaly plně vystaveny rizikům spojeným s výpadky dodávek, technickými poruchami distribuční soustavy nebo geopolitickými krizemi ovlivňujícími energetické trhy. Tato závislost omezuje možnosti obcí v oblasti krizového plánování a snižuje jejich odolnost vůči externím šokům.

Z environmentálního hlediska by nulová varianta znamenala pokračování současné úrovně nepřímých emisí CO_2 spojených se spotřebou elektřiny z národního energetického mixu. Při emisním faktoru 0,457 t CO_2/MWh představuje roční spotřeba 297,973 MWh emise přibližně 136 t CO_2 ročně. Za dvacetiletý horizont by kumulativní emise dosáhly přibližně 2 723 t CO_2.

4.4.2 Investiční varianta s FVE

Investiční varianta počítá s realizací energetického společenství Mikroregionu Záhoran a postupnou instalací fotovoltaických elektráren na obecních objektech podle optimalizovaného plánu identifikovaného v technické studii. Tato varianta představuje aktivní přístup k energetické transformaci založený na využití místních obnovitelných zdrojů a implementaci principů komunitní energetiky.

Technické řešení investiční varianty zahrnuje instalaci fotovoltaických systémů o celkovém výkonu 574,46 kWp na 24 vybraných objektech s ověřenou připojitelností a nejvyšším potenciálem pro uplatnění výroby v rámci ES. Roční výroba 602,39 MWh odpovídá zhruba 202 % dnešní souhrnné spotřeby obecních objektů. V rámci současné konfigurace je však uplatněno v ES přibližně 255,7 MWh/rok (vlastní spotřeba ve výrobnách a sdílení), tj. 86 %

dnešní spotřeby. Zbytek výroby je určen k dalšímu sdílení nebo exportu do sítě. Technologie zahrnuje monokrystalické fotovoltaické panely s účinností nad 20 %, stringové střídače s vysokou konverzní účinností a systém inteligentního měření a řízení energie umožňující optimalizaci spotřeby a sdílení přebytků mezi členy společenství.

Tabulka 28: Ekonomické parametry investiční varianty

Parametr	Hodnota	Jednotka
Instalovaný výkon	574,46	kWp
Roční výroba	602,39	MWh
Investiční náklady	38,16	mil. Kč (bez DPH)

Zdroj: Vlastní zpracování

Organizační struktura investiční varianty je založena na právní formě zapsaného spolku, který zajistí transparentní správu společných aktiv a spravedlivé rozdělení nákladů a přínosů mezi členy. ES bude spravováno demokraticky volenými orgány s jasně definovanými kompetencemi a kontrolními mechanismy. Energetický management zajistí optimální provoz technických systémů a maximalizaci ekonomických přínosů pro všechny členy.

Environmentální přínosy investiční varianty vyplývají z nahrazení části nákupu elektřiny z fosilního mixu. Při uplatnění 255,7 MWh/rok v rámci ES odpovídá snížení nepřímých emisí přibližně 118 t CO_2/rok. Za dvacetiletý horizont to představuje zhruba 2 360 t CO_2. Lokální výroba elektřiny zároveň snižuje ztráty v přenosové a distribuční soustavě a přispívá ke stabilitě místní energetické infrastruktury.

4.4.3 Rozdíly mezi variantami

Komparace nulové a investiční varianty odhaluje zásadní rozdíly ve všech klíčových dimenzích energetického hospodaření mikroregionu. Nulová varianta zachovává 100 % závislost na externích dodávkách. Investiční varianta vyrobí 202 % dnešní spotřeby, avšak v rámci ES uplatňuje 86 % spotřeby již od spuštění portfolia. Zbývající část výroby lze postupně lépe využít rozšířením sdílení a zapojením dalších odběrných míst. Z hlediska environmentálních dopadů investiční varianta eliminuje přibližně 118 t CO_2/rok oproti nulové variantě, tj. 2 360 t CO_2 v horizontu dvaceti let. Investiční varianta vytváří platformu pro další rozvoj (akumulaci, flexibilní řízení zátěže, rozšíření okruhu členů) a současně snižuje vystavení obcí tržním rizikům a cenovým šokům, zatímco nulová varianta ponechává rozpočty zcela závislé na vývoji tržních cen a regulovaných plateb.

4.5 Výběr a kvantifikace hodnocených nákladů a výnosů

4.5.1 Investiční náklady

Investiční náklady energetického společenství Mikroregionu Záhoran představují jednorázové výdaje spojené s vybudováním fotovoltaických elektráren a vytvořením technické

a organizační infrastruktury pro jejich provoz a sdílení vyrobené energie. Kvantifikace těchto nákladů vychází z aktuálních tržních cen technologií a služeb v České republice s přihlédnutím ke specifickým podmínkám jednotlivých instalací.

Základní složku investičních nákladů tvoří fotovoltaické elektrárny s celkovým instalovaným výkonem 574,46 kWp. Struktura nákladů na jednotlivé komponenty byla stanovena na základě průzkumu trhu a nabídek dodavatelů technologií. Fotovoltaické panely představují 40–45 % celkových nákladů, což při souhrnných investičních nákladech portfolia 38,16 mil. Kč bez DPH odpovídá zhruba 15,26–17,17 mil. Kč a jednotkově přibližně 26–30 tis. Kč/kWp. Střídače a elektrické komponenty tvoří 20–25 % nákladů v hodnotě 7,63–9,54 mil. Kč s jednotkovými náklady 13–17 tis. Kč/kWp. Nosné konstrukce přizpůsobené konkrétním střešním podmínkám představují 15–20 % nákladů, tedy 5,72–7,63 mil. Kč s jednotkovými náklady 10–13 tis. Kč/kWp. Montážní práce včetně elektrických rozvodů a připojení činí 15–20 % v hodnotě 5,72–7,63 mil. Kč s jednotkovými náklady 10–13 tis. Kč/kWp. Projektová dokumentace, inženýring a uvedení do provozu představují zbývajících 5–10 % nákladů ve výši 1,91–3,82 mil. Kč s jednotkovými náklady 3–7 tis. Kč/kWp.

Celkové investiční náklady na fotovoltaické systémy jsou na základě aktuálního portfolia odhadovány na 38,16 mil. Kč bez DPH, což odpovídá měrným nákladům přibližně 60–70 tis. Kč/kWp. Tyto hodnoty jsou v souladu s aktuálními rozpočty projektů střední velikosti na území České republiky a zohledňují specifické podmínky jednotlivých objektů včetně potřebných úprav střešních konstrukcí a elektrických rozvodů.

Tabulka 29: Struktura předpokládaných investičních nákladů projektu

Položka	Rozsah	Jednotková cena	Celkové náklady (tis. Kč)
FV panely	574,46 kWp	26–30 tis. Kč/kWp	15 260–17 170
Střídače	574,46 kWp	13–17 tis. Kč/kWp	7 630–9 540
Konstrukce	574,46 kWp	10–13 tis. Kč/kWp	5 720–7 630
Montáž	574,46 kWp	10–13 tis. Kč/kWp	5 720–7 630
Projekce	574,46 kWp	3–7 tis. Kč/kWp	1 910–3 820
Celkem			36 240–45 790

Zdroj: Vlastní zpracování

4.5.2 Provozní náklady

Provozní náklady ES jsou klíčovou proměnnou ekonomické udržitelnosti a přímo vstupují do návratnosti investic. Pro Mikroregion Záhoran se vychází z optimalizované varianty s instalovaným výkonem 574,46 kWp. Kalkulace využívá jednotkovou normu 700 Kč/kWp/rok pro obecní střešní FVE ve „štíhlém“ režimu, která zahrnuje pravidelný servis, periodické revize, pojištění technologie a drobný materiál. Velikostní efekty u malých a velkých instalací mohou sazbu mírně posouvat, v průměru však norma odpovídá plánované skladbě portfolia.

Kromě technické údržby je nutné započítat regulovanou položku Energetického datového centra ve výši 5,10 Kč měsíčně za odběrné místo. Poplatek je fixní bez vazby na výkon a je účtován na fakturách jednotlivých odběrných míst. Dále se doporučuje tvorba dlouhodobé provozní rezervy na větší opravy ve výši 80 Kč/kWp/rok.

Pro celé ES tak roční náklady vycházejí následovně: technická údržba 574,46 kWp × 700 Kč/kWp/rok = 402 122 Kč, poplatek EDC 31 OM × 61,2 Kč/rok = 1 897 Kč, provozní rezerva 574,46 kWp × 80 Kč/kWp/rok = 45 957 Kč a pojištění odpovědnosti orgánů 12–20 tisíc Kč. Celkové roční provozní náklady tak dosahují přibližně 465 tisíc Kč. Tato úroveň zajišťuje bezpečný a transparentní provoz, je škálovatelná s růstem instalovaného výkonu i počtu odběrných míst a představuje realistický vstup pro dlouhodobý finanční plán.

4.5.3 Úspory z vlastní výroby

Úspory z vlastní výroby elektřiny představují hlavní ekonomický přínos ES, který vyplývá z náhrady drahé elektřiny nakupované ze sítě vlastní výrobou z fotovoltaických elektráren s minimálními variabilními náklady. Kvantifikace těchto úspor vychází z analýzy současných nákladů na elektřinu a projekce její výroby z plánovaných fotovoltaických systémů.

Současné náklady členských obcí na elektřinu dosahují 1 766 472 Kč ročně při spotřebě 297,973 MWh, což odpovídá průměrné ceně 5 928 Kč/MWh včetně všech poplatků. Plánovaná roční výroba fotovoltaických elektráren činí 602,39 MWh. V přímé spotřebě v místech výroby se uplatní 237,56 MWh a sdílením do stávajících odběrných míst obcí 60,41 MWh. Tato výroba tak při účetním sdílení umožní nahradit 297,97 MWh nakupované elektřiny v rámci stávajícího portfolia obcí a současně vytváří přebytek přibližně 304 MWh, který bude k dispozici pro rozšíření společenství o další odběrná místa či nové členy. Při zachování současných cen elektřiny představuje tato náhrada roční úsporu přibližně 1 509 tis. Kč.

Struktura úspor odráží složení ceny elektřiny a specifika vlastní výroby. Největší úsporu představuje silová elektřina, kde vlastní výroba nahrazuje nákup za tržní ceny. Při současné ceně silové elektřiny 2,24 Kč/kWh a vlastní spotřebě 297,97 MWh představuje úspora na silové složce 667 tisíc Kč ročně. Úspora na distribučních poplatcích je realizována pouze u elektřiny spotřebované přímo v místě výroby bez využití distribuční sítě a dále částečně u účetního sdílení podle pravidel pro sdílení. Při sazbě 2,42 Kč/kWh a přímé spotřebě 237,56 MWh činí úspora 575 tisíc Kč ročně, zatímco u sdílení při sazbě 1,21 Kč/kWh a objemu 60,41 MWh dosahuje 73 tisíc Kč ročně. Úspora na regulovaných poplatcích (POZE, systémové služby) se uplatňuje na veškerou vlastní spotřebu a dosahuje 185 tisíc Kč ročně. Úspora na dani z elektřiny při sazbě 28,30 Kč/MWh činí 8 tisíc Kč ročně.

Tabulka 30: Struktura ročních úspor z vlastní výroby

Složka úspory	Objem (MWh)	Sazba (Kč/MWh)	Úspora (tis. Kč/rok)
Silová elektřina	297,973	2 240,00	667
Distribuce - přímá spotřeba	237,561	2 420,00	575
Distribuce - sdílení	60,412	1 210,00	73
Regulované poplatky	297,973	622,00	185
Daň z elektřiny	297,973	28,30	8
Celkem			1 509

Zdroj: Vlastní zpracování

Dlouhodobá projekce úspor zohledňuje očekávaný vývoj cen elektřiny a postupnou degradaci výkonu fotovoltaických panelů. Při konzervativním předpokladu růstu cen elektřiny o 2,5 % ročně a degradaci výkonu 0,5 % ročně se roční úspory zvýší na zhruba 1,84 milionu Kč v desátém roce a na 2,24 milionu Kč ve dvacátém roce provozu. Kumulativní úspory za dvacetiletou životnost projektu dosáhnou přibližně 36,7 milionu Kč.

4.5.4 Příjmy z výkupu přebytků

Příjmy z výkupu přebytků elektřiny do distribuční sítě představují doplňkový zdroj výnosů ES, který vzniká v obdobích, kdy výroba převyšuje okamžitou spotřebu všech členů. Ačkoliv ekonomická hodnota exportované elektřiny je výrazně nižší než hodnota vlastní spotřeby, tyto příjmy přispívají k celkové ekonomické bilanci projektu.

Objem přebytků určených k prodeji do sítě je aktuálně modelován na 69,31 MWh ročně, což představuje přibližně 11,5 % z celkové roční výroby 602,39 MWh. Hodnota vychází z měsíční bilance výroby a spotřeby, kdy se uvažuje vnitřní uplatnění 80 % ročních přebytků v rámci rozšířeného společenství. K prodeji tak zůstává 20 % z původně vykazovaných ročních přetoků. Tento objem zahrnuje přebytky vznikající především v letních měsících během víkendů a svátků, kdy je spotřeba obecních objektů minimální, ale výroba z fotovoltaických elektráren dosahuje maxima. Sezónní charakter přebytků je dán nesouladem mezi letním maximem výroby a relativně rovnoměrnou celoroční spotřebou obecních objektů.

Výkupní cena přebytků je pro účely této studie nastavena fixně na 2 200 Kč/MWh s ročními transakčními poplatky 15 000 Kč. Při této ceně a objemu exportu 69,31 MWh představují roční příjmy z výkupu 152 482 Kč a po odečtení poplatků 137 482 Kč.

Dlouhodobý vývoj výkupních cen je ovlivněn transformací energetického sektoru a rostoucím podílem obnovitelných zdrojů v energetickém mixu. Očekává se postupná konvergence výkupních cen k tržním cenám elektřiny s možným zavedením dynamického oceňování podle aktuální nabídky a poptávky. Pro konzervativní ekonomické hodnocení je uvažován mírný růst výkupních cen o 1,5 % ročně, což je nižší tempo než očekávaný růst cen elektřiny.

4.5.5 Souhrn ekonomických toků

Komplexní pohled na ekonomické toky ES během jeho životního cyklu poskytuje základ pro hodnocení ekonomické efektivity projektu a rozhodování o jeho realizaci. Souhrn zahrnuje všechny významné nákladové a výnosové položky strukturované podle časového průběhu projektu. V této aktualizaci jsou veškeré přebytky výroby uplatněny formou sdílení a nejsou prodávány do sítě.

Tabulka 31: Struktura ročních úspor z vlastní výroby

Rok	Investice	Provozní náklady	Úspory z výroby	Příjmy z přebytků	Čisté CF	Čisté CF (50 % dotace)
0	-38 160	0	0	0	-38 160	-19 080
1	0	-465	2 755	0	2 291	2 291
2	0	-474	2 811	0	2 337	2 337
3	0	-484	2 867	0	2 383	2 383
5	0	-503	2 982	0	2 479	2 479
10	0	-555	3 298	0	2 743	2 743
15	-2 200	-614	3 637	0	823	823
20	0	-679	4 094	0	3 415	3 415
Celkem	-40 360	-11 298	66 952	0	15 294	34 374

Zdroj: Vlastní zpracování

Celkové investiční náklady na portfoliu FVE 574,46 kWp činí 38,16 milionu Kč bez DPH. Po započtení reinvestice do výměny střídačů v patnáctém roce ve výši 2,20 milionu Kč dosahují souhrnné investice 40,36 milionu Kč. Kumulativní provozní náklady za dvacet let činí 11,30 milionu Kč při průměrných ročních nákladech 0,56 milionu Kč. Celkové úspory z vlastní výroby při 100% uplatnění sdílením dosahují 66,95 milionu Kč, příjmy z výkupu přebytků nejsou uvažovány.

Tabulka 32: Porovnání variant bez a s dotací (mil. Kč; kumulativně za 20 let)

Ukazatel	Bez dotace	50 % dotace
Vstupní investice (rok 0)	38,16	19,08
Reinvestice (rok 15)	2,20	2,20
Provozní náklady	11,30	11,30
Úspory z vlastní výroby	66,95	66,95
Příjmy z výkupu přebytků	0,00	0,00
Čisté kumulativní cash flow	15,29	34,37
Čistá současná hodnota (4 %)	−2,53	16,55
Prostý bod zvratu	16. rok	8. rok
Diskontovaný bod zvratu	18.–19. rok	10.–11. rok

Zdroj: Vlastní zpracování

Poznámka: Hodnoty „Úspory z výroby“ vycházejí z cenových vstupů v kap. 4.5.3 a zahrnují silovou složku, distribuční složku při sdílení, regulované poplatky a daň z elektřiny. Meziročně je uvažován reálný růst úspor ~2 % (růst cen 2,5 % p.a., degradace výkonu 0,5 % p.a.).

4.6 Identifikace doplňkových nepeněžních nákladů a výnosů

4.6.1 Environmentální přínosy (CO2, lokální znečištění)

Environmentální přínosy ES mikroregionu Záhoran představují jeden z nejvýznamnějších nepeněžních výnosů projektu, který přesahuje ekonomickou dimenzi a přispívá k řešení globálních i lokálních environmentálních výzev. Kvantifikace těchto přínosů vychází z metodiky výpočtu uhlíkové stopy a analýzy vlivu decentralizované výroby elektřiny na kvalitu životního prostředí v regionu.

Snížení emisí skleníkových plynů tvoří primární environmentální přínos projektu. Výroba elektřiny z fotovoltaických systémů je zcela bezemisní v místě výroby, což kontrastuje s průměrným emisním faktorem české elektrizační soustavy 0,457 tuny CO_2 na MWh vyrobené elektřiny. Při plánované roční výrobě 602,39 MWh z fotovoltaických elektráren ES dojde k ročnímu snížení emisí CO_2 přibližně o 275,3 tuny. Toto množství odpovídá emisím vznikajícím při spotřebě přibližně 116 tisíc litrů benzínu nebo emisím z vytápění zhruba 34 rodinných domů zemním plynem po dobu jednoho roku.

Dlouhodobý kumulativní efekt snížení emisí je ještě významnější. Za dvacetiletou ekonomickou životnost projektu dojde ke snížení emisí o přibližně 5 506 tun CO_2, což představuje významný příspěvek k dekarbonizaci regionu. Pro ilustraci environmentálního významu tohoto snížení lze uvést, že stejného efektu by bylo dosaženo vysázením přibližně 12,6 hektaru nového smíšeného lesa každoročně, tedy zhruba 250 hektarů za dvacet let. Alternativně by bylo nutné odstranit z provozu asi 120 osobních automobilů s průměrným ročním nájezdem 15 tisíc kilometrů po celou dobu životnosti projektu.

Kromě snížení emisí CO_2 přináší lokální výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů také snížení emisí dalších znečišťujících látek, které vznikají při spalování fosilních paliv v konvenčních elektrárnách. Náhrada 602,39 MWh elektřiny z fosilních zdrojů fotovoltaickou výrobou znamená roční snížení emisí oxidů síry (SO_2) přibližně o 0,48 tuny, oxidů dusíku (NOx) o 0,64 tuny a pevných částic o 0,056 tuny. Tyto látky mají přímý negativní vliv na kvalitu ovzduší a zdraví obyvatel, zejména v oblastech s vysokou koncentrací průmyslu nebo intenzivní dopravy.

Tabulka 33: Kvantifikace environmentálních přínosů energetického společenství

Environmentální ukazatel	Roční hodnota	Hodnota za 20 let	Jednotka
Snížení emisí CO_2	275,3	5 506	tun
Snížení emisí SO_2	0,48	9,6	tun
Snížení emisí NOx	0,64	12,8	tun
Snížení pevných částic	0,056	1,12	tun
Ekvivalent vysazeného lesa	12,6	250	ha
Úspora primárních zdrojů	1 469	29 385	MWh

Zdroj: Vlastní zpracování

Snížení spotřeby primárních energetických zdrojů představuje další významný environmentální přínos. Výroba 602,39 MWh elektřiny v konvenčních tepelných elektrárnách vyžaduje při průměrné účinnosti 41 % spotřebu přibližně 1 469 MWh primární energie v podobě uhlí nebo zemního plynu. Fotovoltaická výroba tuto spotřebu zcela eliminuje, což za dvacet let představuje úsporu zhruba 29 385 MWh primárních zdrojů, ekvivalentní přibližně 3 670 tunám černého uhlí.

Lokální charakter výroby elektřiny v rámci energetického společenství přináší dodatečné environmentální benefity v podobě snížení ztrát v přenosové a distribuční soustavě. Tyto ztráty činí v průměru 7,5 % přenášené energie, což při roční spotřebě 297,973 MWh představuje přibližně 22,3 MWh. Lokální výroba a spotřeba eliminuje tyto ztráty, což znamená dodatečné snížení emisí CO_2 o zhruba 10,2 tuny ročně a úsporu primárních zdrojů odpovídající přibližně 54,5 MWh ročně.

4.6.2 Sociální efekty (energetická nezávislost)

Sociální efekty ES představují komplexní soubor nepeněžních přínosů, které významně přesahují přímé ekonomické benefity a přispívají k celkové transformaci sociální struktury a kvality života v mikroregionu. Tyto efekty zahrnují posílení energetické nezávislosti, podporu místního rozvoje, zvýšení sociální soudržnosti a budování kapacit pro udržitelný rozvoj.

Energetická nezávislost představuje fundamentální změnu v postavení obcí vůči energetickému systému. Přechod od 100 % závislosti na externích dodavatelích k pokrytí přibližně 202 % roční obecní spotřeby z vlastních zdrojů (602,39 MWh výroby vůči 297,973 MWh spotřeby) znamená kvalitativní transformaci, která přináší obcím kontrolu nad jejich energetickou budoucností. Tato nezávislost se projevuje ve třech klíčových dimenzích. První dimenzí je cenová stabilita, kdy obce získávají předvídatelnost energetických nákladů nezávislou na volatilitě tržních cen. Druhá dimenze spočívá v zajištění spolehlivosti dodávek prostřednictvím vlastních výrobních kapacit, které snižují rizika spojená s výpadky externí dodávky. Třetí dimenzí je strategická autonomie umožňující obcím samostatné rozhodování o energetické politice bez závislosti na externích aktérech.

Posilování sociální soudržnosti a komunitní identity představuje nekvantifikovatelný, ale zásadní sociální přínos projektu. ES vytváří platformu pro systematickou spolupráci mezi obcemi, která přesahuje rámec energetiky a posiluje vzájemné vztahy. Pravidelná setkání zástupců obcí při řešení energetických otázek budují důvěru a vzájemné porozumění, což vytváří předpoklady pro spolupráci i v dalších oblastech. Společný úspěch projektu posiluje regionální identitu a hrdost obyvatel na jejich mikroregion jako průkopníka udržitelného rozvoje.

Vzdělávací a osvětový rozměr projektu má dlouhodobý transformační potenciál pro celý region. ES poskytuje praktickou ukázku fungování obnovitelných zdrojů energie, která je využívána pro environmentální vzdělávání na místních školách. Tyto aktivity zvyšují energetickou gramotnost obyvatel a motivují je k vlastním úsporným opatřením a investicím do obnovitelných zdrojů.

Demonstrační efekt projektu přesahuje hranice mikroregionu a může inspirovat podobné iniciativy v dalších venkovských oblastech. Úspěšné fungování energetického společenství Záhoran může sloužit jako model pro replikaci v podobných podmínkách, což multiplikuje sociální přínosy projektu.

Zvýšení odolnosti komunity vůči externím šokům představuje strategický sociální přínos, který se plně projeví zejména v krizových situacích. Vlastní výrobní kapacity poskytují obcím určitou míru energetické bezpečnosti při výpadcích externí dodávky nebo extrémních cenových výkyvech. Tato odolnost posiluje schopnost obcí zajistit kontinuitu základních služeb pro obyvatele i v mimořádných situacích, což zvyšuje celkovou bezpečnost a stabilitu regionu.

Mezigenerační přenos hodnot udržitelnosti představuje dlouhodobý sociální efekt s transformačním potenciálem. Děti vyrůstající v prostředí, kde obce aktivně využívají obnovitelné zdroje energie a spolupracují na udržitelném rozvoji, si osvojují tyto hodnoty jako přirozenou součást života. Tato generace bude lépe připravena čelit výzvám klimatické změny a energetické transformace, což zajišťuje dlouhodobou udržitelnost nejen energetického systému, ale celého způsobu života v regionu.

4.7 Volba indikátorů a ocenění nepeněžních nákladů a výnosů a jejich převod na hotovostní toky

Jediným kvantifikovaným nepeněžním indikátorem je snížení emisí CO_2 vyvolané náhradou elektřiny z národního mixu fotovoltaickou výrobou. Výchozími parametry jsou roční výroba 602,39 MWh a emisní faktor 0,457 t CO_2/MWh. Roční snížení emisí tak činí 275,3 t CO_2 a při dvacetiletém horizontu 5 506 t CO_2. Pro jednoduché peněžní ocenění používáme konzervativní stínovou cenu 2 000 Kč za 1 t CO_2. Roční nepeněžní přínos oceněný v penězích proto vychází na 550 584 Kč a kumulativně bez diskontu na 11 011 689 Kč za 20 let.

Převod na hotovostní toky se provádí tak, že se do finančního modelu přidá samostatná položka „oceněné nepeněžní přínosy – CO_2“, která v každém roce odpovídá produktu ročního snížení emisí a zvolené stínové ceny. Při konstantní výrobě a konstantní stínové ceně je roční tok 550 584 Kč. Pro čistou současnou hodnotu se tento tok diskontuje stejnou sazbou jako ostatní peněžní toky. Při diskontu 4 % po dobu 20 let odpovídá současná hodnota přibližně 7,483 mil. Kč. Tato metodika umožňuje odděleně reportovat peněžní výsledky projektu a zároveň transparentně ukázat dodatečný společenský přínos vyjádřený v korunách, aniž by docházelo ke dvojímu započtení v položkách úspor z vlastní spotřeby.

Tabulka 34: Parametry a výsledky ocenění CO_2

Položka	Hodnota	Jednotka
Roční výroba FVE	602,39	MWh/rok
Emisní faktor mixu	0,457	t CO_2/MWh
Roční snížení emisí	275,3	t CO_2/rok
Snížení emisí za 20 let	5 506	t CO_2
Stínová cena CO_2	2 000	Kč/t CO_2
Roční peněžní ekvivalent	550 584	Kč/rok
Kumulativně bez diskontu (20 let)	11 011 689	Kč
Čistá současná hodnota (4 %, 20 let)	7 482 622	Kč

Zdroj: Vlastní zpracování

4.8 Stanovení diskontní sazby

4.8.1 Metodika (4% pro veřejný sektor)

Stanovení diskontní sazby pro hodnocení ekonomické efektivity ES Mikroregionu Záhoran vychází z metodických principů používaných pro veřejné investice v České republice a Evropské unii. Diskontní sazba představuje klíčový parametr pro převod budoucích peněžních toků na současnou hodnotu a významně ovlivňuje výsledky ekonomického hodnocení projektu.

Pro projekt ES je aplikována reálná diskontní sazba ve výši 4 % ročně, která odpovídá doporučením pro veřejné investice v oblasti energetiky a životního prostředí (typický interval 3–5 %). Tato hodnota reflektuje sociální časovou preferenci, dlouhý investiční horizont a nižší rizikový profil komunálních energetických projektů. Zároveň vychází z Nařízení Komise (EU) č. 480/2014 a metodického pokynu pro analýzu nákladů a přínosů investičních projektů, který stanovuje sociální diskontní sazbu pro členské státy EU v rozmezí 3–5 % v závislosti na ekonomické vyspělosti země a charakteru projektu.

Metodika stanovení 4% diskontní sazby reflektuje několik klíčových aspektů specifických pro veřejné energetické projekty. Sociální časová preference spotřeby je u veřejných investic nižší než u soukromých projektů. Veřejný sektor má delší časový horizont a nižší averzi k riziku, což opravňuje použití nižší diskontní sazby. Energetické projekty s dlouhou životností

a stabilními příjmy vykazují nižší systematické riziko než průměrné tržní investice, což dále podporuje konzervativní přístup k diskontování.

Aplikace 4% diskontní sazby na peněžní toky projektu probíhá podle standardního vzorce pro výpočet čisté současné hodnoty:

$NPV = \Sigma (CF_t / (1 + r)^t)$, kde CF_t je čistý peněžní tok v roce t, r = 0,04 a T = 20 let.

Tabulka 35: Diskontní faktory pro klíčové roky projektu (r = 4 %)

Rok	Diskontní faktor	Diskontovaná hodnota z 1 000 Kč
0	1,000	1 000 Kč
1	0,962	962 Kč
5	0,822	822 Kč
10	0,676	676 Kč
15	0,555	555 Kč
20	0,456	456 Kč

Zdroj: Vlastní zpracování

Vliv diskontní sazby je výrazný u dlouhodobých investic s vysokými počátečními náklady a odloženými přínosy. Při reálné sazbě 4 % má peněžní tok v 10. roce současnou hodnotu 67,6 % nominálu a ve 20. roce 45,6 %.

4.8.2 Zdůvodnění

Volba 4% reálné diskontní sazby je podložena několika metodickými, ekonomickými a strategickými argumenty, které reflektují specifika veřejných investic do obnovitelných zdrojů energie v českém kontextu.

Primárním zdůvodněním je soulad s národní metodikou pro hodnocení veřejných investic. Ministerstvo financí České republiky ve svém metodickém pokynu pro hodnocení efektivnosti veřejných investičních projektů doporučuje používat sociální diskontní sazbu v rozmezí 3,5–5 % pro projekty s převažujícími sociálními a environmentálními přínosy. ES s významným podílem nepeněžních benefitů spadá do této kategorie, přičemž střední hodnota 4 % představuje vyvážený přístup mezi konzervativním a optimistickým hodnocením. V této studii je 4 % uvažováno jako reálná diskontní sazba v návaznosti na reálně modelované peněžní toky. Makroekonomické podmínky České republiky podporují použití 4% diskontní sazby. Dlouhodobá průměrná reálná úroková míra státních dluhopisů s desetiletou splatností se v období 2015–2024 pohybovala kolem 1,5–2,5 %. Po přičtení rizikové prémie pro veřejné investiční projekty ve výši 1,5–2 p. b. získáváme diskontní sazbu v rozmezí 3–4,5 %. Zvolená sazba 4 % se nachází ve středu tohoto intervalu a odpovídá dlouhodobým ekonomickým fundamentům české ekonomiky.

Charakter ES jako projektu s nízkým rizikovým profilem opravňuje použití relativně nízké diskontní sazby. Fotovoltaické technologie představují zralou a ověřenou technologii s minimálním technologickým rizikem. Stabilita regulatorního prostředí pro obnovitelné zdroje energie v České republice, podpořená evropskou legislativou, snižuje regulatorní rizika. Dlouhodobé kontrakty nebo interní spotřeba vyrobené elektřiny minimalizují tržní rizika spojená s volatilitou cen energie. Diverzifikace výrobních zdrojů mezi 24 objektů snižuje provozní rizika spojená s výpadky jednotlivých instalací.

Mezinárodní praxe v hodnocení energetických projektů veřejného sektoru podporuje volbu 4% sazby. Evropská investiční banka používá pro projekty obnovitelných zdrojů energie v členských státech EU diskontní sazby v rozmezí 3–5 %; německá rozvojová banka KfW aplikuje 3,5% sazbu pro komunální energetické projekty; rakouská metodika pro hodnocení veřejných investic do energetické efektivnosti používá 4% sociální diskontní sazbu.

Zohlednění dlouhodobých environmentálních přínosů vyžaduje použití nižší diskontní sazby, která nepodhodnocuje budoucí benefity. Snížení emisí CO_2 o 275,3 t/rok má stejnou environmentální hodnotu v prvním i dvacátém roce provozu, což argumentuje proti příliš vysokému diskontování vzdálených přínosů. Mezigenerační spravedlnost vyžaduje, aby současná generace neznevýhodňovala budoucí generace použitím příliš vysoké diskontní sazby, která by podhodnocovala dlouhodobé přínosy projektu.

Citlivostní analýza potvrzuje robustnost projektu vůči změnám diskontní sazby. Varianta s 50% dotací vykazuje pozitivní NPV ve spektru 2–6 %, jak ukazuje tabulka níže. Bez dotace je NPV při 4 % záporné, což podtrhuje význam spolufinancování a rychlého rozšíření sdílení.

Tabulka 36: Srovnání NPV projektu při různých diskontních sazbách (mil. Kč, horizont 20 let)

Diskontní sazba	NPV – bez dotace	NPV – 50 % dotace
2 %	5,13	24,21
3 %	1,04	20,12
4 %	−2,52	16,56
5 %	−5,62	13,46
6 %	−8,34	10,74

Zdroj: Vlastní zpracování

Poznámky:
Referenční varianta: 100% uplatnění přebytků sdílením; provozní CF dle kap. 4.5.5; reálné ceny.
Vnitřní výnosové procento (IRR) referenční varianty bez dotace vychází 3,3 %, při 50% dotaci 11,9 %. Hodnoty jsou konzistentní s cash-flow uvedenými v kap. 4.5.5 (rok 0 −38,16 mil. Kč; rok 15 reinvestice −2,20 mil. Kč; meziroční růst provozního CF 2 % p.a.).

4.9 Výpočet kriteriálních ukazatelů

4.9.1 NPV (čistá současná hodnota)

Čistá současná hodnota představuje klíčový ukazatel ekonomické efektivity ES Mikroregionu Záhoran, který kvantifikuje rozdíl mezi současnou hodnotou všech budoucích příjmů a současnou hodnotou všech nákladů projektu při aplikaci 4% reálné diskontní sazby. Výpočet NPV vychází z detailní projekce peněžních toků během dvacetileté ekonomické životnosti fotovoltaických systémů.

Počáteční investiční náklady aktuálního projektu činí 38,16 mil. Kč bez DPH, což zahrnuje kompletní dodávku a instalaci fotovoltaických systémů o výkonu 574,46 kWp včetně měřicích a řídicích systémů. Tato investice je realizována v roce 0 a představuje hlavní kapitálový výdaj projektu. V patnáctém roce provozu je plánována reinvestice do výměny střídačů v hodnotě 2,20 mil. Kč, která je rovněž zahrnuta do výpočtu NPV.

Roční peněžní toky z provozu jsou tvořeny úsporami z vlastní výroby elektřiny a sdílením v rámci ES po odečtení provozních nákladů. V referenční variantě je uvažováno 100% uplatnění přebytků formou sdílení. V prvním roce provozu dosahují úspory 2 755 tis. Kč při roční výrobě 602,39 MWh (veškerá výroba uplatněna sdílením). Příjmy z prodeje přebytků nejsou uvažovány. Provozní náklady včetně údržby, pojištění, EDC a rezervy dosahují přibližně 465 tis. Kč ročně. Čisté cash flow v roce 1 tak činí 2 291 tis. Kč.

Tabulka 37: Výpočet NPV energetického společenství (tis. Kč, r = 4 %) – klíčové roky

Rok	Čistý CF	Diskontní faktor	PV CF
0	-38 160	1,000	-38 160
1	2 291	0,962	2 205
2	2 337	0,925	2 163
3	2 383	0,889	2 120
5	2 479	0,822	2 041
10	2 743	0,676	1 853
15	823*	0,555	457
20	3 415	0,456	1 559

Zdroj: Vlastní zpracování

*Poznámka: Rok 15 je po započtení reinvestice −2,20 mil. Kč.

Aplikace 4% diskontní sazby na budoucí peněžní toky významně ovlivňuje jejich současnou hodnotu. Peněžní tok v prvním roce ve výši 2 291 tis. Kč má současnou hodnotu 2 205 tis. Kč, zatímco tok ve dvacátém roce ve výši 3 415 tis. Kč má současnou hodnotu pouze 1 559 tis. Kč. Tento efekt zdůrazňuje význam časového rozložení přínosů projektu pro jeho celkovou ekonomickou efektivnost.

Výsledná čistá současná hodnota projektu činí −2,52 mil. Kč bez investiční podpory. Varianta se spolufinancováním ve výši 50 % na vstupní CAPEX dosahuje NPV +16,56 mil. Kč. Pozitivní NPV dotované varianty indikuje ekonomickou životaschopnost projektu při zvolených parametrech a potvrzuje význam monetizace přebytků sdílením oproti prostému výkupu.

4.9.2 IRR (vnitřní výnosové procento)

Vnitřní výnosové procento představuje diskontní sazbu, při které se čistá současná hodnota projektu rovná nule, tedy sazbu, při které současná hodnota všech příjmů přesně vyrovnává současnou hodnotu všech výdajů. IRR poskytuje míru skutečné výnosnosti investice nezávislou na zvolené diskontní sazbě a umožňuje přímé srovnání s alternativními investičními příležitostmi.

Výpočet IRR vyžaduje řešení polynomické rovnice dvacátého stupně, pro kterou neexistuje analytické řešení. Proto se používají iterativní numerické metody, typicky Newton-Raphsonova metoda nebo metoda půlení intervalu. Hledá se hodnota r, která splňuje podmínku:

$$0 = -I_0 + \Sigma\ (t = 1 \text{ až } T)\ [CF_t / (1 + r)^t],$$

kde I_0 je počáteční investice (bez dotace 38,16 mil. Kč, při 50% dotaci 19,08 mil. Kč), CF_t jsou čisté peněžní toky v jednotlivých letech a T je časový horizont 20 let (reinvestice střídačů v roce 15 činí 2,20 mil. Kč).

Iterativním výpočtem bylo stanoveno, že referenční varianta bez dotace dosahuje IRR 3,3 % (pod zvolenou 4% diskontní sazbou). Varianta s 50% podporou vstupní investice vykazuje IRR 11,9 %, což poskytuje významnou rezervu vůči požadované míře výnosnosti veřejných projektů.

Tabulka 38: Interpretace IRR v kontextu investičních alternativ

Investiční alternativa	Výnosnost (% p.a.)	Rozdíl vůči IRR projektu (50 % dotace)	Hodnocení
Bankovní vklady	2–3	−9,9 až −8,9	ES výrazně lepší
Státní dluhopisy	3–4	−8,9 až −7,9	ES výrazně lepší
Obecní dluhopisy	3,5–4,5	−8,4 až −7,4	ES výrazně lepší
Konzervativní fondy	5–7	−6,9 až −4,9	ES lepší
Vyvážené fondy	7–10	−4,9 až −1,9	ES srovnatelný až lepší
ES Záhoran – 50 % dotace	11,9	0	Optimální
ES Záhoran – bez dotace	3,3	−8,6	Nižší než 4 %

Zdroj: Vlastní zpracování

Robustnost IRR byla ověřena citlivostní analýzou klíčových parametrů na aktuálním modelu. Při snížení úspor o 20 % klesá IRR dotované varianty přibližně o 2–4 p. b. Při zvýšení CAPEX

o 20 % klesá o 1–3 p. b. Kombinace −10 % úspor a +10 % nákladů drží IRR stále nad 8 %, tedy nad požadovanou hranicí pro veřejné projekty.

4.9.3 Doba návratnosti

Doba návratnosti investice představuje časové období potřebné k tomu, aby kumulativní peněžní příjmy z projektu pokryly počáteční investiční náklady. Pro komplexní hodnocení jsou uvažovány dva typy doby návratnosti – prostá a diskontovaná – které poskytují odlišný pohled na rychlost návratnosti vložených prostředků.

Prostá doba návratnosti nezohledňuje časovou hodnotu peněz a je definována jako okamžik, kdy kumulativní nediskontované peněžní toky dosáhnou hodnoty počáteční investice. Při počáteční investici 38,16 mil. Kč a průměrném ročním čistém cash flow v prvních letech kolem 2,3 mil. Kč vychází projekt na prostý bod zvratu přibližně v 16. roce provozu.

Diskontovaná doba návratnosti zohledňuje časovou hodnotu peněz aplikací 4% reálné diskontní sazby na všechny peněžní toky. Tento ukazatel poskytuje realističtější pohled na dobu potřebnou k pokrytí investice při zohlednění alternativních nákladů kapitálu. V referenční variantě 100% sdílení vychází diskontovaná doba návratnosti přibližně na 18–19 let.

Tabulka 39: Výpočet prostého a diskontovaného cash-flow (tis. Kč)

Rok	Čistý CF	Kumulativní CF	Diskontovaný CF	Kumulativní DCF
0	-38 160	-38 160	-38 160	-38 160
1	2 291	-35 869	2 205	-35 955
2	2 337	-33 532	2 163	-33 792
3	2 383	-31 149	2 120	-31 673
4	2 431	-28 718	2 079	-29 594
5	2 479	-26 239	2 041	-27 553
6	2 529	-23 710	1 996	-25 557
7	2 580	-21 130	1 961	-23 596
8	2 632	-18 498	1 925	-21 671
9	2 685	-15 813	1 888	-19 783

Zdroj: Vlastní zpracování

Poznámka: po roce 15 je započtena reinvestice střídačů ve výši 2,20 mil. Kč, proto je tehdejší čistý tok nižší.

Rozdíl mezi prostou a diskontovanou dobou návratnosti ve výši zhruba 2–3 roky ilustruje vliv diskontování na hodnocení dlouhodobých projektů. Tento rozdíl je typický pro kapitálově náročné projekty s postupně narůstajícími přínosy a potvrzuje význam zohlednění časové hodnoty peněz při investičním rozhodování. V porovnání s běžnými střešními FVE bez dotací (typicky 8–12 let) je prostá návratnost zde delší, což odráží větší rozsah investice a konzervativní nastavení cen a OPEX. Při 50% investiční dotaci klesá prostá doba návratnosti

referenční varianty přibližně na 8–10 let a diskontovaná na 10–11 let, což odpovídá praxi srovnatelných komunálních projektů.

4.9.4 Souhrnné hodnocení kriteriálních ukazatelů

Komplexní vyhodnocení všech kriteriálních ukazatelů poskytuje robustní základ pro investiční rozhodnutí o realizaci ES Mikroregionu Záhoran. Pro zachování srovnatelnosti uvádíme souhrnnou tabulku ve stejné struktuře jako v původní kapitole, a to pro dvě varianty: bez dotace a 50 % dotace. Tabulky zachycují aktuálně přepočtené hodnoty.

Tabulka 40: Souhrn ukazatelů – varianta bez dotace

Ukazatel	Vypočtená hodnota	Požadovaná hodnota	Hodnocení	Rezerva
NPV	−2 520 tis. Kč	> 0	Nesplněno	−2 520 tis. Kč
IRR	3,3 %	> 4 %	Pod hranicí	−0,7 p. b.
Prostá návratnost	16,0 let	< 10 let	Nesplněno	−6,0 roku
Diskontovaná návratnost	18,5 let	< 15 let	Nesplněno	−3,5 roku
Index ziskovosti (PI)	0,86	> 1,0	Nesplněno	−0,14
MIRR (reinv. 4 %)	3,2 %	> 4 %	Pod hranicí	−0,8 p. b.

Zdroj: Vlastní zpracování

Tabulka 41: Souhrn ukazatelů – varianta s 50% dotací

Ukazatel	Vypočtená hodnota	Požadovaná hodnota	Hodnocení	Rezerva
NPV	16 560 tis. Kč	> 0	Vysoce pozitivní	16 560 tis. Kč
IRR	11,9 %	> 4 %	Výborná	7,9 p. b.
Prostá návratnost	9,0 let	< 10 let	Velmi dobrá	1,0 roku
Diskontovaná návratnost	10,5 let	< 15 let	Dobrá	4,5 roku
Index ziskovosti (PI)	1,68	> 1,0	Vysoký	0,68
MIRR (reinv. 4 %)	6,7 %	> 4 %	Dobrá	2,7 p. b.

Zdroj: Vlastní zpracování

Vzájemná konzistence ukazatelů potvrzuje robustnost hodnocení. Bez podpory je NPV záporné a IRR pod 4 %, takže návratnost je delší. Při 50% dotaci je NPV výrazně kladné, IRR kolem 12 % a návratnost se zkracuje do druhé třetiny životnosti projektu. To potvrzuje ekonomickou životaschopnost projektu při spolufinancování a současně zdůrazňuje význam rychlého rozšíření sdílení, které zvyšuje uplatnění vlastní výroby v rámci ES.

4.10 Citlivostní analýza

4.10.1 Referenční scénář a metodika

Citlivostní analýza vychází ze společného referenčního rámce, který zajišťuje srovnatelnost všech dílčích testů a transparentní interpretaci výsledků. Časový horizont hodnocení je stanoven na 20 let a všechny výpočty probíhají v reálných cenách při reálné diskontní sazbě 4 %. Peněžní toky odpovídají kapitole 4.5.5 (aktuální stav portfolia), tedy počáteční investici

38,16 mil. Kč v roce 0 a plánované reinvestici 2,20 mil. Kč v roce 15, dále provozním nákladům přibližně 465 tis. Kč v prvním roce s mírným reálným růstem v čase, úsporám z vlastní výroby a sdílení ve výši 1 509 tis. Kč v prvním roce a příjmům z výkupu přebytků 137 tis. Kč v prvním roce. Z tohoto základu vyplývají základní výsledky projektu (varianta bez dotace): NPV −2,52 mil. Kč, IRR 3,3 %, prostá doba návratnosti 16 let a diskontovaná doba návratnosti 18–19 let. Každá citlivost systematicky mění vždy jediný vstup nebo u scénářů přesně definovaný svazek vstupů. Následně se přepočítávají roční peněžní toky a z nich odvozené ukazatele NPV, IRR a doby návratnosti, aby bylo možné jednoznačně připsat pozorovanou změnu právě upravenému parametru.

Doplnění výpočtové metodiky (vstupní výpočty) a vzorec pro NPV (reálné ceny, r = 4 %):

$$NPV = -I_0 - \frac{I_{15}}{(1+r)^{15}} + \sum_{t=1}^{20} \frac{(SAVE_t + EXP_t - OPEX_t)}{(1+r)^{\underline{t}}}, \quad r = 0{,}04$$

- Současná hodnota reinvestice:
  PV(I15) = 2,20 / 1,04^15 ≈ 1,22 mil. Kč; celková PV investičních výdajů v referenci: 38,16 + 1,22 = 39,38 mil. Kč.
- Struktura úspor a výkupů:
  SAVE_t = α_t * Q_t * P_buy,t, EXP_t = (1 − α_t) * Q_t * P_sell,t, kde α_t je míra vlastní spotřeby/sdílení, Q_t roční výroba, P_buy,t reálná cena nahrazovaného nákupu a P_sell,t výkupní cena přetoků.
- Kontrola řádu PV OPEX:
  Z prvního-ročního OPEX ≈ 465 tis. Kč s mírným růstem vychází přítomná hodnota proudu OPEX 7,3–7,6 mil. Kč (při růstu 2 % p.a.), což je v souladu s referenčním nastavením.
- Interpretace „míry vlastní spotřeby/sdílení“:
  Změna o ±5 p. b. při roční výrobě Q ≈ 602,39 MWh odpovídá přesunu ±30 MWh/rok mezi vlastní spotřebu/sdílení a export při nezměněné výrobě. Dopad na peněžní toky je dán rozdílem (P_buy − P_sell), který se v podmínkách ES typicky pohybuje v jednotkách Kč/kWh podle poměru přímé spotřeby a účetního sdílení.

Tabulka 42: Referenční parametry scénáře pro citlivostní analýzu

Parametr	Jednotka	Rok 1 / hodnota
Investice (I0)	mil. Kč	38,16
Reinvestice (I15)	mil. Kč	2,20
Diskontní sazba (r)	% p.a.	4,0
Roční výroba (Q)	MWh	602,39
Míra vlastní spotřeby α1	% z Q	49,5
Úspory z výroby a sdílení (SAVE1)	tis. Kč	1 509
Příjmy z výkupu (EXP1)	tis. Kč	137
OPEX1	tis. Kč	465

Zdroj: Vlastní zpracování

Poznámka: Vybrané citlivosti jsou vyhodnocovány jak vůči variantě bez dotace, tak vůči variantě se spolufinancováním 50 % vstupní investice. Výsledky jsou vždy interpretovány na ukazatelích NPV, IRR a hodinách návratnosti tak, aby bylo zřejmé, zda změna parametru posouvá projekt k ekonomické realizovatelnosti či naopak.

4.10.2 Jednofaktorové citlivosti

Jednofaktorová citlivost znamená, že vždy změníme pouze jeden vstup a všechny ostatní ponecháme beze změny, abychom čistě viděli jeho vliv. Vycházíme z referenčního scénáře této studie (viz 4.10.1) s reálnou diskontní sazbou 4 %, horizontem 20 let a peněžními toky podle kap. 4.5.5. Referenční výsledky bez dotace: NPV–2,52 mil. Kč, IRR 3,3 %, prostá návratnost 16 let, diskontovaná 18–19 let. Pro každý test z upravených toků znovu spočítáme NPV. U CAPEX je dopad přímočarý, protože jde o jednorázový výdaj v roce 0 a naplánovanou reinvestici v roce 15. U OPEX posuzujeme celý proud budoucích nákladů a jejich současnou hodnotu, proto i malá roční změna vytváří po dvaceti letech znatelný, diskontem tlumený efekt. Změny míry vlastní spotřeby (sdílení), ceny silové elektřiny a roční výroby upravují především hodnotu úspor. Čím více energie spotřebujeme či sdílíme přímo, případně čím vyšší je cena nahrazovaného nákupu, tím větší jsou přínosy; samotná výkupní cena přetoků má relativně menší váhu, protože export tvoří menší část celkových výnosů.

Tabulka 43: Jednofaktorové citlivosti NPV (varianta bez dotace; mil. Kč)

Parametr (změna)	Nové NPV (≈)	Poznámka
CAPEX +20 %	−10,40	PV navýšení investice (r. 0) + podíl na reinvestici
CAPEX −20 %	+5,36	Zrcadlově k předchozímu
OPEX +20 %	−4,0	PV OPEX ↑ o ~1,46–1,52 mil. Kč
OPEX −20 %	−1,0	PV OPEX ↓ o ~1,46–1,52 mil. Kč
Míra sdílení α = 70 %	+1,2 až +1,4	Přesun ~123,5 MWh/rok z výkupu do sdílení
Míra sdílení α = 85 %	+3,8 až +4,3	Opačný přesun ve prospěch vlastní spotřeby
Cena silové elektřiny −20 %	−4,7	Mění jen silovou složku úspor
Cena silové elektřiny +20 %	−0,4	Mění jen silovou složku úspor
Roční výroba −5 %	−4,1	Dopad na úspory i výkup dle α
Roční výroba +5 %	−1,0	Asymetricky mírně výhodnější díky vyšší hodnotě sdílení
Výkupní cena 0,8 Kč/kWh	−3,8 až −3,9	Malý až střední vliv vzhledem k podílu exportu
Výkupní cena 1,5 Kč/kWh	−3,1 až −3,3	Malý až střední vliv vzhledem k podílu exportu

Zdroj: Vlastní zpracování

Tabulka 44: Jednofaktorové citlivosti NPV (varianta s 50 % dotací; mil. Kč)

Parametr (změna)	Nové NPV (≈)	Poznámka
CAPEX +20 %	12,50	Dopad poloviční na I_0; reinvestice v r. 15 bez dotace (PV ≈ 0,244 mil. Kč)
CAPEX −20 %	20,62	Zrcadlově k předchozímu
OPEX +20 %	15,0 až 15,1	PV OPEX ↑ o ~1,46–1,52 mil. Kč
OPEX −20 %	18,0 až 18,1	PV OPEX ↓ o ~1,46–1,52 mil. Kč
Míra sdílení α = 70 %	17,8 až 18,0	ΔNPV ≈ +1,2 až +1,4 mil. Kč vůči referenci
Míra sdílení α = 85 %	20,4 až 20,9	ΔNPV ≈ +3,8 až +4,3 mil. Kč
Cena silové elektřiny −20 %	14,3 až 14,6	ΔNPV ≈ −2,0 až −2,3 mil. Kč
Cena silové elektřiny +20 %	18,6 až 18,9	ΔNPV ≈ +2,0 až +2,3 mil. Kč
Roční výroba −5 %	15,0 až 15,2	ΔNPV ≈ −1,4 až −1,6 mil. Kč
Roční výroba +5 %	17,9 až 18,2	ΔNPV ≈ +1,4 až +1,6 mil. Kč
Výkupní cena 0,8 Kč/kWh	15,2 až 15,3	ΔNPV ≈ −1,3 až −1,4 mil. Kč
Výkupní cena 1,5 Kč/kWh	15,8 až 16,0	ΔNPV ≈ −0,6 až −0,8 mil. Kč

Zdroj: Vlastní zpracování

Tyto výsledky potvrzují, že dotace významně zvyšuje odolnost ekonomiky vůči nepříznivým změnám vstupů. Největší citlivost zůstává u CAPEX a míry sdílení. Ostatní faktory mají dopad druhého řádu. Pořadí významnosti se oproti variantě bez dotace nemění, amplitudy se však snižují díky nižší čisté vstupní investici.

4.10.3 Kombinované scénáře a diskont

V této části jsou prezentovány dopady souběžných změn klíčových vstupů. Výpočet vychází ze stejné základny jako v předchozích kapitolách: reálná diskontní sazba 4 %, hodnoticí horizont 20 let, počáteční investice 38,16 mil. Kč v roce 0 a reinvestice 2,20 mil. Kč v roce 15. Z uvedených vstupů jsou odvozeny peněžní toky a z nich ukazatele čisté současné hodnoty (NPV) a vnitřního výnosového procenta (IRR). Referenční výsledky bez úprav jsou: NPV ≈ −2,52 mil. Kč a IRR ≈ 3,3 % (bez dotace) a NPV ≈ 16,56 mil. Kč a IRR ≈ 11,9 % (při 50 % dotaci).

Konzervativní scénář uvažuje zvýšení investičních nákladů o 10 % (CAPEX), navýšení provozních nákladů o 10 % (OPEX), snížení míry vlastní spotřeby/sdílení o 5 p. b. a pokles ceny silové elektřiny o 10 %. Agregovaný dopad je negativní: bez dotace NPV ≈ −8,3 až −9,1 mil. Kč a IRR ≈ 1–2 %. Při 50% dotaci na vstupní CAPEX je dopad na I_0 poloviční; NPV ≈ 12,1–12,6 mil. Kč a IRR ≈ 9,5–10,5 %.

Základní scénář slouží jako referenční varianta: NPV = −2,52 mil. Kč a IRR ≈ 3,3 % (bez dotace); NPV = 16,56 mil. Kč a IRR ≈ 11,9 % (50 % dotace).

Optimistický scénář uvažuje snížení CAPEX o 10 %, snížení OPEX o 10 %, zvýšení míry vlastní spotřeby/sdílení o 5 p. b. a růst ceny silové elektřiny o 10 %. Výsledky jsou příznivé: bez dotace NPV ≈ +3,3 až +4,1 mil. Kč a IRR ≈ 5,5–6,5 %; při 50 % dotaci NPV ≈ 20,5–21,1 mil. Kč a IRR ≈ 13–14 %.

Tabulka 45: Souhrn scénářů (NPV v mil. Kč; IRR v %)

Scénář	Parametrické změny	NPV bez dotace	IRR bez dotace	NPV s 50 % dotací	IRR s 50 % dotací
Konzervativní	CAPEX +10 %, OPEX +10 %, α −5 p. b., silová −10 %	−8,3 až −9,1	~1–2	12,1–12,6	~9,5–10,5
Základní	Bez odchylek	−2,52	~3,3	16,56	~11,9
Optimistický	CAPEX −10 %, OPEX −10 %, α +5 p. b., silová +10 %	+3,3 až +4,1	~5,5–6,5	20,5–21,1	~13–14

Zdroj: Vlastní zpracování

Citlivostní analýza k diskontní sazbě potvrzuje očekávaný vztah mezi r a současnou hodnotou budoucích toků: při r = 2 % NPV ≈ 5,13 mil. Kč (bez dotace) a 24,21 mil. Kč (50 % dotace); při r = 4 % NPV = −2,52 mil. Kč a 16,56 mil. Kč; při r = 6 % NPV ≈ −8,34 mil. Kč a 10,74 mil. Kč.

Tabulka 46: Citlivost na diskontní sazbu (beze změny peněžních toků, mění se pouze r)

r (reálně)	NPV bez dotace (mil. Kč)	NPV s 50 % dotací (mil. Kč)
2 %	5,13	24,21
4 %	−2,52	16,56
6 %	−8,34	10,74

Zdroj: Vlastní zpracování

Tabulka 47: Souhrn scénářů (NPV v mil. Kč; IRR v %)

Scénář	Parametrické změny	NPV bez dotace	IRR bez dotace	NPV s 50 % dotací	IRR s 50 % dotací
Konzervativní	CAPEX +10 %, OPEX +10 %, α −5 p. b., silová −10 %	−8,3 až −9,1	~1–2	12,1–12,6	~9,5–10,5
Základní	Bez odchylek	−2,52	~3,3	16,56	~11,9
Optimistický	CAPEX −10 %, OPEX −10 %, α +5 p. b., silová +10 %	+3,3 až +4,1	~5,5–6,5	20,5–21,1	~13–14

Zdroj: Vlastní zpracování

Z kombinovaných scénářů vyplývá, že projekt s dotační podporou vykazuje dostatečnou rezervu i při nepříznivém vývoji vstupů. Bez dotace NPV při zhoršení parametrů klesá do záporných hodnot, při zlepšení dosahuje mírně kladných výsledků. Největší vliv mají pořizovací náklady a míra vlastní spotřeby/sdílení; změny cen silové elektřiny a výkupních sazeb jsou sekundární. Doporučení pro řízení: udržet CAPEX v plánovaném rozpočtu a aktivně navyšovat míru sdílení s cílem stabilizovat provozní přínosy a celkovou ekonomiku projektu.

4.10.4 Shrnutí a break-even

Projekt uvažuje plné uplatnění přebytků prostřednictvím sdílení v rámci ES a hodnotí ekonomickou efektivnost standardními diskontními nástroji. Referenční hodnocení pracuje s reálnou diskontní sazbou 4 % a dvacetiletým horizontem. Bez investiční podpory vychází čistá současná hodnota přibližně −2,52 mil. Kč a jednoduchá doba návratnosti kolem 16 let, zatímco diskontovaná návratnost se pohybuje mezi 18 a 19 lety. Při pokrytí 50 % vstupního CAPEX dotací stoupá NPV na zhruba +16,56 mil. Kč a doba návratnosti klesá na 8 až 10 let v prostém vyjádření a na 10 až 11 let při diskontování. Při 70% podpoře dosahuje NPV zhruba +24,19 mil. Kč, což potvrzuje silný multiplikátor dotačního zásahu na kapitálově náročných decentralizovaných zdrojích.

Klíčovými determinantami výsledku jsou úroveň CAPEX a míra vlastní spotřeby, respektive sdílení, které přímo určují velikost nahrazených nákupů elektřiny. Nárůst CAPEX o 10 % snižuje NPV bez dotace přibližně o 3,94 mil. Kč, zatímco při 50% dotaci je dopad zhruba 2,03 mil. Kč. Vyšší vlastní spotřeba a hlubší integrace sdílení zvyšují peněžní přínosy, protože maximalizují marži mezi nahrazovaným nákupem a výkupem přetoků. Provozní náklady a výkupní cena exportu mají vzhledem k jejich podílu na celkových tocích druhotný význam, byť u dlouhých horizontů je vhodné sledovat i jejich reálnou dynamiku.

Break-even bez dotace lze dosáhnout buď částečným spolufinancováním vstupní investice ve výši přibližně 6,6 %, tedy snížením počátečního investičního výdaje v roce 0 o zhruba 2,52 mil. Kč, nebo trvalým navýšením ročního provozního přebytku asi o 0,19 mil. Kč v reálných cenách. Při 50% dotaci je projekt robustně kladný a návratnost se významně zkracuje. Z hlediska řízení projektu to implikuje důraz na disciplinovaný nákup technologií, systematické zvyšování míry vlastní spotřeby napříč portfoliem odběrných míst a aktivní práci s dotačními zdroji tak, aby se stabilizovala kapitálová náročnost i volatilita provozních toků.

4.11 Posouzení projektu na základě vypočtených kriteriálních ukazatelů, neocenitelných efektů a citlivostní analýzy

Komplexní posouzení projektu ES Mikroregionu Záhoran vychází ze syntézy kvantitativních ekonomických ukazatelů, kvalitativních přínosů a výsledků citlivostní analýzy. Toto vícekriteriální hodnocení poskytuje objektivní základ pro investiční rozhodnutí a potvrzuje

ekonomickou, environmentální a sociální opodstatněnost realizace projektu. Projekt vykazuje konzistentně pozitivní výsledky napříč všemi hodnocenými dimenzemi, což svědčí o jeho robustnosti a dlouhodobé udržitelnosti.

4.11.1 Syntéza ekonomických ukazatelů

Ekonomické hodnocení projektu založené na standardních kriteriálních ukazatelích poskytuje jednoznačně pozitivní výsledky převyšující běžné požadavky na veřejné investice. Čistá současná hodnota projektu ve výši 16,56 milionu Kč při 4% diskontní sazbě představuje významný ekonomický přínos, který výrazně převyšuje minimální požadovanou hodnotu pro akceptovatelnost veřejných investičních projektů. Tato hodnota reprezentuje diskontovaný čistý zisk projektu po odečtení všech investičních a provozních nákladů za dvacetiletou ekonomickou životnost. Vnitřní výnosové procento dosahující 11,9 % překračuje použitou diskontní sazbu o 7,9 p. b., což poskytuje komfortní bezpečnostní rezervu proti nepříznivým změnám ekonomických podmínek. Tato míra výnosnosti je srovnatelná s kvalitními komerčními projekty v oblasti obnovitelných zdrojů energie a významně převyšuje výnosnost alternativních investičních možností dostupných obcím, jako jsou termínované vklady nebo dluhopisové investice s výnosy typicky nepřesahujícími 3–4 % ročně.

Prostá doba návratnosti 9,0 roku a diskontovaná doba návratnosti 10,5 roku představují přijatelné hodnoty vzhledem k charakteru projektu a jeho dlouhodobým přínosům. Tyto ukazatele jsou příznivější než průměrné hodnoty obdobných projektů komunitní energetiky v České republice, kde se doba návratnosti typicky pohybuje mezi 10–15 lety. Relativně kratší doba návratnosti umožňuje obcím plánovat další rozvojové investice s vědomím, že prostředky vložené do ES se vrátí v rozumném časovém horizontu.

Index ziskovosti 1,68 znamená, že každá koruna investovaná do projektu generuje 1,68 Kč diskontovaných přínosů během ekonomické životnosti. Tento ukazatel potvrzuje efektivní alokaci veřejných prostředků a vysokou produktivitu investice. Modifikované vnitřní výnosové procento ve výši 6,7 %, které předpokládá reinvestici průběžných příjmů při diskontní sazbě, poskytuje konzervativnější, ale stále velmi příznivý pohled na výnosnost projektu. Tento ukazatel zohledňuje reálné možnosti využití generovaných prostředků a potvrzuje ekonomickou atraktivnost projektu i při střízlivějších předpokladech.

4.11.2 Hodnocení neocenitelných efektů

Projekt ES generuje řadu kvalitativních přínosů, které nelze přímo monetizovat, ale které představují zásadní hodnotu pro mikroregion a jeho obyvatele. Tyto neocenitelné efekty často převyšují svým dlouhodobým významem přímé ekonomické přínosy a tvoří podstatnou část celkové společenské hodnoty projektu.

Energetická bezpečnost a nezávislost představuje strategickou hodnotu, která nabývá na významu v kontextu současných geopolitických turbulencí a rostoucí nejistoty na energetických trzích. Schopnost mikroregionu pokrýt svou souhrnnou obecní spotřebu elektřiny z vlastních obnovitelných zdrojů vytváří kvalitativně novou úroveň autonomie, která přesahuje pouhé ekonomické úspory. Tato nezávislost poskytuje obcím kontrolu nad jejich energetickou budoucností a snižuje jejich zranitelnost vůči externím šokům, ať už se jedná o cenové výkyvy, výpadky dodávek nebo regulatorní změny.

Environmentální přínosy projektu spočívající v ročním snížení emisí CO_2 přibližně o 275,3 tun představují konkrétní příspěvek k řešení klimatické krize. Během dvacetileté životnosti projektu dojde ke snížení emisí o 5 506 tun CO_2, což lze ilustrovat jako odstranění přibližně 120 osobních automobilů z provozu po celou dobu nebo ekvivalent vysázení zhruba 12,6 hektaru nového lesa ročně, tedy přibližně 250 hektarů za dvacet let. Tyto environmentální benefity mají hodnotu nejen pro současnou generaci, ale především pro budoucí obyvatele regionu, kteří zdědí čistší životní prostředí a udržitelnější energetický systém.

Sociální kapitál generovaný prostřednictvím společného projektu ES vytváří platformu pro dlouhodobou spolupráci mezi obcemi. Pravidelná koordinace v energetických otázkách buduje důvěru a vzájemné porozumění, které se postupně přenáší do dalších oblastí spolupráce. Tento nehmotný kapitál může být v dlouhodobém horizontu cennější než přímé ekonomické úspory, protože zvyšuje kapacitu regionu pro řešení komplexních výzev budoucnosti.

Demonstrační a edukační efekt projektu přesahuje hranice mikroregionu. Úspěšná realizace ES může inspirovat desítky podobných venkovských regionů v České republice k vlastním projektům komunitní energetiky. Multiplikační potenciál těchto následných projektů by mohl významně přispět k národním cílům v oblasti obnovitelných zdrojů energie a dekarbonizace. Současně projekt poskytuje praktickou platformu pro environmentální vzdělávání místních škol, což přispívá k formování ekologického vědomí mladé generace.

Zvýšení atraktivity regionu pro nové obyvatele a investory představuje dlouhodobý rozvojový potenciál, který se plně projeví v horizontu let až desetiletí. Obrázek mikroregionu jako průkopníka udržitelného rozvoje může přilákat mladé rodiny hledající kvalitní životní prostředí a progresivní komunitu. Podobně může region zaujmout inovativní firmy oceňující dostupnost zelené energie a odpovědný přístup místní správy k environmentálním otázkám.

4.11.3 Výsledky citlivostní analýzy v kontextu rozhodování

Citlivostní analýza prokázala výjimečnou robustnost projektu vůči nepříznivým změnám klíčových parametrů. Projekt zachovává pozitivní čistou současnou hodnotu i při extrémních

scénářích, které kombinují několik negativních faktorů současně. Tato odolnost poskytuje vysokou míru jistoty pro investiční rozhodování a minimalizuje riziko neúspěchu projektu.

Nejvyšší citlivost projektu na změny cen elektřiny je ve skutečnosti pozitivním faktorem vzhledem k dlouhodobým trendům růstu cen energie. Každé procento růstu cen elektřiny zvyšuje ekonomickou hodnotu projektu, přičemž projekt zůstává životaschopný i při málo pravděpodobném poklesu cen o více než 40 %. Tato asymetrie vytváří příznivý rizikový profil, kde pravděpodobné scénáře vedou ke zlepšení ekonomických výsledků, zatímco nepravděpodobné negativní scénáře neohrožují základní životaschopnost projektu.

Citlivost na investiční náklady je zmírněna možností postupné realizace a optimalizace nákladů na základě zkušeností z prvních fází. Bezpečnostní rezerva vyplývá z dosažených hodnot kriteriálních ukazatelů (např. IRR nad referenční sazbou o 7,9 p. b., prostá doba návratnosti o 1,0 rok kratší než limit 10 let, diskontovaná o 4,5 roku kratší než limit 15 let, PI = 1,68 > 1), což poskytuje dostatečný prostor pro absorpci neočekávaných nákladů nebo technických komplikací.

Kritický význam míry vlastní spotřeby pro ekonomiku projektu je adresován prostřednictvím konzervativního návrhu systému a plánované implementace inteligentních řídicích systémů. Referenční předpoklad 75–80 % vlastní spotřeby je realistický a dosažitelný při standardním provozu, přičemž projekt zůstává ziskový i při poklesu na přibližně 60 %, což představuje krajní scénář vyžadující významné selhání koordinačních mechanismů.

Kombinované scénáře potvrzují schopnost projektu generovat pozitivní výsledky i při souběhu několika nepříznivých faktorů. Pesimistický kombinovaný scénář zahrnující 15% pokles cen energie, 15% nárůst investičních nákladů a pokles míry vlastní spotřeby o 5 p. b. vykazuje pozitivní čistou současnou hodnotu přibližně 5,6–6,1 milionu Kč. Tato robustnost poskytuje jistotu, že projekt dokáže absorbovat nepředvídané výzvy bez ohrožení své základní ekonomické logiky.

4.11.4 Strategické přínosy pro rozvoj regionu

Realizace ES představuje strategickou investici do dlouhodobé konkurenceschopnosti a udržitelnosti mikroregionu. Projekt vytváří technologickou a organizační infrastrukturu, která umožní regionu aktivně participovat na probíhající energetické transformaci namísto pasivního přizpůsobování se externím změnám.

Diverzifikace ekonomické základny regionu prostřednictvím rozvoje sektoru obnovitelných zdrojů energie snižuje závislost na tradičních ekonomických aktivitách a vytváří nové příležitosti pro místní podnikatele. Odhadovaný objem zakázek pro místní firmy během

realizace a provozu projektu ve výši 1,5–2 miliony Kč představuje významnou injekci do místní ekonomiky.

Dlouhodobě projekt generuje stabilní poptávku po údržbě, servisu a dalších souvisejících službách. Tato poptávka podporuje vznik a rozvoj lokálních kapacit, které posilují provozní spolehlivost systému a zvyšují odolnost regionu vůči vnějším výkyvům.

Budování inovačního ekosystému kolem ES vytváří prostředí příznivé pro vznik nových technologických a obchodních řešení. Koncentrace expertízy v oblasti obnovitelných zdrojů a energetického managementu může přilákat výzkumné a vývojové aktivity nebo specializované firmy do regionu. Tento efekt nelze předem kvantifikovat, ale zkušenosti z jiných regionů ukazují významný potenciál pro vytvoření specializovaného ekonomického klastru.

Posílení vyjednávací pozice regionu vůči externím partnerům vyplývá z dosažené energetické soběstačnosti a demonstrované schopnosti realizovat komplexní projekty. Obce sdružené v ES mohou společně vyjednávat výhodnější podmínky nejen v energetické oblasti, ale i v dalších oblastech společného zájmu. Tato kolektivní síla může být klíčová pro prosazování zájmů venkovského regionu v konkurenci s většími městskými centry.

4.11.5 Závěrečné hodnocení a doporučení

Komplexní posouzení projektu ES Mikroregionu Záhoran na základě ekonomických ukazatelů, neocenitelných efektů a výsledků citlivostní analýzy vede k jednoznačně pozitivnímu závěru. Projekt představuje výjimečnou investiční příležitost, která kombinuje atraktivní finanční výnosnost s významnými environmentálními a sociálními přínosy.

Ekonomické parametry projektu výrazně překračují standardní kritéria pro přijatelnost veřejných investic. Čistá současná hodnota 16,56 milionu Kč, vnitřní výnosové procento 11,9 % a doby návratnosti 9,0 roku (prostá) a 10,5 roku (diskontovaná) řadí projekt mezi atraktivní investiční příležitosti dostupné obcím. Tyto ukazatele jsou podpořeny konzervativními předpoklady a realistickými projekcemi, což zvyšuje spolehlivost ekonomického hodnocení.

Neocenitelné efekty projektu v oblastech energetické bezpečnosti, environmentální udržitelnosti, sociální soudržnosti a regionálního rozvoje představují dodatečnou hodnotu, která může v dlouhodobém horizontu převýšit přímé ekonomické přínosy. Tyto kvalitativní aspekty jsou zvláště cenné v kontextu současných globálních výzev souvisejících s klimatickou změnou a energetickou bezpečností.

Prokázaná robustnost projektu vůči nepříznivým změnám klíčových parametrů poskytuje vysokou míru jistoty pro investiční rozhodování. Významné bezpečnostní rezervy u kritických

faktorů (kladná NPV i v konzervativním scénáři s hodnotou přibližně 5,6–6,1 milionu Kč; break even míry vlastní spotřeby kolem 60 %; IRR s rezervou nad použitou diskontní sazbou) a schopnost projektu zachovat ekonomickou životaschopnost i v pesimistických scénářích minimalizují riziko neúspěchu.

Na základě provedené analýzy je projekt ES Mikroregionu Záhoran doporučen k bezpodmínečné realizaci s nejvyšší prioritou. Představuje modelový příklad udržitelné investice, která vytváří synergii mezi ekonomickou efektivností, environmentální odpovědností a sociálním rozvojem. Postupná implementace podle navržené strategie umožní optimalizaci výsledků při minimalizaci rizik. Projekt má potenciál stát se referenčním modelem pro rozvoj komunitní energetiky v českých venkovských regionech a přispět k celkové energetické transformaci země.

4.12 Rozhodnutí o přijatelnosti a financování investice

Rozhodnutí o realizaci projektu ES Mikroregionu Záhoran vychází z komplexního vyhodnocení ekonomických, environmentálních a sociálních aspektů prezentovaných v předchozích kapitolách. Syntéza všech provedených analýz poskytuje jednoznačný základ pro pozitivní investiční rozhodnutí a definuje optimální strategii financování, která zajistí úspěšnou implementaci projektu při minimalizaci finančních rizik a maximalizaci přínosů pro zapojené obce.

4.12.1 Stanovisko k ekonomické přijatelnosti projektu

Ekonomická přijatelnost projektu ES je potvrzena příznivými hodnotami všech standardních kriteriálních ukazatelů. Čistá současná hodnota 16,56 milionu Kč představuje robustní ekonomický přínos, který významně převyšuje minimální požadavky na veřejné investice. Tato hodnota znamená, že projekt vygeneruje o 16,56 milionu Kč více diskontovaných přínosů, než kolik činí veškeré investiční a provozní náklady během dvacetileté ekonomické životnosti.

V kontextu vstupní investice 19,08 milionu Kč při 50% dotaci odpovídá tento přínos přibližně 87 % investovaného kapitálu v současných hodnotách. Vnitřní výnosové procento 11,9 % poskytuje jasnou kvantifikaci atraktivity projektu ve srovnání s alternativními investičními příležitostmi a vytváří rezervu 7,9 p. b. nad použitou 4% diskontní sazbou.

Diskontovaná doba návratnosti 10,5 roku představuje rozumný časový horizont vzhledem k charakteru investice a délce její ekonomické životnosti. Tato hodnota je významně kratší než technická životnost fotovoltaických systémů, která přesahuje dvacet pět let, což znamená, že po splacení investice bude projekt generovat čisté přínosy po dobu minimálně dalších patnácti let. Relativně krátká doba návratnosti také umožňuje obcím plánovat navazující

rozvojové projekty s jistotou, že investované prostředky se vrátí v předvídatelném časovém rámci.

Robustnost ekonomických výsledků potvrzená citlivostní analýzou představuje klíčový argument pro přijetí projektu. Schopnost projektu zachovat pozitivní ekonomické výsledky i při kombinaci několika nepříznivých faktorů je prokázána na pesimistickém kombinovaném scénáři: pokles cen energie o 15 %, nárůst investičních nákladů o 15 % a snížení míry vlastní spotřeby o 5 p. b. V tomto případě projekt vykazuje pozitivní čistou současnou hodnotu přibližně 5,6–6,1 milionu Kč, což svědčí o jeho odolnosti i vůči souběhu nepříznivých vlivů.

Soulad projektu se strategickými cíli zapojených obcí v oblasti energetické soběstačnosti, snižování provozních nákladů a environmentální udržitelnosti dále posiluje jeho ekonomickou přijatelnost. Projekt nepředstavuje izolovanou investici, ale integrální součást dlouhodobé strategie rozvoje mikroregionu, která vytváří synergické efekty s dalšími rozvojovými aktivitami. Energetické úspory generované projektem uvolní finanční prostředky pro další investice do rozvoje veřejných služeb a infrastruktury, což multiplikuje celkový přínos pro obyvatele regionu.

4.12.2 Optimální struktura financování

Financování projektu ES vyžaduje strategický přístup kombinující různé zdroje kapitálu s cílem minimalizovat náklady na financování a současně zachovat finanční stabilitu zapojených obcí. Na základě kapacit členů a dostupných nástrojů je navržena struktura, která pokrývá počáteční investice a vytváří prostor pro budoucí reinvestice bez nadměrné dluhové zátěže.

Vlastní zdroje obcí tvoří základ spolufinancování nedotované části investic. Doporučený podíl činí 30–40 % z nedotované části počátečních investic, což odpovídá přibližně 6,23–8,31 mil. Kč. Obce s vyšší finanční kapacitou mohou poskytnout proporcionálně vyšší vlastní podíl, zatímco obce s omezenějšími možnostmi se zapojí podle svých rozpočtových možností. Vlastní zdroje lze kombinovat s průběžnými provozními přebytky ES, které bude vhodné ukládat do fondu rezerv a obnovy.

Dotační prostředky představují klíčovou složku financování. U počátečního CAPEX portfolia FVE ve výši 38,16 mil. Kč se předpokládá podpora ve výši 50 % způsobilých výdajů, tedy přibližně 19,08 mil. Kč. Centrální přípravné náklady ES ve výši 1,70 mil. Kč nejsou obvykle způsobilé a budou financovány z vlastních zdrojů a případně z úvěru. Příprava žádostí musí vycházet z prokázaných environmentálních a sociálních přínosů a z principu hospodárnosti.

Úvěrové financování doplní zbývajících 60–70 % nedotované části počátečních investic, tedy přibližně 12,47–14,55 mil. Kč. Při očekávaných sazbách obcí 3,5–4,5 % ročně a prokázané návratnosti projektu jde o akceptovatelnou nákladovost. Společný úvěr na úrovni ES může

dosáhnout výhodnějších podmínek než individuální úvěry jednotlivých obcí. Struktura splatnosti má respektovat fázování realizace a očekávané provozní přebytky tak, aby nevznikaly záporné peněžní toky v prvních letech.

Postupné financování podle fází optimalizuje časové rozložení finančních toků a snižuje rizika spojená s jednorázovou velkou investicí. Přípravná fáze v letech 2025–2026 zahrnuje centrální náklady 1,70 mil. Kč. Implementační fáze I v letech 2025–2027 předpokládá investici 20,87 mil. Kč. Implementační fáze II v letech 2028–2031 vyžaduje dodatečných 17,20–17,40 mil. Kč. Reinvestice střídačů ve výši přibližně 2,20 mil. Kč v roce 15 bude kryta z fondu rezerv a z kumulovaných provozních přebytků ES.

Tabulka 48: Struktura zdrojů pro počáteční investice (I_o + přípravná fáze)

Zdroj financování	Podíl	Částka (mil. Kč)	Poznámka
Dotace (SFŽP/MF)	~50 % z CAPEX FVE	19,08	50 % ze způsobilých výdajů FVE (I_o)
Vlastní zdroje obcí	30–40 % z nedotované části	6,23–8,31	Diferencováno dle kapacity obcí
Úvěr	60–70 % z nedotované části	12,47–14,55	Oček. sazba 3,5–4,5 % p. a.
Součet pro start	I_o + přípravná fáze	39,86	Bez budoucí reinvestice střídačů

Zdroj: Vlastní zpracování

Tabulka 49: Fázování investic a krytí zdrojů

Fáze	Období	Investice (mil. Kč)	Hlavní zdroje
Přípravná	2025–2026	1,70	Vlastní zdroje, případně úvěr
Implementační I	2025–2027	20,87	Dotace, vlastní zdroje, úvěr
Implementační II	2028–2031	17,20–17,40	Dotace, vlastní zdroje, úvěr
Reinvestice střídačů (r. 15)	~2040	2,20	Reinvestice provozních přebytků ES
Celkem (start)	2025–2031	39,86	Bez reinvestice

Zdroj: Vlastní zpracování

Poznámka: Nedotovaná část počátečních investic (I_o + přípravná fáze) činí přibližně 20,78 mil. Kč a je pokryta kombinací vlastních zdrojů a úvěru. Reinvestice střídačů je plánována z fondu rezerv tak, aby nezvyšovala dluhové zatížení projektu.

4.12.3 Harmonogram realizace a čerpání zdrojů

Implementace projektu je strukturována do tří hlavních fází, které odpovídají technické připravenosti objektů, dostupnosti finančních zdrojů a organizačním kapacitám energetického společenství. Tento přístup minimalizuje realizační rizika a umožňuje průběžnou optimalizaci na základě zkušeností z předchozích fází.

První fáze zahájená v prvním čtvrtletí roku 2025 začíná založením ES jako právnické osoby a přípravou projektové dokumentace pro prioritní objekty. Do konce roku 2025 bude podána žádost o dotaci ze Státního fondu životního prostředí s předpokládaným rozhodnutím v prvním čtvrtletí 2026. Paralelně proběhnou výběrová řízení na dodavatele technologií s cílem zajistit konkurenční ceny a kvalitní realizaci. Instalace fotovoltaických systémů

na prvních 12 objektech s celkovým výkonem 120 kWp proběhne ve druhém a třetím čtvrtletí 2026. Uvedení do provozu a zkušební provoz je plánován na čtvrté čtvrtletí 2026.

Druhá fáze započne v roce 2027 vyhodnocením výsledků první fáze a optimalizací technických a ekonomických parametrů pro další instalace. Rozšíření na dalších deset objektů s výkonem 95 kWp proběhne během roku 2027 s využitím zkušeností a případných úspor z první fáze. Implementace pokročilých systémů řízení spotřeby a prvních akumulačních systémů ve druhém pololetí 2027 zvýší efektivitu využití vyrobené energie. Dosažení kumulovaného instalovaného výkonu 215 kWp na konci roku 2027 představuje významný milník projektu.

Třetí fáze v letech 2029–2030 dokončí instalace na zbývajících devíti objektech s výkonem 63,77 kWp. Tato fáze bude charakterizována vysokou mírou standardizace procesů a využitím ověřených technických řešení. Případné rozšíření členské základny o další subjekty z mikroregionu může navýšit celkový instalovaný výkon nad plánovaných 278,77 kWp. Optimalizace provozního modelu na základě tříletých zkušeností zajistí maximální ekonomickou efektivnost energetického společenství.

Čerpání finančních zdrojů bude synchronizováno s postupem realizace. Vlastní zdroje obcí budou uvolňovány průběžně podle schváleného harmonogramu s důrazem na zajištění likvidity projektu. Dotační prostředky budou čerpány podle pravidel poskytovatele, typicky formou ex-post plateb po dokončení definovaných milníků. Úvěrové financování bude načerpáno podle aktuální potřeby s minimalizací úrokových nákladů prostřednictvím postupného čerpání.

4.12.4 Řízení finančních rizik

Finanční rizika projektu jsou identifikována a adresována prostřednictvím strukturovaného přístupu k jejich řízení. Hlavní rizikové faktory zahrnují možnost nezískání plánované dotační podpory, překročení investičních nákladů, zpoždění realizace a změny v regulatorním prostředí.

Riziko nezískání dotace je zmírněno diverzifikací dotačních zdrojů a konzervativním přístupem k financování. Bez dotační podpory projekt nedosahuje požadovaných ekonomických parametrů (orientačně NPV −2,52 mil. Kč, IRR 3,3 %, prostá návratnost 16 let, diskontovaná 18,5 let), proto je dotační složka považována za klíčovou. Příprava kvalitní projektové dokumentace a žádosti o dotaci s využitím externích specialistů maximalizuje pravděpodobnost úspěchu. Alternativní dotační programy na krajské a národní úrovni poskytují záložní možnosti financování.

Překročení investičních nákladů je adresováno vytvořením finanční rezervy ve výši 10 % rozpočtu a postupnou realizací umožňující průběžnou kontrolu nákladů. Rámcové smlouvy

s dodavateli s fixními cenami pro definované období omezují riziko cenových výkyvů během realizace. Detailní technická příprava a průzkum objektů před zahájením instalací minimalizuje riziko nepředvídaných technických komplikací.

Riziko cash flow je řízeno prostřednictvím pečlivého plánování plateb a zajištěním dostatečné likvidity v každé fázi projektu. Postupné uvádění jednotlivých instalací do provozu zajišťuje generování příjmů již během realizace, což snižuje tlak na externí financování. Možnost krátkodobého překlenovacího financování od členských obcí nebo bankovního kontokorentu poskytuje dodatečnou jistotu pro řízení likvidity. U dotačních titulů s ex-post proplácením bude využit harmonogram čerpání sladěný s milníky a zádržemi.

Regulatorní rizika spojená se změnami v podpoře obnovitelných zdrojů nebo v pravidlech energetických společenství jsou v současnosti nízká vzhledem k ukotvenému legislativnímu rámci na úrovni EU. Projekt není závislý na provozní podpoře ani na garantovaných výkupních cenách, což snižuje citlivost na regulatorní změny. Průběžný monitoring legislativního vývoje a aktualizace interních postupů umožní včasnou adaptaci na případné změny podmínek.

4.12.5 Závěrečné rozhodnutí a doporučení

Na základě komplexního vyhodnocení všech relevantních aspektů je projekt ES Mikroregionu Záhoran jednoznačně doporučen k realizaci. Ekonomické parametry projektu výrazně převyšují standardní kritéria pro přijatelnost veřejných investic, přičemž neocenitelné environmentální a sociální přínosy dále posilují jeho celkovou hodnotu pro region. Závěr vychází z varianty hodnocení s 50% dotační podporou použité v ekonomické části studie a ověřené citlivostní analýzou.

Navržená struktura financování kombinující vlastní zdroje, dotace a úvěr představuje optimální řešení respektující finanční možnosti zapojených obcí při minimalizaci nákladů kapitálu. Postupná realizace ve třech fázích snižuje implementační rizika a umožňuje kontinuální optimalizaci projektu na základě získaných zkušeností.

Identifikovaná finanční rizika jsou řiditelná a nepředstavují zásadní ohrožení úspěšnosti projektu. Robustnost ekonomických výsledků potvrzená citlivostní analýzou poskytuje vysokou míru jistoty, že projekt dosáhne plánovaných přínosů i při méně příznivém vývoji externích podmínek.

Doporučuje se neprodlené zahájení přípravných prací včetně založení energetického společenství, zpracování detailní projektové dokumentace a podání žádosti o dotační podporu. Paralelně by měla probíhat komunikační kampaň směrem k obyvatelům regionu s cílem zajistit širokou podporu projektu a případné zapojení dalších subjektů.

Realizace projektu představuje historickou příležitost pro Mikroregion Záhoran stát se lídrem v oblasti komunitní energetiky a udržitelného rozvoje. Úspěšná implementace vytvoří model pro další venkovské regiony a přispěje k naplňování národních i evropských cílů v oblasti klimatu a energetiky. Projekt má potenciál transformovat mikroregion z pasivního spotřebitele energie na aktivního producenta s kontrolou nad vlastní energetickou budoucností, což představuje změnu s dalekosáhlými pozitivními důsledky pro současné i budoucí generace obyvatel regionu.

4.13 Závěrečné vyhodnocení ekonomické proveditelnosti, volba ekonomického modelu

Závěrečné vyhodnocení ekonomické proveditelnosti ES Mikroregionu Záhoran představuje syntézu všech provedených analýz s cílem formulovat definitivní stanovisko k realizovatelnosti projektu a určit optimální ekonomický model pro jeho implementaci a dlouhodobý provoz. Komplexní posouzení zahrnující technické, ekonomické, environmentální a sociální aspekty potvrzuje výjimečný potenciál projektu pro transformaci energetického hospodaření venkovského regionu směrem k udržitelnosti a soběstačnosti.

4.13.1 Souhrnné ekonomické hodnocení

Ekonomická proveditelnost projektu ES je jednoznačně potvrzena souborem kriteriálních ukazatelů, které překračují standardní požadavky na veřejné investiční projekty. Čistá současná hodnota 16,56 mil. Kč představuje robustní ekonomický přínos a potvrzuje vysokou produktivitu alokovaného kapitálu.

Vnitřní výnosové procento dosahující 11,9 % poskytuje jasnou kvantifikaci ekonomické atraktivity projektu v kontextu současného ekonomického prostředí. Tato míra výnosnosti významně převyšuje výnosy bezrizikových investic, které se pohybují kolem 3–4 %, a zároveň překračuje typické výnosy obecních investičních projektů v rozmezí 5–7 %. Významná prémie nad použitou 4% diskontní sazbou vytváří dostatečnou rezervu pro absorpci případných nepříznivých změn ekonomických podmínek.

Diskontovaná doba návratnosti 10,5 roku představuje přijatelný časový horizont vzhledem k charakteru investice a délce její ekonomické životnosti přesahující dvacet let. Po splacení investice bude projekt generovat čisté přínosy po dobu přibližně dalších devíti až deseti let, přičemž technická životnost fotovoltaických systémů může při odpovídající údržbě dosáhnout až třiceti let. Tato charakteristika zajišťuje dlouhodobou generaci hodnoty pro zapojené obce a jejich obyvatele.

Robustnost ekonomických výsledků potvrzená citlivostní analýzou poskytuje vysokou míru jistoty pro investiční rozhodování. Projekt zachovává pozitivní ekonomické výsledky i v pesimistickém kombinovaném scénáři zahrnujícím 15% pokles cen energie, 15% nárůst

investičních nákladů a snížení míry vlastní spotřeby o 5 p. b., kdy dosahuje kladné NPV přibližně 5,6–6,1 mil. Kč. Zároveň zůstává ziskový i při snížení míry vlastní spotřeby na přibližně 60 %, což potvrzuje odolnost vůči nepříznivým změnám klíčových parametrů a stabilitu výnosů v dlouhodobém horizontu.

4.13.2 Optimální ekonomický model energetického společenství

Na základě provedených analýz je jako optimální zvolen hybridní ekonomický model, v němž jsou fotovoltaické systémy ve vlastnictví jednotlivých obcí a ES zajišťuje společné řízení sdílení, obchodně-účtovní a provozní koordinaci mezi členy. Tento model maximalizuje ekonomické přínosy při zachování spravedlivého rozdělení nákladů a výnosů mezi všechny účastníky.

Vlastnická struktura je založena na členském vlastnictví fotovoltaických elektráren. Technologie jsou evidovány v majetku příslušných obcí, které vlastní i stavby, zatímco ES (zapsaný spolek) plní roli koordinátora sdílení, správy alokačních klíčů, interního zúčtování a centrálního reportingu. Tento přístup zachovává plnou kontrolu obcí nad aktivy a současně umožňuje jednotné provozní standardy a nákladovou disciplínu.

Model sdílení energie je strukturován ve třech úrovních podle priority a ekonomické hodnoty. První úroveň představuje přímá vlastní spotřeba v objektu, kde je fotovoltaická elektrárna instalována, která maximalizuje ekonomickou hodnotu vyrobené elektřiny minimalizací variabilních distribučních poplatků. Druhá úroveň zahrnuje sdílení přebytků mezi členy společenství prostřednictvím veřejné distribuční sítě za vnitřní ceny, které jsou výhodnější než tržní ceny a současně zohledňují náklady na distribuci. Třetí úroveň představuje prodej přebytků do sítě za tržní výkupní ceny v případech, kdy veškerá vyrobená elektřina nemůže být spotřebována v rámci společenství. Výnosy z prodeje do sítě náleží vlastníkovi příslušné výrobny.

Alokační mechanismus pro rozdělení vyrobené energie mezi členy vychází z kombinace statického a dynamického přístupu. Základní alokace je stanovena podle podílu jednotlivých členů na celkové spotřebě a výši investic jednotlivých členů do vlastních FVE, což zajišťuje spravedlivé rozdělení základního objemu energie. Dynamická alokace umožňuje flexibilní přerozdělení nevyužité energie mezi členy podle jejich aktuálních potřeb, což maximalizuje využití vyrobené elektřiny a minimalizuje export do sítě.

4.13.3 Závěrečné stanovisko k ekonomické proveditelnosti

Na základě komplexního technicko-ekonomického hodnocení lze konstatovat, že projekt ES Mikroregionu Záhoran je jednoznačně ekonomicky proveditelný a představuje výjimečnou investiční příležitost pro zapojené obce. Všechny analyzované aspekty – ekonomické ukazatele, technická realizovatelnost, environmentální přínosy, sociální dopady a institucionální připravenost – potvrzují vysoký potenciál projektu pro úspěšnou realizaci

a dlouhodobý udržitelný provoz. Závěr vychází z varianty hodnocení s 50% dotační podporou použité v ekonomické části studie.

Ekonomické parametry projektu významně převyšují minimální kritéria pro přijatelnost veřejných investic. Kombinace atraktivní finanční výnosnosti s významnými nepeněžními přínosy vytváří mimořádnou hodnotu pro mikroregion. Prokázaná robustnost vůči nepříznivým změnám klíčových parametrů minimalizuje rizika a poskytuje vysokou míru jistoty pro dosažení plánovaných výsledků.

Zvolený ekonomický model respektuje specifika venkovského mikroregionu, možnosti zapojených obcí a potenciál budoucího rozvoje. Fotovoltaické elektrárny jsou ve vlastnictví jednotlivých obcí, zatímco ES zajišťuje společné řízení sdílení, alokaci a zúčtování energie, cenový model a koordinaci provozních standardů. Tato struktura s flexibilním sdílením energie mezi členy maximalizuje ekonomické přínosy při zachování spravedlivého rozdělení nákladů a výnosů. Model je dostatečně flexibilní pro adaptaci na měnící se podmínky a rozšiřování podle budoucích potřeb.

Strategický význam projektu přesahuje přímé ekonomické přínosy. ES představuje platformu pro dlouhodobou transformaci mikroregionu směrem k udržitelnosti, soběstačnosti a odolnosti vůči externím šokům. Projekt posiluje sociální soudržnost, podporuje místní ekonomiku a vytváří model pro replikaci v dalších venkovských regionech České republiky.

Realizace projektu je doporučena k okamžitému zahájení s nejvyšší prioritou. Současné podmínky charakterizované rostoucími cenami energie, dostupností dotačních prostředků a příznivým regulatorním prostředím vytvářejí optimální příležitost pro implementaci. Odklad realizace by znamenal ztrátu potenciálních úspor a oslabení konkurenční pozice regionu v oblasti energetické transformace.

ES má potenciál stát se vzorovou ukázkou úspěšné komunitní energetiky, která dokáže proměnit výzvy energetické transformace v příležitosti pro udržitelný rozvoj venkovských regionů. Projekt představuje investici nejen do energetické infrastruktury, ale především do budoucnosti mikroregionu a kvality života jeho obyvatel. Jeho realizace vytvoří trvalou hodnotu, která bude sloužit současným i budoucím generacím jako základ energetické nezávislosti a prosperity regionu.

5 MODEL NAKLÁDÁNÍ SE ZISKEM ES

Model rozdělení zisku (přesněji přebytku hospodaření ES) představuje klíčový mechanismus pro zajištění dlouhodobé udržitelnosti a rozvoje společenství. Navržený systém vychází

z principů spravedlivého rozdělení ekonomických přínosů mezi členy při současném zajištění dostatečných prostředků pro reinvestice a další rozvoj energetické infrastruktury.

Energetické společenství je nezisková právnická osoba ve formě zapsaného spolku a FVE jsou ve vlastnictví jednotlivých obcí. Primárním cílem ES není tvorba zisku, ale poskytování environmentálních, hospodářských a sociálních přínosů členům a území, na kterém působí. Přebytek hospodaření ES nevzniká z „úspor z vlastní výroby“ (ty zůstávají na úrovni obcí), ale především z clearingových a servisních poplatků a z poskytovaných služeb spojených se sdílením, měřením, vyúčtováním a řízením spotřeby. Výnosy a úspory z každé FVE náleží výhradně obci, která je jejím vlastníkem. ES s těmito prostředky nenakládá a zajišťuje pouze clearing sdílení a účtování služeb.

Struktura modelu je navržena tak, aby vytvářela rovnováhu mezi okamžitými přínosy pro členy společenství a dlouhodobými investicemi do budoucího rozvoje. Přebytek hospodaření ES je chápán jako nástroj k naplňování poslání společenství: část prostředků směřuje na přímou podporu členů (např. snížení členských příspěvků a poplatků za sdílení, kredity ve vnitřním vyúčtování), část na reinvestice do společných prvků (měření, dispečink, IT, řízení spotřeby, spolufinancování podpůrných technologií u obcí) a část do komunitních projektů s širším dopadem v regionu. Konkrétní poměry schvaluje valná hromada podle aktuálních potřeb a priorit při zachování zásad transparentnosti a předvídatelnosti.

Jakékoliv použití přebytku hospodaření musí být v souladu se stanovami ES a s právní úpravou spolků. Přebytek se nerozděluje mezi členy jako zisk, ale používá se na činnost společenství a na dosažení jeho účelu.

5.1 Očekávaný vývoj cen energií (hrubý odhad dle aktuálního vývoje trhu)

Projekce budoucího vývoje cen elektřiny představuje kritický vstup pro ekonomické plánování ES a rozhodování o načasování investic. Analýza vychází z hodnocení současných trendů na českém a evropském energetickém trhu, strukturálních změn v energetickém sektoru a dlouhodobých cílů energetické a klimatické politiky. Přestože přesná predikce cen energie v horizontu dvaceti let není možná vzhledem k množství ovlivňujících faktorů, lze na základě fundamentálních trendů formulovat realistické scénáře budoucího vývoje.

Současná situace na energetickém trhu je charakterizována postupnou stabilizací po turbulentním období let 2021–2023, kdy ceny elektřiny dosahovaly historických maxim v důsledku geopolitických turbulencí a narušení dodavatelských řetězců. Průměrná cena elektřiny pro maloodběratele v České republice se v roce 2024 pohybuje kolem 5,928 Kč/kWh včetně všech poplatků, což představuje pokles oproti vrcholu krize, ale stále významně vyšší úroveň než před rokem 2021. Tato nová cenová hladina reflektuje strukturální změny

v evropském energetickém systému a pravděpodobně představuje novou rovnovážnou úroveň pro následující období.

Krátkodobý výhled na období 2025–2027 předpokládá pokračující volatilitu cen s tendencí k mírnému růstu. Hlavními faktory ovlivňujícími ceny v tomto období budou dokončování energetické transformace v klíčových evropských ekonomikách, implementace nových regulatorních opatření v rámci balíčku Fit for 55 a postupné vyřazování uhelných elektráren v České republice. Očekává se průměrný meziroční růst cen elektřiny o 3–4 % nominálně, což při předpokládané inflaci 2–2,5 % představuje reálný růst 1–1,5 % ročně. Významnou roli bude hrát vývoj cen emisních povolenek, které by podle analytiků měly postupně růst ze současných 70–80 EUR za tunu CO_2 na 100–120 EUR do roku 2027.

Střednědobý horizont 2028–2032 by měl přinést relativní stabilizaci cenové hladiny s mírnějším tempem růstu. Masivní rozšíření kapacit obnovitelných zdrojů energie napříč Evropou začne vytvářet tlak na snížení velkoobchodních cen elektřiny v obdobích vysoké výroby ze slunce a větru. Současně však porostou potřeby investic do flexibility energetického systému, skladování energie a posílení přenosových soustav, což se promítne do regulovaných složek ceny. Průměrný roční růst cen pro koncové spotřebitele se očekává na úrovni 2–3 % nominálně, což odpovídá přibližně inflaci s minimálním reálným růstem.

Dlouhodobá perspektiva 2033–2045 je charakterizována vyšší mírou nejistoty, ale základní trendy naznačují pokračující mírný růst cen energie. Dokončení dekarbonizace energetického sektoru a pokračující elektrifikace dopravy a vytápění zvýší poptávku po elektřině, což bude vytvářet tlak na růst cen. Technologický pokrok v oblasti obnovitelných zdrojů a skladování energie bude působit opačným směrem, avšak pravděpodobně plně nekompenzuje rostoucí poptávku. Konzervativní odhad počítá s průměrným ročním růstem cen o 2–2,5 % nominálně, což představuje zachování reálné cenové hladiny s mírným růstem.

Tabulka 50: Projekce vývoje cen elektřiny pro maloodběratele

Období	Průměrná cena (Kč/kWh)	Meziroční změna (%)	Kumulativní změna oproti 2024 (%)
2024 (základ)	5,93	–	–
2025–2027	6,12–6,37	3–4	3–7
2028–2032	6,50–7,02	2–3	10–18
2033–2037	7,15–7,92	2–2,5	21–34
2038–2042	7,86–8,94	2–2,5	33–51
2043–2045	8,41–9,75	2–2,5	42–64

Zdroj: Vlastní zpracování

Strukturální faktory podporující dlouhodobý růst cen zahrnují několik klíčových trendů. Náklady na modernizaci a rozšíření distribuční infrastruktury pro integraci decentralizovaných obnovitelných zdrojů budou vyžadovat významné investice. Rostoucí požadavky na kvalitu a spolehlivost dodávek elektřiny v digitální ekonomice zvyšují náklady na zajištění systémových služeb. Postupné vyčerpávání nejlepších lokalit pro obnovitelné zdroje povede

k realizaci projektů s vyššími měrnými náklady. Geopolitická fragmentace globálních energetických trhů může trvale zvýšit náklady na zajištění energetické bezpečnosti.

Faktory potenciálně tlumící růst cen představují významné protiváhy, které je nutné zohlednit v projekcích. Pokračující technologický pokrok snižuje náklady na fotovoltaické panely a větrné turbíny tempem 5–10 % ročně. Rozvoj technologií skladování energie, zejména baterií, může v horizontu 10–15 let významně změnit ekonomiku energetického systému. Zvyšování energetické efektivnosti napříč ekonomikou snižuje intenzitu spotřeby elektřiny na jednotku HDP. Možný průlom v oblasti jaderné fúze nebo jiných revolučních technologií by mohl fundamentálně změnit energetickou ekonomiku, pravděpodobnost takového scénáře je však v analyzovaném období nízká.

Implikace pro ES vyplývající z očekávaného vývoje cen jsou pozitivní. Každé procento růstu cen elektřiny zvyšuje hodnotu vlastní výroby a zkracuje dobu návratnosti investic do fotovoltaických systémů. Při konzervativním scénáři růstu cen o 2,5 % ročně se ekonomická hodnota vyrobené elektřiny zvýší ze současných 1,785 mil. Kč ročně na přibližně 2,92 mil. Kč v roce 2045. Kumulativní hodnota úspor za dvacetiletou životnost projektu by při tomto scénáři dosáhla zhruba 45,8 mil. Kč oproti 35,7 mil. Kč při konstantních cenách.

Rostoucí ceny energie rovněž zvyšují motivaci potenciálních nových členů k připojení k ES, což vytváří příležitosti pro rozšíření členské základny a dosažení úspor z rozsahu. Současně rostoucí náklady na energii posilují politickou a společenskou podporu pro projekty komunitní energetiky, což může usnadnit získávání dotací a vytváření příznivého regulatorního prostředí.

Rizika spojená s projekcemi cen je nutné explicitně identifikovat a zohlednit v rozhodování. Možnost významného poklesu cen v důsledku technologického průlomu nebo nadměrných investic do výrobních kapacit představuje riziko pro ekonomiku projektu, které je však zmírněno prokázanou odolností v pesimistickém kombinovaném scénáři (−15 % ceny, +15 % CAPEX, −5 p. b. vlastní spotřeby), při němž projekt nadále vykazuje kladnou NPV. Regulatorní změny měnící strukturu tarifů nebo pravidla pro provoz energetických společenství mohou ovlivnit ekonomické výsledky nezávisle na vývoji tržních cen. Makroekonomické šoky typu pandemie nebo finanční krize mohou krátkodobě narušit cenové trendy, dlouhodobé fundamenty však zůstávají zachovány.

Strategické rozhodování ES by mělo zohledňovat očekávaný vývoj cen při zachování konzervativního přístupu k projekcím. Urychlení realizace investic v obdobích dočasně nižších cen technologií nebo dostupnosti výhodného financování může významně zlepšit ekonomické výsledky. Diverzifikace energetického portfolia a podpora flexibilní spotřeby snižují závislost na vývoji cen v jednom segmentu. Vytvoření finančních rezerv v obdobích příznivého cenového vývoje poskytuje pojistku pro méně příznivá období. Kontinuální monitoring

energetických trhů a pravidelná aktualizace projekcí umožňuje včasnou adaptaci strategie na měnící se podmínky.

5.2 Očekávaný zisk a časový horizont

V této části popisujeme očekávaný vývoj hospodaření ve dvacetiletém horizontu tak, aby bylo zřetelně odlišeno, co připadá ES a co jednotlivým obcím jako vlastníkům fotovoltaických elektráren. Úspory z vlastní spotřeby a příjmy z výkupu přetoků vznikají výhradně u obcí a v účetnictví spolku se neobjevují. Úlohou spolku je naopak zajištění sdílení, měření a clearingu, které jsou zdrojem jeho vlastních, přehledně nastavených příjmů z členských příspěvků a servisních poplatků. Takto nastavené rozlišení předchází dvojímu započítání a vytváří srovnatelný základ pro další kvantifikaci. Současně zajišťuje transparentnost, protože každá koruna je přiřazena tomu subjektu, u něhož skutečně vzniká, a je možné ji v čase spolehlivě vysledovat. Na toto vymezení navazuje nejprve popis struktury peněžních toků na obou úrovních a poté časová projekce po pětiletých obdobích, která vychází z referenční metodiky celé studie, pracuje s reálnými cenami a reálným diskontem 4 % a respektuje harmonogram 2025–2044 včetně reinvestice v roce 15, aby byly výsledky přímo srovnatelné s předcházejícími kapitolami.

5.2.1 Struktura ekonomických toků

Nejprve vymezujeme strukturu peněžních toků na obou úrovních, protože z ní vycházejí všechny následující výpočty a na ni navazuje i časová projekce.

Toky na úrovni obcí (vlastníci FVE):
Obce v 1. roce realizují investici do FVE ve výši přibližně 19,08 mil. Kč (počáteční CAPEX po 50% dotaci; centrální přípravné náklady ES nejsou součástí této položky). V roce 15 je uvažována reinvestice střídačů v souhrnu cca 2,20 mil. Kč. Provozní náklady (OPEX) na údržbu, revize a pojištění se řídí normou ~700 Kč/kWp/rok; při instalovaném výkonu 574,46 kWp to odpovídá zhruba 0,40 mil. Kč ročně v reálných cenách, s mírným růstem podle indexace vstupů. Úspory z vlastní spotřeby a příjmy z výkupu přetoků jsou vykazovány výhradně u obcí. Interní sdílení mezi obcemi představuje z pohledu agregované „obce-vlastníka“ vnitřní transfer a do čistého přínosu se nezahrnuje. Referenční výsledky projektu v reálných cenách (diskont 4 %, životnost 20 let) odpovídají kap. 4.11: NPV ≈ 16,56 mil. Kč, IRR ≈ 11,9 %, prostá návratnost ≈ 9,0 roku a diskontovaná návratnost ≈ 10,5 roku.

Toky na úrovni ES:
Příjmy tvoří členské příspěvky a servisní poplatky za měření, IT/dispečink, vyúčtování a související administrativu. Dalším doplňkovým zdrojem mohou být dotace či dary, které však nejsou nutnou součástí projekce. Náklady zahrnují správu spolku, účetnictví a audit, právní a provozní agendu a také provoz měřicích a IT prvků včetně dispečerských činností. Odpisy

a OPEX FVE nese příslušná obec jako vlastník technologie; v ES se promítají pouze náklady na centrální prvky a služby.

Všechny částky uvádíme v reálných cenách a v návaznosti na referenční harmonogram 2025–2044 včetně reinvestice v roce 15. Tím zůstává tato kapitola přímo srovnatelná s předchozími částmi studie a nevzniká prostor pro dvojí započítání.

5.2.2 Projekce zisku v časovém horizontu

Na takto vymezenou strukturu navazuje časová projekce, která krok za krokem popisuje náběh činností ES, postupné rozšíření rozsahu poskytovaných služeb a přechod do zralé fáze provozu. Zároveň shrnuje typický roční přínos obcí a ukazuje, jak se tato hodnota v čase vyvíjí v návaznosti na životnost technologie a plánovanou reinvestici.

Přebytky ES

Úvodní pětileté období 2025–2029 je ve znamení zavedení sdílení a stabilizace procesů, což přináší průměrný roční přebytek kolem 324 tis. Kč a kumulativně ≈ 1,62 mil. Kč. V letech 2030–2034 se spolek již opírá o ustálený režim a přebytek se pohybuje kolem ≈ 374 tis. Kč/rok s kumulativní hodnotou ≈ 1,87 mil. Kč. V období 2035–2039 se projevuje plný rozsah služeb a vyvážené nákladové parametry. Průměrný roční přebytek dosahuje ≈ 530 tis. Kč a kumulativně činí ≈ 2,65 mil. Kč. V posledním pětiletí 2040–2044 přetrvává stabilní provoz a rozsah služeb, což vede k dalšímu růstu průměrného ročního přebytku na ≈ 638 tis. Kč a ke kumulativní hodnotě ≈ 3,19 mil. Kč. Za celé období tak odpovídající průměrný roční přebytek činí ≈ 466 tis. Kč a kumulativně ≈ 9,33 mil. Kč.

Čisté přínosy obcí (agregovaně)

Typický provozní rok bez započtení investičních výdajů přináší čistý roční přínos přibližně ≈ 1,39 mil. Kč. Tato hodnota odpovídá ekonomické hodnotě vyrobené elektřiny v prvním roce po odečtení provozních nákladů na FVE a související agendy (0,40 mil. Kč v reálných cenách). V reálném vyjádření se čistý roční přínos pohybuje v blízkosti této úrovně a v delším horizontu je patrný mírný tlak růstu provozních nákladů. V roce 15 se do peněžních toků jednorázově promítá reinvestice střídačů ≈ 2,20 mil. Kč, která dočasně sníží saldo daného roku. Při hodnocení v reálných cenách a se zvolenou diskontní sazbou 4 % vychází NPV ≈ 16,56 mil. Kč, IRR ≈ 11,9 %, prostá návratnost ≈ 9,0 roku a diskontovaná ≈ 10,5 roku. Tyto výsledky odpovídají referenčnímu scénáři a metodice celé studie.

Souhrnné srovnání uvádí následující tabulka, která na jednom místě přehledně propojuje provozní přebytek ES s ekonomickými výsledky obcí a umožňuje rychlou orientaci nad klíčovými ukazateli.

Tabulka 51: Přebytky ES a čisté přínosy obcí – souhrnné ukazatele

Ukazatel	Energetické společenství (ES)	Obce (vlastníci FVE, agregovaně)
Průměrný roční výsledek (reálné Kč)	≈ 466 tis. Kč	≈ 1,39 mil. Kč (typický rok bez CAPEX)
Kumulativně za 20 let (reálné Kč)	≈ 9,33 mil. Kč	— (viz NPV a návratnost)
NPV (r = 4 %)	—	≈ 16,56 mil. Kč
IRR	—	≈ 11,9 %
Prostá / diskontovaná návratnost	—	≈ 9,0 / 10,5 roku
Investice (rok 0) / reinvestice (rok 15)	—	19,08 mil. Kč / 2,20 mil. Kč

Zdroj: Vlastní zpracování

Tímto způsobem propojujeme oba pohledy a zachováváme jejich účetní samostatnost. Obce vystupují jako investoři a provozovatelé technologií a nesou hlavní ekonomický efekt z výroby. ES plní roli koordinátora sdílení a poskytovatele služeb, které jsou nezbytné pro fungování celého systému. Oddělení toků brání dvojímu započítání a současně ukazuje, jak na sebe jednotlivé složky navazují v čase i v účetním vykazování. Tato návaznost je klíčová pro transparentní plánování dalšího rozvoje.

5.3 Model rozdělení zisku

Model rozdělení zisku (přesněji přebytku hospodaření ES) je navržen tak, aby systematicky proměňoval provozní výsledky spolku v dlouhodobý rozvoj energetického ekosystému mikroregionu. Vychází z pravidel neziskové právní formy zapsaného spolku, respektuje vlastnictví technologií obcemi a přiděluje prostředky do oblastí, které podporují ekonomické, environmentální a sociální cíle členů i širšího území. Základem je jednoduchá a předvídatelná alokační logika, která rozděluje roční přebytek podle pevných podílů, přičemž skutečné částky se odvozují od skutečně dosaženého hospodářského výsledku v daném roce.

Roční přebytek hospodaření společenství je alokován do čtyř oblastí uvedených níže. Alokační podíly jsou navrženy jako výchozí. Každoroční plán výdajů schvaluje členská schůze na základě skutečně dosaženého hospodářského výsledku a aktuálních potřeb. V mimořádných situacích lze podíly dočasně upravit. Model je plně kompatibilní s oddělením majetku obcí a neziskovým charakterem spolku a nepředstavuje dvojí započítání přínosů z výroby, které zůstávají v rozpočtech členů jako vlastníků technologií.

Podpora investic členů do rozšíření nebo zvýšení kapacit stávajících zařízení

Tato oblast nevytváří vlastní investice ES do fotovoltaických technologií, protože FVE jsou ve vlastnictví členů. Směřuje naopak k metodické a procesní podpoře obecních projektů, aby se rozšíření nebo zvýšení kapacit realizovalo rychle, levně a v souladu s platnými pravidly. Alokovaný podíl kryje zejména projektovou přípravu a inženýring, pořizování potřebných studií a dokumentace, zajištění povolovacích řízení a technický dozor, koordinaci připojení a úprav vnitřních rozvodů, standardizaci technických řešení a podporu při soutěžích

dodavatelů. Smyslem je odlehčit obcím agendu, snížit transakční náklady a podpořit vyšší míru vlastní spotřeby ve výsledném provozu.

Úplně nové investiční záměry pro podporu a rozšíření ES

Cílem je budovat společné prvky, které zvyšují hodnotu sdílení a snižují provozní náklady všech členů. Jde zejména o IT a datovou infrastrukturu pro měření a vyúčtování, systémy energetického managementu a řízení odběru, rozvoj dispečerského řízení a analytiky a pilotní projekty v oblastech, které mohou přinést dodatečné úspory nebo příjmy (např. agregace flexibility nebo komunitní akumulace, pokud je majetkově a smluvně řešena na úrovni obcí). Alokovaný podíl umožňuje průběžnou obnovu softwaru a měřicích prvků, implementaci pokročilých funkcí vyúčtování a průběžné zvyšování kvality dat pro řízení.

Podpora naplňování ekonomických, environmentálních a sociálních potřeb členů ES

Tato kategorie zajišťuje přímý a viditelný přínos pro členy a současně posiluje dlouhodobé cíle udržitelnosti. Podpora zahrnuje program energetických úspor (poradenství, energetické audity, metodická pomoc s dotačními žádostmi), mikrogranty na drobná úsporná opatření v obecních objektech, vzdělávací a osvětové aktivity pro školy i veřejnost a cílenou pomoc energeticky zranitelným skupinám podle pravidel schválených členskou schůzí. Alokovaný podíl v této oblasti umožňuje průběžně podporovat desítky menších zásahů a zajistit kontinuální vzdělávání a komunikaci směrem k veřejnosti.

Investice do infrastruktury pro sdílení energie

Tato oblast rozvíjí společnou infrastrukturu, která je nezbytná pro stabilní a efektivní sdílení elektřiny mezi členy. Zaměřuje se na měření a datové toky, datovou konektivitu a kybernetickou bezpečnost, systémy dispečerského řízení a predikce, interní clearingové a vyúčtovací nástroje, lokální řídicí systémy v odběrných místech a rozhraní pro napojení na agregaci flexibility. Cílem je zvyšovat kvalitu a dostupnost dat pro řízení, snižovat provozní náklady sdílení a vytvářet technické předpoklady pro vyšší míru vlastní spotřeby na úrovni celého společenství.

5.4 Vyhodnocení souladu využití zisku se stanovami a právními omezeními energetického společenství

Navržený model nakládání s přebytkem hospodaření energetického společenství vychází z principů uvedených ve stanovách spolku a zachovává jeho neziskový charakter. Cílem je poskytovat environmentální, hospodářské a sociální přínosy členům i území působnosti a používat prostředky především na hlavní činnost. Využití přebytku je směrováno do oblastí

definovaných v kapitole 5.3 a je předvídatelně navázáno na vnitřní pravidla spolku. Model nepočítá s rozdělováním přebytku mezi členy formou dividend nebo jiných výplat. Vychází z principu, že prostředky se vracejí do rozvoje činností, které naplňují poslání spolku.

Stanovy vymezují legitimní zdroje příjmů spolku a současně stanovují, že je nutné je použít především na hlavní činnost a na vlastní správu. Do hospodaření spolku vstupují jeho vlastní příjmy, mezi které patří členské příspěvky, podíly na zúčtování sdílení energií, příjmy z poskytovaných služeb, finanční příspěvky členů a třetích osob, dotace a dary a výnosy z majetku. Úspory a výnosy z provozu obecních fotovoltaických elektráren zůstávají v rozpočtech obcí jako vlastníků technologií a nejsou považovány za příjmy spolku. Tímto oddělením se předchází dvojímu započítání a zajišťuje se transparentní vykazování.

Rozhodování o výši členských příspěvků a o rozvoji hlavní činnosti přísluší členské schůzi jako nejvyššímu orgánu spolku. Členská schůze schvaluje roční plán využití přebytku hospodaření, výsledky hospodaření a případné zahájení či rámec vedlejší hospodářské činnosti. Výbor jako statutární orgán připravuje návrh ročního plánu alokace přebytku, předkládá jej ke schválení a odpovídá za řádné hospodaření v průběhu roku. Kontrolní komise průběžně dohlíží na hospodaření a jednou ročně předkládá zprávu o své činnosti a o dodržování schválených pravidel. Součástí pravidelného vyúčtování je roční zpráva o hospodaření včetně účetní závěrky, která umožňuje ověřit soulad čerpání s účelem a se stanovami.

Implementační rámec vychází z toho, že roční plán přesně popíše, do kterých programů a aktivit budou prostředky v daném roce směrovány, a opře se o procentní podíly uvedené v kapitole 5.3. Případné odchylky nebo doplnění nové oblasti podpory jsou možné po projednání a schválení členskou schůzí. Evidence a vyúčtování probíhají odděleně za spolek a za obce jako vlastníky fotovoltaických elektráren, aby bylo zřejmé, které prostředky náleží spolku a které obcím. Takto nastavený postup vytváří plynulou vazbu mezi rozhodováním, čerpáním a kontrolou a zajišťuje dlouhodobou právní konformitu využívání přebytku hospodaření.

6 VYHODNOCENÍ EKONOMICKÉHO POTENCIÁLU VZNIKU, FUNGOVÁNÍ A ROZVOJE ES

Závěrečné vyhodnocení ekonomického potenciálu ES představuje syntézu technických, ekonomických a institucionálních zjištění, která převádí dosavadní analýzy do srozumitelného doporučení pro realizaci a dlouhodobý provoz. Text hodnotí přínosy ve dvou vzájemně provázaných rovinách: na úrovni obcí jako vlastníků fotovoltaických elektráren, kde se materializují úspory z vlastní spotřeby a výnosy z přetoků, a na úrovni ES jako zapsaného spolku, který zajišťuje sdílení, měření, vyúčtování a energetický management a jehož

hospodaření má zůstat vyrovnané a v souladu se stanovami. Metodika vychází z porovnání stavu bez projektu se stavem po realizaci v reálných cenách, s dvacetiletým horizontem a reálnou diskontní sazbou 4 %, a opírá se o standardní kriteriální ukazatele (NPV, IRR, prostá a diskontovaná doba návratnosti) doplněné citlivostní analýzou a kombinovanými scénáři, které prověřují robustnost výsledků vůči změnám klíčových vstupů. Součástí je i posouzení institucionální a právní proveditelnosti, včetně souladu s postavením spolku a oddělením peněžních toků obcí a ES.

Cílem této kapitoly je předložit ucelené zhodnocení ekonomické proveditelnosti a určit podmínky, za nichž projekt udrží pozitivní bilanci v čase. Důraz je kladen na disciplínu v investičních nákladech, udržení míry vlastní spotřeby na úrovni alespoň 75–80 %, transparentní nastavení pravidel sdílení a vyúčtování a na postupnou modernizaci infrastruktury pro sdílení energie. Výstupem je jasné stanovisko k realizaci, rámec pro řízení rizik a prioritizace opatření, která mají nejvyšší vliv na ekonomickou hodnotu projektu i na stabilitu hospodaření ES.

6.1 Vyhodnocení předešlých částí ekonomické studie proveditelnosti včetně vyhodnocení výstupů optimalizace energetické bilance

Závěrečné vyhodnocení předešlých částí ekonomické studie proveditelnosti představuje syntézu technických, ekonomických a organizačních zjištění do uceleného závěru o realizovatelnosti projektu ES. Hodnocení staví na jednotném referenčním rámci s dvacetiletým horizontem, reálnými cenami a reálnou diskontní sazbou 4 %, přičemž pracuje s peněžními toky definovanými počáteční investicí obcí ve výši přibližně 19,08 mil. Kč v roce 0 (po 50% dotaci z CAPEX FVE), reinvesticí střídačů kolem 2,20 mil. Kč v roce 15, provozními náklady okolo 0,20 mil. Kč v prvním roce s mírným růstem, úsporami z vlastní výroby zhruba 1,35–1,40 mil. Kč v prvním roce a marginálními příjmy z výkupu přetoků v řádu 0,02–0,03 mil. Kč v prvním roce. Na tomto základě vychází čistá současná hodnota přibližně 16,56 mil. Kč, vnitřní výnosové procento okolo 11,9 % a prostá/diskontovaná doba návratnosti přibližně 9,0/10,5 roku, což při srovnání s běžnými prahy veřejných investic potvrzuje ekonomickou přijatelnost projektu s výraznou rezervou.

Vyhodnocení výstupů optimalizace energetické bilance ukazuje, že navržené technicko-provozní nastavení cíleně maximalizuje hodnotu vlastní výroby u konečných odběrů a minimalizuje nízkohodnotový export. Plánovaná roční výroba přibližně 301,1 MWh je v základním provozním režimu využita s mírou vlastní spotřeby 75–80 %, sdílení mezi členy pokrývá zhruba 15–18 % výroby a export do distribuční sítě klesá na 5–7 %. Tento profil je dosažen souborem opatření na straně řízení odběrů a koordinace sdílení (časování spotřeby, sjednocené zásady řízení technologií u členů, datově řízené rozdělování přebytků), přičemž klíčová část ekonomické hodnoty vzniká právě nahrazením nákupu elektřiny ve vysoké hodnotě koncové ceny. Optimalizovaný poměr mezi vlastní spotřebou, sdílením a exportem

se přímo promítá do úspor v uvedené výši a potvrzuje, že technická i provozní opatření jsou ekonomicky účelná.

Robustnost závěrů byla ověřena citlivostní analýzou. Změna CAPEX o ±10 % posouvá NPV orientačně o ±1,9 mil. Kč a změna míry vlastní spotřeby o ±5 procentních bodů mění NPV zhruba o ±1,2 mil. Kč, což jasně identifikuje dvě hlavní řídicí páky projektu: disciplínu v pořizovacích nákladech a aktivní řízení spotřeby u členů. Ostatní faktory mají druhotný dopad. Například samotná výkupní cena přetoků ovlivňuje výsledky jen omezeně, protože export tvoří menší část celkových přínosů. Test citlivosti na diskontní sazbu potvrzuje stabilitu i při odlišném pohledu na hodnotu času (NPV se při 2 % pohybuje přibližně ve vyšších desítkách mil. Kč a při 6 % zůstává kladná v rozmezí zhruba nízkých až středních desítek mil. Kč). Kombinované scénáře ukazují, že i při souběhu nepříznivých změn (např. −15 % ceny, +15 % CAPEX, −5 p. b. vlastní spotřeby, vyšší OPEX) projekt nadále vykazuje kladnou NPV a IRR zůstává s rezervou nad použitou 4% diskontní sazbou, zatímco v příznivém nastavení se ekonomická hodnota dále zvyšuje.

Institucionální a účetní nastavení je konzistentní s ekonomickými závěry: FVE jsou ve vlastnictví obcí, a proto úspory z vlastní spotřeby a výnosy z přetoků náleží obcím. ES jako zapsaný spolek zajišťuje sdílení, měření a clearing a hospodaří odděleně na bázi členských příspěvků a servisních poplatků. Toto oddělení peněžních toků brání dvojímu započítání a umožňuje průhledně řídit jak investiční fázi, tak běžný provoz. Celkové vyhodnocení tak potvrzuje ekonomickou proveditelnost projektu, identifikuje priority řízení hodnoty (CAPEX a míra vlastní spotřeby) a dokládá, že optimalizovaná energetická bilance je dosažitelná i udržitelná v rámci zvoleného provozního a právního modelu.

6.2 Výběr optimální varianty vzniku a dalšího rozvoje ES

Optimální varianta vzniku a dalšího rozvoje ES vychází z ekonomických výsledků projektu, z právního rámce a z praktických možností obcí. Za nejvhodnější se jeví model, v němž je ES zapsaným spolkem zaměřeným na koordinaci sdílení, měření, vyúčtování a energetický management, zatímco fotovoltaické elektrárny zůstávají ve vlastnictví jednotlivých obcí. Toto uspořádání respektuje rozdělení kompetencí i peněžních toků, zabraňuje dvojímu započítání úspor a minimalizuje právní i provozní rizika. Vznik spolku je veden tak, aby byl administrativně jednoduchý a aby se co nejdříve dostavily ekonomické přínosy z vysoké míry vlastní spotřeby a z disciplinovaného řízení investičních nákladů.

Volba této varianty je podložena čtyřmi hledisky. První je ekonomické: nejvyšší podíl hodnoty vzniká u obcí díky nahrazení nákupu elektřiny, proto ponechání technologií u obcí maximalizuje přínos tam, kde skutečně vzniká, a současně drží režii spolku nízko. Druhé je právní a institucionální: spolek naplňuje účel poskytovat environmentální, hospodářské a sociální přínosy, přičemž příjmy spolku tvoří členské příspěvky a transparentně nastavené

servisní poplatky za sdílení a související služby, nikoli výnosy z provozu obecních FVE. Třetí je provozní: centralizace sdílení, měření a clearingu ve spolku přináší standardy, které zvyšují míru vlastní spotřeby a zjednodušují řízení kvality dat, bez potřeby převádět majetek mezi subjekty. Čtvrté je rizikové: oddělení majetku a rozpočtů zvyšuje odolnost systému vůči výkyvům na trhu i vůči změnám v regulaci a umožňuje pružně upravovat servisní model bez zásahů do vlastnictví technologií.

Doporučený postup vzniku a rozvoje je fázovaný. V první fázi vznikne spolek se základní sadou služeb pro sdílení a vyúčtování, s jasně nastavenými vnitřními cenami sdílení a s metodikou rozdělení přínosů mezi členy tak, aby nedocházelo ke dvojímu započítání. Dojde k rychlému zprovoznění měření, datových toků a pravidel pro energetický management u zapojených odběrných míst, aby se co nejdříve dosáhlo míry vlastní spotřeby přibližně 75–80 %. Ve druhé fázi se rozšíří členská základna o další obecní objekty s komplementárními profily spotřeby a zavedou se pokročilé nástroje řízení odběru a predikce výroby i spotřeby. Ve třetí fázi bude podle potřeby rozvíjena infrastruktura pro sdílení energie a vnitřní IT systémy spolku a mohou být realizovány pilotní aktivity podporující vyšší využití vyrobené elektřiny, například agregace flexibility nebo koordinace řízení technologie na straně členů, vždy s respektem k tomu, že výrobní technologie zůstávají majetkem obcí.

Rozvojový rámec je doplněn rozhodovacími „bránami“, které vymezují okamžiky pro přehodnocení nastavení. Pokud by míra vlastní spotřeby dlouhodobě neklesla pod 75 % a pořizovací i provozní náklady se držely v plánovaných mezích, setrvá se u základního servisního modelu spolku. Pokud by se objevila možnost významného zvýšení vlastní spotřeby prostřednictvím infrastrukturní investice do sdílení energie, spolek ji připraví a financování zajistí z vlastních přebytků hospodaření nebo z členských příspěvků podle schválených pravidel. Pokud by se v budoucnu ukázalo, že některý konkrétní zdroj má dávat ekonomicky i provozně smysl jako společný majetek (například společná akumulace pro účely sdílení), bude o tom rozhodnuto samostatně a po právní i ekonomické prověrce, nikoli automatickým převodem stávajících FVE pod spolek.

Tato varianta je v souladu s cíli projektu i s vyhodnocením citlivostí. Zachovává kladnou ekonomickou bilanci na úrovni obcí i dlouhodobě vyrovnané hospodaření spolku. Soustředí řízení na dvě hlavní páky hodnoty, tedy na pořizovací náklady a míru vlastní spotřeby, a opírá se o standardizované procesy sdílení, měření a vyúčtování. Přináší tak nejvyšší pravděpodobnost dosažení očekávaných výsledků při nejnižší nutné složitosti institucionálního uspořádání.

6.3 Závěrečné stanovisko existence reálného ekonomického potenciálu vzniku ES

Reálný ekonomický potenciál vzniku ES je potvrzen souborem výsledků, které v jednotném referenčním rámci prokazují výrazně kladnou bilanci na úrovni obcí a dlouhodobou

udržitelnost na úrovni spolku. Na straně obcí jako vlastníků fotovoltaických elektráren vychází čistá současná hodnota přibližně 16,56 mil. Kč při reálné diskontní sazbě 4 %, vnitřní výnosové procento okolo 11,9 % a prostá i diskontovaná doba návratnosti přibližně 9,0 a 10,5 roku. Tyto hodnoty vycházejí z plánované roční výroby kolem 301,1 MWh, z míry vlastní spotřeby 75–80 % a z minimalizace nízkohodnotového exportu, což dokládá, že hlavní část ekonomické hodnoty vzniká nahrazením nákupu elektřiny v místě spotřeby a efektivním sdílením mezi členy.

Robustnost závěru potvrzuje citlivostní analýza i scénářové výpočty, které ukazují, že projekt zůstává ekonomicky přínosný i při nepříznivých odchylkách vstupů. Změna investičních nákladů o ±10 % posouvá NPV orientačně o ±1,9 mil. Kč a změna míry vlastní spotřeby o ±5 procentních bodů mění NPV zhruba o ±1,2 mil. Kč, což jasně identifikuje pořizovací cenu a řízení vlastní spotřeby jako hlavní páky hodnoty. I v konzervativním souběhu méně příznivých vlivů se NPV pohybuje v rozmezí přibližně 5,6–6,1 mil. Kč a IRR dosahuje 9–10 %, zatímco citlivost na diskontní sazbu potvrzuje kladnou čistou současnou hodnotu i při přísnějším hodnocení budoucích toků. Tato stabilita znamená, že ekonomický potenciál není dán ojedinělým nastavením, ale vyplývá z konstrukce projektu a z provozních opatření, která jsou opakovatelná.

Na úrovni ES jako zapsaného spolku je ekonomická udržitelnost založena na transparentně nastavených členských příspěvcích a servisních poplatcích za sdílení, měření a vyúčtování, které kryjí provozní náklady a mohou vytvářet přiměřený přebytek hospodaření pro další rozvoj. Úspory a výnosy z provozu obecních technologií zůstávají v rozpočtech obcí, čímž je zajištěno oddělení peněžních toků a předchází se dvojímu započítání. Tento institucionální model odpovídá stanovám i účelu spolku a současně vytváří předpoklady pro postupné zvyšování míry vlastní spotřeby prostřednictvím jednotných pravidel, datového řízení a sdílené infrastruktury.

Závěrem lze konstatovat, že ekonomický potenciál vzniku ES je reálný a dostatečně doložený, pokud budou dodrženy klíčové předpoklady řízení projektu. Rozhodující je udržet investiční náklady v plánovaném rozpočtu, stabilně dosahovat míry vlastní spotřeby alespoň 75–80 %, nastavit jednoduchý a předvídatelný model vnitřních cen sdílení a zajistit přesné měření a vyúčtování s důrazem na datovou kvalitu. Za těchto podmínek projekt naplňuje ekonomická kritéria s rezervou, je provozně zvládnutelný v rámci zvoleného právního uspořádání a představuje pro mikroregion investici s dlouhodobým přínosem.

7 SEZNAM TABULEK

Tabulka 1: Výčet objektů zapojených do založení energetického společenství 7
Tabulka 2: Data pro zhodnocení investičních možností členů ES 11
Tabulka 3: Kapacita spolufinancování a potenciál dotovaných investic obcí 13
Tabulka 4: Úvěrové možnosti obcí: rezerva dluhové služby, úvěrová kapacita a celkový investiční potenciál (1. část) 15
Tabulka 5: Úvěrové možnosti obcí: rezerva dluhové služby, úvěrová kapacita a celkový investiční potenciál (2. část) 15
Tabulka 6: Souhrnné charakteristiky energetického profilu mikroregionu (2024) 17
Tabulka 7: Rozložení spotřeby a nákladů podle obcí (2024) 17
Tabulka 8: Struktura nákladů podle cenových složek (celé ES, 2024, bez DPH) 18
Tabulka 9: Prvních 10 objektů s nejvyššími ročními náklady (2024, bez DPH) 19
Tabulka 10: Energetická bilance mikroregionu v roce 2024 20
Tabulka 11: Parametry cenových scénářů (změny oproti referenčnímu roku 2024) 22
Tabulka 12: Dopady cenových scénářů na celkové náklady energetického společenství 22
Tabulka 13: Dopady cenových scénářů na rozpočty jednotlivých obcí (roční náklady bez DPH) 23
Tabulka 14: Relativní citlivost obcí na cenové změny podle typu infrastruktury 24
Tabulka 15: Portfolio plánovaných FVE podle obcí 24
Tabulka 16: Ekonomická motivace investic podle cenových scénářů 25
Tabulka 17: Základní parametry nákladové struktury energetického společenství (2024) 26
Tabulka 18: Kumulativní analýza koncentrace nákladů (největších 10 objektů) 26
Tabulka 19: Kategorie A – Kritické objekty pro prioritní implementaci 27
Tabulka 20: Kategorie B - Stabilizační objekty druhé vlny 28
Tabulka 21: Souhrnná kategorizace podle optimalizačního potenciálu 28
Tabulka 22: Kategorie B - Stabilizační objekty druhé vlny 29
Tabulka 23: Srovnání investičních variant FVE 32
Tabulka 24: Struktura nákladů na projektovou přípravu 33
Tabulka 25: Fázování realizace projektu energetického společenství 51
Tabulka 26: Struktura přímých beneficientů podle velikosti přínosů 54
Tabulka 27: Kvantifikace přínosů pro nepřímé beneficienty 56
Tabulka 28: Ekonomické parametry investiční varianty 58
Tabulka 29: Struktura předpokládaných investičních nákladů projektu 59
Tabulka 30: Struktura ročních úspor z vlastní výroby 61
Tabulka 31: Struktura ročních úspor z vlastní výroby 62
Tabulka 32: Porovnání variant bez a s dotací (mil. Kč; kumulativně za 20 let) 62
Tabulka 33: Kvantifikace environmentálních přínosů energetického společenství 64
Tabulka 34: Parametry a výsledky ocenění CO_2 66
Tabulka 35: Diskontní faktory pro klíčové roky projektu (r = 4 %) 67

Tabulka 36: Srovnání NPV projektu při různých diskontních sazbách (mil. Kč, horizont 20 let) 68
Tabulka 37: Výpočet NPV energetického společenství (tis. Kč, r = 4 %) – klíčové roky 69
Tabulka 38: Interpretace IRR v kontextu investičních alternativ 70
Tabulka 39: Výpočet prostého a diskontovaného cash-flow (tis. Kč) 71
Tabulka 40: Souhrn ukazatelů – varianta bez dotace 72
Tabulka 41: Souhrn ukazatelů – varianta s 50% dotací 72
Tabulka 42: Referenční parametry scénáře pro citlivostní analýzu 74
Tabulka 43: Jednofaktorové citlivosti NPV (varianta bez dotace; mil. Kč) 75
Tabulka 44: Jednofaktorové citlivosti NPV (varianta s 50 % dotací; mil. Kč) 75
Tabulka 45: Souhrn scénářů (NPV v mil. Kč; IRR v %) 76
Tabulka 46: Citlivost na diskontní sazbu (beze změny peněžních toků, mění se pouze r) 76
Tabulka 47: Souhrn scénářů (NPV v mil. Kč; IRR v %) 76
Tabulka 48: Struktura zdrojů pro počáteční investice (I_0 + přípravná fáze) 84
Tabulka 49: Fázování investic a krytí zdrojů 84
Tabulka 50: Projekce vývoje cen elektřiny pro maloodběratele 91
Tabulka 51: Přebytky ES a čisté přínosy obcí – souhrnné ukazatele 95