



Solar PV Underperformance

Case Study · 2026

Datová analýza globálního a evropského trhu fotovoltaické energie

Obsah

- 1 Executive summary
- 2 Definice solar underperformance
- 3 Velikost globálního PV trhu a C&I subsegmentu
- 4 Technické příčiny podvýkonnosti
- 5 Pravděpodobnost, závažnost a vývoj jednotlivých problémů
- 6 Model vývoje podvýkonnosti během 30 let
- 7 Rozdíly podle prostředí a typu instalace
- 8 Utility-scale segment — řešení a data
- 9 C&I segment — řešení a data
- 10 Rezidenční segment — řešení a data
- 11 Ekonomické ztráty a dopad na investiční návratnost
- 12 Současné způsoby monitoringu, diagnostiky a servisu
- 13 O&M trh a smluvní modely
- 14 Digital twins a prediktivní diagnostika
- 15 Konkurenční a dodavatelská analýza
- 16 Cenové benchmarky
- 17 Analýza tržní mezery
- 18 Nejperspektivnější zákaznické segmenty
- 19 TAM, SAM a SOM
- 20 Kde do zjištěné mezery zapadá Sunalytiq
- 21 Rizika, protiargumenty a omezení studie
- 22 Závěr — odpovědi na klíčové otázky
- 23 Seznam zdrojů podle sekcí
- 24 Datová příloha a výpočty

Metodická pravidla dokumentu

Dokument důsledně odděluje ověřená data od odhadů a hypotéz. Každé zásadní číslo má uvedený zdroj a rok. Použité značení:

Značka	Význam
[FAKT]	Publikovaný, dohledatelný údaj z uvedeného zdroje.
[ODHAD]	Hodnota odvozená z doložených dat, ale nepublikovaná v této podobě.
[VÝPOČET]	Vlastní výpočet studie. Vzorec a vstupy jsou v datové příloze.
[HYPOTÉZA]	Tvrzení, které dostupná data nepotvrzují ani nevyvracejí.

Úroveň spolehlivosti závěrů: **vyšoká** (více nezávislých zdrojů se shoduje), **střední** (jeden kvalitní zdroj nebo shoda s výhradami), **nížká** (jediný dodavatelský zdroj nebo velký rozptyl).

1 · Executive summary

Fotovoltaika je dnes největší instalovanou výrobní technologií na světě, a zároveň jedinou velkou energetickou technologií, u které rozdíl mezi očekávanou a skutečnou výrobou zůstává u velké části instalací systematicky neměřen. Tato studie kvantifikuje, jak velký ten rozdíl je, kde vzniká, jak roste v čase a kolik stojí.

1.1 Velikost problému v číslech

Zjištění	Hodnota	Zdroj a rok	Spolehl.
Globální instalovaný výkon PV	~2 974 GW ke konci 2025	IEA PVPS, Snapshot 2026	vysoká
Nově instalováno v roce 2025	608–698 GW	IEA PVPS, Snapshot 2026	vysoká
Podvýkonnost vs. P50 model (USA, projekty po 2015)	7–13 %	kWh Analytics, Solar Generation Index 2022	střední
Medián celoživotního výkonnostního indexu (US flotila)	PI = 0,95	NREL PV Fleet Initiative, 2024	vysoká
Ztráta výkonu z poruch zařízení (2025)	5,08 %	Raptor Maps, Global Solar Report 2026	střední
Nárůst této ztráty od roku 2021	2,36 % → 5,08 % (+115 %)	Raptor Maps, 2026	střední
Globální ztráta tržeb z poruch zařízení (2024)	~4,6 mld. USD/rok	Raptor Maps, Global Solar Report 2025	nízká
Globální ztráta ze znečištění panelů	4–7 % roční výroby	IEA PVPS Task 13, Fact Sheet 2026	vysoká
Medián degradace c-Si modulů	0,5–0,6 %/rok (průměr 0,8–0,9 %)	Jordan & Kurtz, NREL, 2016	vysoká
Poruchovost střídačů do 15. roku (rezidenční)	34,3 %	Bucher et al., BFH, 2022	střední
Modulů neprošlých předexpediční kontrolou (2025)	3,36 % — historické maximum	Kiwa PI Berlin, 2026	vysoká
Šarží modulů bez jediné závady při kontrole	76 z 774 (~10 %)	Kiwa PVEL / PI Berlin, 2024	vysoká

1.2 Sedm hlavních zjištění

- **Podvýkonnost není okrajová anomálie, ale systémový stav.** Nezávislá měření se shodují, že typická instalace vyrábí o několik procent méně, než předpokládal její investiční model. NREL napříč 1 128 systémy a 8,5 GW naměřil medián celoživotního výkonnostního indexu 0,95 — tedy 5 % pod modelem — a to i po očištění o degradaci, znečištění, sníh a dostupnost. **[FAKT, spolehlivost vysoká]**
- **Problém se zhoršuje, ne zlepšuje.** Přestože technologie zraje a účinnost článků roste, ztráta výkonu způsobená poruchami zařízení se podle dat Raptor Maps napříč 125–193 GW aktiv za pět let více než zdvojnásobila. Příčiny jsou tři: rostoucí mechanická složitost elektráren, nedostatek servisní pracovní síly a klesající kvalita výroby modulů. **[FAKT, spolehlivost střední]**
- **Servisní kapacita nedrží krok s růstem instalované základny.** Průměrný technik má podle Raptor Maps dnes na starosti o 70 % více instalovaného výkonu než před pěti lety; v USA vzrostl počet pracovních míst v solárním sektoru o 12 %, zatímco instalovaný výkon o 286 %. To je strukturální, ne cyklický problém. **[FAKT, spolehlivost střední]**
- **Frekvence diagnostiky přímo určuje výši ztráty.** Nejsilnější jednotlivý datový bod celé studie: elektrárny kontrolované jednou ročně vykazují průměrnou ztrátu výkonu kolem 7 %, zatímco elektrárny kontrolované pětikrát ročně kolem 3 %. Rozdíl mezi dobře a špatně spravovaným aktivem

je tedy měřitelný a velký. **[FAKT, spolehlivost střední]**

- **Velká část závad je pro dnešní běžné metody neviditelná.** Podle analýzy v Solar Risk Assessment 2026 nevykazuje 79 % vysoce rizikových poruch konektorů žádnou tepelnou signaturu — tedy je termografická inspekce, včetně dronové, nezachytí. Podobně platí, že klasický střídačový monitoring nerozliší pozvolný pokles od přirozené degradace. **[FAKT, spolehlivost střední]**
- **Ekonomika řešení se láme kolem velikosti instalace.** Vlastní výpočet této studie ukazuje, že služba za 340 € ročně se v evropských podmínkách u instalace 250 kWp zaplatí uchráněním 1,1 % roční výroby, u 100 kWp 2,8 %, ale u 10 kWp by musela uchránit nereálných 28 %. Diagnostická služba za pevnou cenu má tedy jasnou spodní hranici ekonomické smysluplnosti, která je navíc citlivá na cenu energie v daném trhu. **[VÝPOČET]**
- **Mezera na trhu je v propojení, ne v jednotlivých komponentách.** Monitoring, diagnostika, termografie i servis existují — ale jako oddělené produkty od různých dodavatelů, cenově nastavené pro utility-scale portfolia. Pro menší C&I instalaci bez servisní smlouvy dnes neexistuje dostupný integrovaný řetězec od detekce po ověřenou opravu. **[ZÁVĚR STUDIE, spolehlivost střední]**

Segment s největší absolutní ztrátou vs. segment s největší mezerou

- › **Největší absolutní finanční ztráta:** utility-scale. Jde o 59 % nově instalovaného výkonu a ztráta na jednotlivé elektrárně dosahuje tisíců až desítek tisíc eur ročně.
- › **Největší relativní mezera v dostupných řešeních:** menší C&I instalace zhruba 30–500 kWp bez profesionální O&M smlouvy. Ztráta je zde ekonomicky významná pro majitele, ale příliš malá na to, aby se vyplatilo enterprise řešení.
- › **Segment s nejnižší ekonomickou obhajitelností samostatné služby:** rezidenční instalace pod ~20 kWp — absolutní ztráta je příliš malá vůči nákladu na jakoukoli lidskou práci.

2 · Definice solar underperformance

Pojem „podvýkonnost“ se v odborné i obchodní praxi používá nejednotně, což vede k tomu, že se sčítají nesouměřitelné veličiny a vznikají zavádějící čísla. Tato studie proto rozlišuje následující kategorie a u každého číselného údaje uvádí, ke které z nich se vztahuje.

2.1 Kategorie ztrát

Kategorie	Definice	Vztahuje se k	Považovat za závadu?
Očekávaná degradace	Přirozený pokles výkonu modulů, který byl součástí původního modelu (typicky 0,5 %/rok).	Výkon modulu	Ne — je součástí modelu
Neočekávaná degradace	Pokles rychlejší, než předpokládala záruka nebo model (např. PID, LeTID, koroze).	Výkon modulu	Ano
Krátkodobá ztráta výroby	Dočasný výpadek nebo pokles (porucha střídače, výpadek sítě, sníh).	Výroba systému	Ano, pokud je odstranitelná
Dlouhodobá ztráta výkonu	Trvale snížený výkon části systému (odpojený string, vadná dioda).	Výroba systému	Ano
Úplný výpadek	Systém nevyrábí vůbec.	Dostupnost	Ano
Částečná porucha	Část systému nevyrábí, celek zdánlivě funguje. <i>Ekonomicky nejnebezpečnější kategorie — nevyvolá alarm.</i>	Výroba systému	Ano
Snížená dostupnost	Podíl času, kdy systém nemohl vyrábět, ačkoli podmínky to umožňovaly.	Dostupnost	Ano
Nízké performance ratio	Souhrnný ukazatel — nevypovídá sám o sobě o příčině.	Výroba vs. ozáření	Indikátor, ne diagnóza
Ztráty z provozu	Chybné nastavení, neoptimální MPPT, chybějící údržba.	Výroba systému	Ano
Ztráty z počasí	Nižší ozáření, než předpokládal model, v daném roce.	Odchylka od modelu	Ne
Ztráty z návrhu	Chybná orientace, poddimenzování, systematické zastínění od počátku.	Odchylka od modelu	Ano, ale neodstranitelné bez přestavby
Curtailement / omezení sítě	Vynucené omezení výroby distributorem nebo záporné ceny.	Ztráta příjmů	Ne — není technická závada

Proč na tomto rozlišení záleží ekonomicky

- › Curtailement a horší počasí snižují příjem, ale **nelze je opravit servisním zásahem** — patří do finančního, ne technického řízení.
- › Přirozená degradace je již započtena v business case — vydávat ji za podvýkonnost znamená dvojí započtení.
- › Naopak **částečná porucha** je kategorie, kde vzniká největší nezachycená ztráta: systém funguje, majitel nevidí alarm, a ztráta běží roky.
- › Tato studie počítá jako „odstranitelnou podvýkonnost“ pouze kategorie označené výše jako závada a technicky opravitelné.

2.2 Jednotky a základna

U každého procentuálního údaje je nutné vědět, k čemu se vztahuje. Studie používá tyto základny důsledně:

- **Pokles výkonu modulu** — v % nominálního výkonu (Wp) měřeného za STC podmínek.
- **Pokles výroby systému** — v % očekávané roční výroby (kWh) při daném ozáření.
- **Ztráta dostupnosti** — v % času, kdy systém mohl vyrábět, ale nevyráběl.
- **Ztráta příjmů** — v absolutní měně; závisí na ceně elektřiny, která se v čase mění.

- **Odchylka od modelu (P50)** — v % modelované výroby; zahrnuje i chyby samotného modelu, nejen technické závady.

Právě poslední kategorie je zdrojem nejčastějšího nedorozumění. Když kWh Analytics uvádí podvýkonnost 7–13 % proti P50, není to totéž jako „7–13 % výroby lze opravit servisem“. Část toho rozdílu jde na vrub příliš optimistickým modelům, zejména historickému předpokladu 99% dostupnosti, který sama kWh Analytics doporučuje snížit na 97 %. **[FAKT — kWh Analytics, 2022 a 2025; spolehlivost střední]**

3 · Velikost globálního PV trhu a C&I subsegmentu

3.1 Globální instalovaná základna

Fotovoltaika překonala na konci roku 2025 hranici blížící se 3 TW instalovaného výkonu. Podle třináctého ročního přehledu IEA PVPS dosáhla globální kumulativní kapacita přibližně 2 974 GW, přičemž v samotném roce 2025 přibylo nejméně 608 GW potvrzeně, s odhadem až 698 GW po dopočtu dosud nevykázaných dat. **[FAKT, spolehlivost vysoká]**

Ukazatel	2023	2024	2025
Kumulativní instalovaný výkon (GW)	~1 600	~2 260	~2 974
Nově instalováno za rok (GW)	~446	554–602	608–698
Meziroční růst nových instalací	+93 %	+28 %	+16 %
Podíl Číny na nových instalacích	~55 %	~59 %	~60 %
Podíl utility-scale na nových instalacích	—	~62 %	~59 %
Podíl PV na globální spotřebě elektřiny	—	>10 %	~12 %

Zdroj: IEA PVPS, Snapshot of Global PV Markets 2025 a 2026; Trends in PV Applications 2025. Rozpětí u nových instalací odráží nejistotu v převodu mezi AC a DC hodnotami, kterou IEA PVPS sama uvádí. Nejde o nepřesnost odhadu, ale o metodický rozdíl ve vykazování.

Pro tuto studii je podstatný jeden rys těchto dat: **tempo růstu se zpomaluje, ale instalovaná základna roste dál**. To znamená, že těžiště hodnoty v odvětví se postupně přesouvá z výstavby nových elektráren na provoz existujících — a ten je závislý na tom, jestli se aktiva spravují dobře nebo špatně.

3.2 Evropská unie a segmentace

EU dosáhla na konci roku 2025 celkových 406 GW instalovaného výkonu a splnila tím svůj cíl 400 GW pro rok 2025. Zároveň však trh poprvé za deset let mírně poklesl — nově bylo instalováno 65,1 GW oproti 65,6 GW v roce 2024. Cíl 750 GW do roku 2030 se tím podle SolarPower Europe dostává mimo dosah. **[FAKT, spolehlivost vysoká]**

Pro segmentaci trhu je klíčové vědět, jakou definici velikostních tříd zdroj používá. SolarPower Europe pracuje s tímto členěním, které tato studie přebírá:

Segment dle SolarPower Europe	Velikostní pásmo	Typický majitel
Residential	< 10 kW	Domácnost
Commercial	< 250 kW	Menší firma, provozovna, obchod, zemědělský objekt
Industrial	< 1 000 kW	Výrobní hala, logistické centrum, velký areál
Utility-scale	> 1 000 kW, na volné ploše	Investor, energetická společnost, fond

Dva rysy evropské struktury jsou pro analýzu podvýkonnosti zásadní. Zaprvé, **kumulativní evropská kapacita je stále převážně střešní** — střešní instalace tvoří 61 % celkového instalovaného výkonu proti 39 % u utility-scale. Zadruhé, **podíl střešních instalací na nových instalacích rychle klesá** — z 28 % v roce 2023 na 14 % v roce 2025, kdy utility-scale poprvé překročil polovinu nového výkonu. **[FAKT, spolehlivost vysoká]**

Co z toho plyne pro trh se službami

- › Existující evropská střešní základna je **velká a stárnoucí**, ale příliv nových střešních instalací se zpomaluje.
- › Znamená to, že rostoucí část střešního trhu tvoří **instalace v provozu**, nikoli nové projekty — což je přesně profil trhu pro provozní a servisní služby, ne pro montážní firmy.
- › Instalace z boomu 2021–2023 vstupují právě teď do let 3–5 provozu, kdy se podle dat začínají poruchy poprvé projevovat měřitelně.

3.3 Česká republika

Český trh je pro tuto studii relevantní jako výchozí geografie a zároveň jako ilustrace toho, jak vypadá trh po prudkém boomu. Data se ovšem mezi zdroji rozcházejí a je nutné to přiznat.

Ukazatel	Hodnota	Zdroj
Instalovaný výkon k 31. 12. 2025	4 542 MW	Energetický regulační úřad
Instalovaný výkon k 31. 12. 2025	~5,2 GW	Solární asociace (via odborný tisk)
Počet instalací k 2025	> 239 000	Solární asociace
Nově připojeno v roce 2025	27 298 instalací / 696 MWp	Solární asociace
Pokles vůči roku 2024	–17 tis. instalací / –271 MWp	Solární asociace
Výroba PV v roce 2025	4,7 TWh (+20,4 % r/r)	Energetický regulační úřad
Podíl PV na výrobě elektřiny v ČR	6,6 %	Energetický regulační úřad
Průměrná specifická výroba	950–1 150 kWh/kWp/rok	PVGIS, ERÚ (koef. využití 12,6 %)
Výhled 2030 (ČEPS)	10,7 GW konzervativně / 12,5 GW progresivně	ČEPS

Rozdíl mezi hodnotou ERÚ (4 542 MW) a Solární asociace (~5,2 GW) činí zhruba 13 %. Pravděpodobnou příčinou je odlišná metodika — ERÚ eviduje licencované zdroje, zatímco asociace započítává i instalace bez licence, typicky malé střešní systémy. Studie proto u českých čísel pracuje s rozpětím, ne s jedinou hodnotou. [ODHAD příčiny rozdílu, spolehlivost střední]

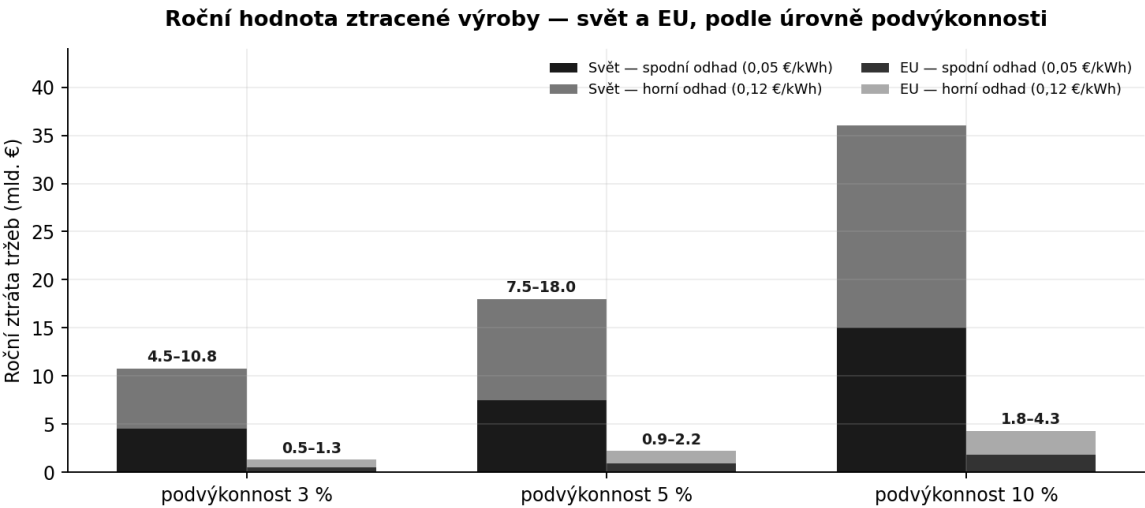
Zásadní strukturální fakt: **v ČR existuje přes 239 tisíc fotovoltaických instalací, z nichž drtivá většina vznikla v posledních pěti letech.** Počet instalací vzrostl z přibližně 28 tisíc v roce 2015 na více než 239 tisíc v roce 2025. Rekordní rok 2023 přinesl téměř 83 tisíc nových elektráren. Tato kohorta vstupuje v letech 2026–2028 do období, kdy se podle dat o vývoji závad začínají projevovat první systematické problémy. **[FAKT, spolehlivost střední]**

Stejný vzorec — prudký boom následovaný ochlazením a stárnoucí instalovanou základnou — platí napříč většinou evropských trhů. Německo, Itálie, Nizozemsko i Polsko prošly obdobným cyklem, což znamená, že **evropská kohorta instalací z let 2021–2023 dosáhne kritického sedmého roku provozu zhruba mezi lety 2028 a 2030.** Jde o desítky gigawattů kapacity vstupující současně do fáze, kdy podle dat výskyt závad výrazně roste. **[ODHAD na základě dat sekce 5.2; spolehlivost střední]**

3.4 Globální a evropské vyčíslení ztráty

Tato podsekcce převádí procentuální podvýkonnost na absolutní roční hodnotu ztracené výroby v celosvětovém a evropském měřítku. Jde o **vlastní výpočet** — jeho vstupy jsou uvedeny explicitně, aby jej bylo možné přepočítat s jinými předpoklady.

Vstup	Svět	EU	Zdroj
Instalovaný výkon (konec 2025)	~2 974 GW	406 GW	IEA PVPS; SolarPower Europe — [FAKT]
Podíl PV na spotřebě elektřiny	~12 %	13,4 %	IEA PVPS; SolarPower Europe — [FAKT]
Odhadovaná roční výroba z PV	~3 000 TWh	~360 TWh	[ODHAD] z podílu na spotřebě
Uvažované cenové hladiny	0,05 – 0,12 €/kWh	0,05 – 0,12 €/kWh	Rozpětí velkoobchod až vlastní spotřeba



[VÝPOČET] Roční hodnota ztracené výroby = roční výroba × podíl podvýkonnosti × cena energie. Sloupce zobrazují rozpětí mezi velkoobchodní cenou (0,05 €/kWh) a hodnotou při vlastní spotřebě (0,12 €/kWh).

Úroveň podvýkonnosti	Ztracená energie — svět	Hodnota — svět	Ztracená energie — EU	Hodnota — EU
3 %	90 TWh/rok	4,5–10,8 mld. €/rok	10,8 TWh/rok	0,5–1,3 mld. €/rok
5 % (referenční)	150 TWh/rok	7,5–18,0 mld. €/rok	18 TWh/rok	0,9–2,2 mld. €/rok
10 %	300 TWh/rok	15,0–36,0 mld. €/rok	36 TWh/rok	1,8–4,3 mld. €/rok

Srovnání s publikovaným odhadem a vysvětlení rozdílu. Jediný veřejně publikovaný globální odhad pochází od Raptor Maps a činí přibližně **4,6 mld. USD ročně** (za rok 2024). Vlastní výpočet výše dává při 5 % podvýkonnosti a nejnižší uvažované ceně 7,5 mld. €, tedy hodnotu vyšší. **Nejde o rozpor.** Raptor Maps extrapoluje pouze ztrátu z poruch zařízení zjištěnou leteckou inspekcí, a to na nerezidenční kapacitu; tento výpočet vychází z celkové výroby včetně střešní a zahrnuje širší definici podvýkonnosti. Obě čísla platí pro jinou základnu. Uvádět je vedle sebe jako alternativní odhady téhož by bylo zavádějící. **[ODHAD, spolehlivost střední — silně závislý na volbě ceny energie]**

Jak tato čísla interpretovat

- › Rozpětí je široké, protože **hodnota ztracené kWh závisí především na tom, jak se s energií nakládá** — velkoobchodní prodej má poloviční až třetinovou hodnotu oproti vlastní spotřebě.
- › Evropa představuje zhruba **12 % globální ztráty**, což odpovídá jejímu podílu na instalované kapacitě. Není tedy ani nadprůměrně, ani podprůměrně postižena.
- › Ztráta roste rychleji než instalovaná základna, protože roste i **procentuální podvýkonnost** (2,36 % → 5,08 % za pět let). Absolutní ztráta se tedy zvyšuje dvojnásobkem současně.
- › **Zásadní omezení:** tento výpočet nerozlišuje mezi odstranitelnou a neodstranitelnou částí ztráty. Ekonomicky adresovatelná část je podstatně menší — viz sekce 11 a 22.

4 · Technické příčiny podvýkonnosti

Následující přehled je uspořádán podle místa vzniku. U každé příčiny je uvedena četnost, typická doba vzniku, rozsah ztráty a detekovatelnost. Kde publikovaná data chybějí, je to výslovně uvedeno místo dopočtu.

4.1 Fotovoltaické moduly

Příčina	Kdy vzniká	Typický rozsah ztráty	Charakter	Detekce
Přírozená degradace	Průběžně	0,5–0,6 %/rok (medián), 0,8–0,9 % (průměr)	Progresivní, očekávaná	Trendová analýza výroby
LID (světlem indukovaná)	První hodiny až dny	1–3 % jednorázově	Jednorázová, dnes z velké části vyřešená	Vstupní měření
LeTID	Měsíce až roky	Až 10 % u náchylných typů	Progresivní, částečně vratná	Trend + laboratorní test
PID	4–8 měsíců až roky	27–39 % u postižených stringů (terén); až 28 % v testu bez UV	Progresivní, částečně vratná anti-PID zařízení	EL, termografie, I-V křivka
Mikrotrhliny článků	Instalace, přeprava, zatížení	0–5 % zpočátku, roste s cyklováním	Progresivní	EL imaging; termografie až v pokročilém stadiu
Hot spots	Rok 2 a dále	Jednotky % na modul, riziko požáru	Progresivní, bezpečnostní riziko	Termografie
Delaminace	Roky 5+	5–20 % na modul	Progresivní, nevratná	Vizuální, EL
Poruchy bypass diod	Kdykoli	Ztráta až celého stringu; riziko požáru	Náhlá	Obtížná — po instalaci těžko zjištělná
Poruchy junction boxu	Kdykoli, rostoucí trend	Ztráta stringu; riziko požáru	Náhlá	Termografie, vizuální
Praskání tenkého skla (≤2 mm, glass/glass)	První 2 roky	5–10 % modulů v doložených případech	Náhlá	Vizuální
Krupobití	Náhodně	Od jednotek % po totální škodu	Náhlá, katastrofická	Vizuální, EL, termografie
Výrobní vady	Od počátku	Variabilní	Trvalá	Předexpediční kontrola, EL

Zdroje: IEA PVPS Task 13 (T13-01:2014 Review of Failures; T13-30:2025 Degradation and Failure Modes); Jordan & Kurtz, NREL Compendium of PV Degradation Rates 2016; terénní studie PID (Scientific Reports 2022, npj Materials Degradation 2022); Kiwa PI Berlin 2026.

Dvě zjištění, která mění dosavadní obraz kvality modulů

- **Kvalita výroby modulů se v posledních letech zhoršuje, ne zlepšuje.** Podíl modulů neprošlých předexpediční kontrolou dosáhl v roce 2025 rekordních 3,36 %. Z 85 auditovaných továren získalo hodnocení „výborně“ pouze 5 %, zatímco 21 % skončilo v kategorii „podprůměrné“ nebo „špatné“. [FAKT — Kiwa PI Berlin, 2026]
- **Bezvadná šarže je dnes výjimkou.** Z 774 analyzovaných šarží modulů prošlo kontrolou bez jediné závady jen 76, tedy zhruba desetina. Nejčastějším nálezem byly elektroluminiscenční defekty způsobené mikrotrhlinami, slabým pájením a kontaminací článků. [FAKT — Kiwa PVEL / PI Berlin, 2024]
- Příčinou je podle Kiwa kombinace překotného budování nových výrobních kapacit v nových regionech, nedostatku zkušených techniků a cenové války, která u čínských výrobců vedla k agresivnímu snižování nákladů a odchodu kvalifikovaného personálu.

4.2 Znečištění a okolní prostředí

Znečištění je po samotném ozáření nevlivnějším faktorem ovlivňujícím výnos fotovoltaického systému. IEA PVPS jej globálně vyčísluje na 4–7 % roční ztráty energie. Pro Evropu ale platí výrazně jiná čísla než pro pouštní oblasti a přenášet globální průměr na střechu v Česku by byla metodická chyba. **[FAKT, spolehlivost vysoká]**

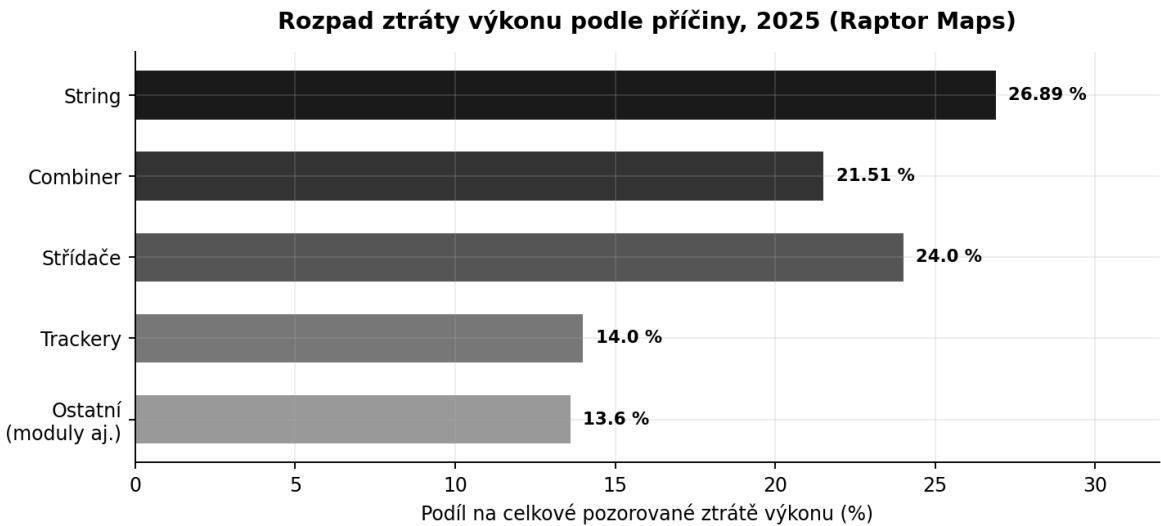
Prostředí / region	Roční ztráta ze znečištění	Poznámka	Zdroj
Globální průměr	4–7 %	Zahrnuje pouštní a silně znečištěné oblasti	IEA PVPS Task 13, 2026
Evropa — dokonalé čištění deštěm	0,9 %	Optimistický předpoklad	Renewable Energy, 2024
Evropa — účinnost deště 10 %	5,3 %	Realističtější pro nakloněné střechy s nízkým sklonem	Renewable Energy, 2024
Evropa — lokální maxima	až 14 %	Konkrétní lokality	Renewable Energy, 2024
Řecko	4,3 %	Nejvyšší v EU při předpokladu čištění deštěm	Renewable Energy, 2024
Norsko	0,2 %	Nejnižší v EU	Renewable Energy, 2024
Atacama (pobřežní část)	18–39 %	Extrémní referenční bod — nepřenositelný na Evropu	Sci. Reports, 2018

Dopad na ekonomiku: podle stejné evropské studie zvyšuje znečištění LCEO o 4 % při dokonalém čištění deštěm a až o 15 % při účinnosti deště 10 %. Průměrně v Evropě přispívá znečištění k nárůstu ceny fotovoltaické energie o 5,8 %.

Vedle znečištění spadají do této kategorie i vegetace a postupné zastínění. Ty mají jednu vlastnost, která je z hlediska diagnostiky obtížná: **vznikají pomalu a plynule**, takže se z pohledu běžného monitoringu neliší od přirozené degradace. Bez modelu očekávané výroby zohledňujícího geometrii instalace je nelze odlišit. **[ZÁVĚR STUDIE, spolehlivost vysoká]**

4.3 Elektrické a systémové problémy

Toto je z hlediska ekonomického dopadu nejdůležitější kategorie. Podle dat Raptor Maps za rok 2025 tvoří systémové závady většinu pozorované ztráty výkonu, a jejich struktura se navíc v poslední době mění.



Rozpad ztráty výkonu podle příčiny, rok 2025. Zdroj: Raptor Maps, Global Solar Report 2026 (datová základna 125+ GW). Kategorie „ostatní“ dopočtena do 100 % — [VÝPOČET]. Pozor: jde o data převážně z utility-scale a větších C&I; aktiv v USA; struktura u malých střešních instalací se může lišit.

Nejdůležitější posun v datech za rok 2025: **ztráta způsobená poruchami střídačů klesla zhruba o 40 %** a nyní tvoří necelou čtvrtinu ztrát — přestože historicky byly střídače největším jednotlivým zdrojem ztráty DC kapacity. Naopak **závady stringů vzrostly o 12,5 %** a **závady combinerů o 10,2**

%, zatímco nejagresivnější nárůst zaznamenaly poruchy trackerů (+25 %). Raptor Maps to nazývá trendem „tisíce řezů“ — ztráta se přesouvá z několika velkých, snadno zjistitelných poruch na mnoho malých a distribuovaných. **[FAKT, spolehlivost střední]**

Proč je posun k distribuovaným závadám důležitý

- › Velká centralizovaná porucha (vypnutý střídač) je **viditelná v jakémkoli monitoringu** — i tom nejzákladnějším, který dodává výrobce zdarma.
- › Distribuovaná ztráta na úrovni stringů a konektorů se v celkové výrobě **projeví jen jako pozvolný pokles o jednotky procent**, tedy jako něco, co vypadá jako přirozená degradace nebo horší počasí.
- › Rozlišit tyto dvě věci vyžaduje model očekávané výroby, ne jen záznam skutečné výroby. To je technická podstata mezery popsané v sekci 17.
- › Pro menší C&I; instalace je relevantní i konkrétní zjištění Raptor Maps, že u lokalit pod 5 MW připadá průměrně **264 identifikovaných závad DC kabeláže na megawatt a rok**. **[FAKT, spolehlivost nízká — jediný dodavatelský zdroj]**

Solar Risk Assessment 2026 přidává zjištění, které má přímý dopad na volbu diagnostické metody: **79 % vysoce rizikových poruch konektorů nevykazuje žádnou tepelnou signaturu**. Znamená to, že termografická inspekce — ať už ruční nebo dronová — tuto třídu závad systematicky nezachytí. Zároveň platí, že střídače jsou zdrojem 44 % všech požárů fotovoltaických instalací a že 84 % požárních událostí jsou požáry způsobené zařízením, nikoli okolními požáry. **[FAKT — kWh Analytics, Solar Risk Assessment 2026; spolehlivost střední]**

4.4 Konstrukce, provoz a odpovědnost

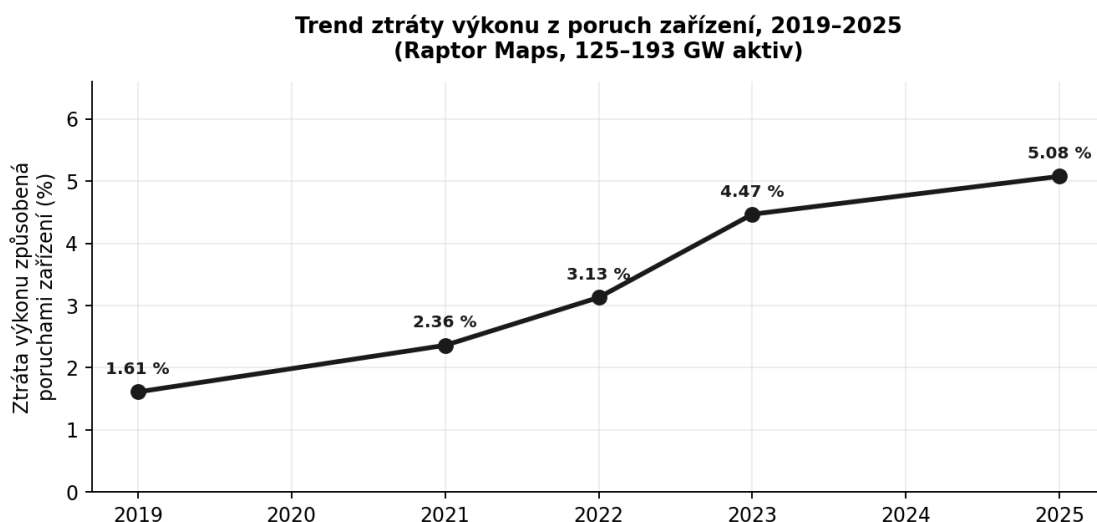
Poslední kategorie příčin není technická, ale organizační — a data naznačují, že je nejméně zvládnutá.

- **Nedostatek servisní kapacity.** Průměrný technik má na starosti o 70 % více instalovaného výkonu než před pěti lety. V USA vzrostl počet solárních pracovních míst o 12 %, zatímco instalovaný výkon o 286 %. **[FAKT — Raptor Maps, 2026; spolehlivost střední]**
- **Rostoucí mechanická složitost.** Přejít od pevných konstrukcí k trackerům přidává motory, senzory a řídicí jednotky — tedy další body selhání vyžadující kalibraci a opravy. **[FAKT — Raptor Maps, 2026]**
- **Chybějící odpovědnost za provoz.** U instalací bez servisní smlouvy neexistuje nikdo, kdo by měl smluvní povinnost si výkonu všimnout. Tento problém se v anglicky psané literatuře označuje jako „orphaned systems“ a je popsán v sekcích 9 a 10.
- **Chyby při uvádění do provozu.** NREL naměřil, že v prvních šesti měsících provozu dosahuje ztráta z nedostupnosti střídače v průměru 8 %, oproti 2,3 % v dalších letech. Startovací problémy nad rámec nedostupnosti střídače přispívají k další podvýkonnosti v prvním roce. **[FAKT — NREL PV Fleet Performance Data Initiative; spolehlivost vysoká]**

5 · Pravděpodobnost, závažnost a vývoj jednotlivých problémů

5.1 Trend: problém roste

Nejpřesvědčivější časová řada, která je pro podvýkonnost veřejně k dispozici, pochází z každoročních analýz Raptor Maps. Datová základna se v čase rozšiřovala z 24,5 GW (2022) přes 125 GW až po 193 GWdc analyzovaných v edici 2025, což je zároveň limit — jde o jediného dodavatele a převážně o severoamerická utility-scale a větší C&I aktiva.



Zdroj: Raptor Maps, Global Solar Report, edice 2023–2026. Hodnota pro rok 2024 nebyla v dostupných zdrojích uvedena ve srovnatelné podobě, proto v řadě chybí. [FAKT, spolehlivost střední — jediný dodavatelský zdroj, ale s velkou datovou základnou.]

Za pět let se ztráta výkonu způsobená poruchami zařízení více než zdvojnásobila, z 2,36 % v roce 2021 na 5,08 % v roce 2025. Sám autor dat k tomu poznamenává, že by se dalo očekávat opačné — s dozrávajícími technologiemi a rostoucí účinností článků by průměrná ztráta měla klesat. Neklesá.

5.2 Nelinearita: zlom kolem sedmého roku

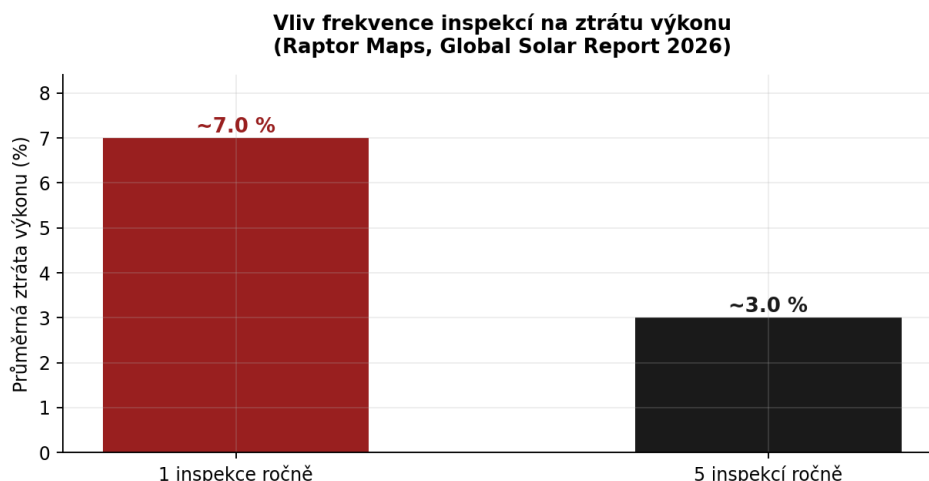
Pro modelování životního cyklu je klíčové zjištění firmy Above Surveying publikované v Solar Risk Assessment 2026: na základě dat z více než 3 000 aktiv se ukázalo, že **tepelné anomálie nesledují lineární degradační křivku**. Míra výskytu závad — konkrétně prasklin článků a odlupování busbarů — **výrazně roste po sedmém roce provozu**, což vytváří podstatné dlouhodobé finanční riziko u projektů, které do té doby vypadaly bez problémů. **[FAKT, spolehlivost střední]**

Praktický důsledek pro majitele i pro model

- › Instalace, která první roky vypadá bezproblémově, **nedává informaci o svém stavu po sedmém roce**.
- › Naprostá většina české instalované základny (boom 2021–2023) se do tohoto zlomu dostane mezi lety 2028 a 2030.
- › Model podvýkonnosti proto **nesmí používat konstantní roční přírůstek ztráty**. Model v sekci 6 tuto akceleraci zohledňuje.

5.3 Frekvence diagnostiky vs. výše ztráty

Nejsilnější kauzálně relevantní datový bod celé studie. Raptor Maps ve zprávě za rok 2026 uvádí přímé porovnání: lokality s jednou inspekcí ročně vykazují průměrnou ztrátu výkonu téměř 7 %, zatímco lokality s pěti inspekcemi ročně přibližně 3 %. **[FAKT, spolehlivost střední]**



Zdroj: Raptor Maps, Global Solar Report 2026. Upozornění na interpretaci: jde o korelaci, ne o prokázanou kauzalitu. Je pravděpodobné, že lokality inspektované pětkrát ročně jsou zároveň lokality s lepším celkovým provozním režimem a vyšším rozpočtem, takže část rozdílu může jít na vrub jiným faktorům. Směr efektu je nicméně konzistentní s ostatními daty.

5.4 Poruchovost střídačů

Střídač je nejčastěji vyměňovanou komponentou. Nejcitovanější evropská studie na toto téma pochází z Bernské univerzity aplikovaných věd, která na základě dotazníkového šetření zjistila, že **34,3 % rezidenčních střídačů zaznamenalo první poruchu do patnácti let provozu** — tedy více než 65 % zařízení dosáhlo patnáctého roku bez poruchy ovlivňující výnos. Šetření zahrnovalo zařízení značek Fronius, Huawei, Kostal, SMA, SolarEdge a Sputnik. **[FAKT — Bucher, Wandel, Joss, 2022; spolehlivost střední]**

Metodické omezení: jde o dotazníkové šetření, ne o měření na definované kohortě, takže je vystaveno riziku výběrového zkreslení — respondenti s poruchou mají větší motivaci odpovědět. Studie samotná ale výsledek interpretuje jako přijatelný a konzistentní s dosavadním pravidlem, že střídač je nutné jednou za životnost systému vyměnit.

5.5 Souhrnná tabulka: četnost × závažnost × detekovatelnost

Problém	Četnost	Závažnost	Detekce ze samotného střídačového monitoringu	Kdy typicky
Výpadek střídače	Vysoká	Vysoká	Ano — jednoznačná	Kdykoli; 34 % do 15 let
Výpadek celého stringu	Vysoká	Střední-vysoká	Částečně	Kdykoli
Závada konektorů / DC kabeláže	Vysoká	Střední	Ne	Rok 3+
Znečištění	Velmi vysoká	Nízká-střední	Ne bez modelu	Průběžně, sezónně
Postupné zastínění (vegetace)	Střední	Střední	Ne bez modelu	Rok 5+
Mikrotrhliny	Vysoká	Nízká zpočátku, roste	Ne	Od instalace, projeví se rok 7+
Hot spot	Střední	Střední + bezpečnostní	Ne	Rok 2+
PID	Nízká-střední	Vysoká	Částečně (trend)	Měsíce až roky
Vadná bypass dioda	Střední, roste	Vysoká + bezpečnostní	Ne	Kdykoli
Porucha trackeru	Roste rychle	Střední	Částečně	Rok 2+
Chybné nastavení při uvedení do provozu	Střední	Střední	Ne bez modelu	Od začátku

Problém	Četnost	Závažnost	Detekce ze samotného střídačového monitoringu	Kdy typicky
Krupobití / extrémní počasí	Nízká, roste	Velmi vysoká	Ano, při rozsáhlé škodě	Náhodně

Sloupec „Detekce ze samotného střídačového monitoringu“ je nejdůležitější: kategorie označené **Ne** tvoří většinu řádků. To je jádro problému — nejrozšířenější dnešní nástroj (monitoring dodávaný zdarma výrobcem střídače) spolehlivě zachytí jen menšinu příčin ztráty. [SYNTÉZA STUDIE na základě zdrojů sekce 4; spolehlivost střední]

6 · Model vývoje podvýkonnosti během 30 let

Tato sekce představuje vlastní model, který skládá dosud uvedená data do jednoho životního cyklu. Model je plně reprodukovatelný — všechny vstupy, vzorec i mezivýsledky jsou v datové příloze (sekce 24).

6.1 Konstrukce modelu

Referenční instalace: 100 kWp na střeše průmyslového objektu, specifická výroba 1 100 kWh/kWp v prvním roce — evropský průměr (jižní Evropa ~1 400, střední ~1 000–1 100, severní ~900). Hodnota energie 0,11 €/kWh, což je referenční střed evropského rozpětí mezi velkoobchodní cenou (~0,05 €/kWh) a hodnotou při vlastní spotřebě (~0,15–0,18 €/kWh). Cenová hladina 2026.

Model je záměrně vedený v eurech a evropském průměru výnosu, aby byl přenositelný napříč trhy. Pro konkrétní zemi stačí nahradit dva vstupy — specifickou výrobu a cenu energie. Pro Českou republiku by šlo o 950–1 150 kWh/kWp a zhruba 0,10–0,11 €/kWh při vlastní spotřebě, tedy hodnoty blízké referenčním.

Zásadní metodické rozhodnutí: jednotlivé ztráty se **nesčítají**, protože působí současně na tutéž energii a jejich prosté sečtení by vedlo k nadhodnocení. Model je multiplikativní:

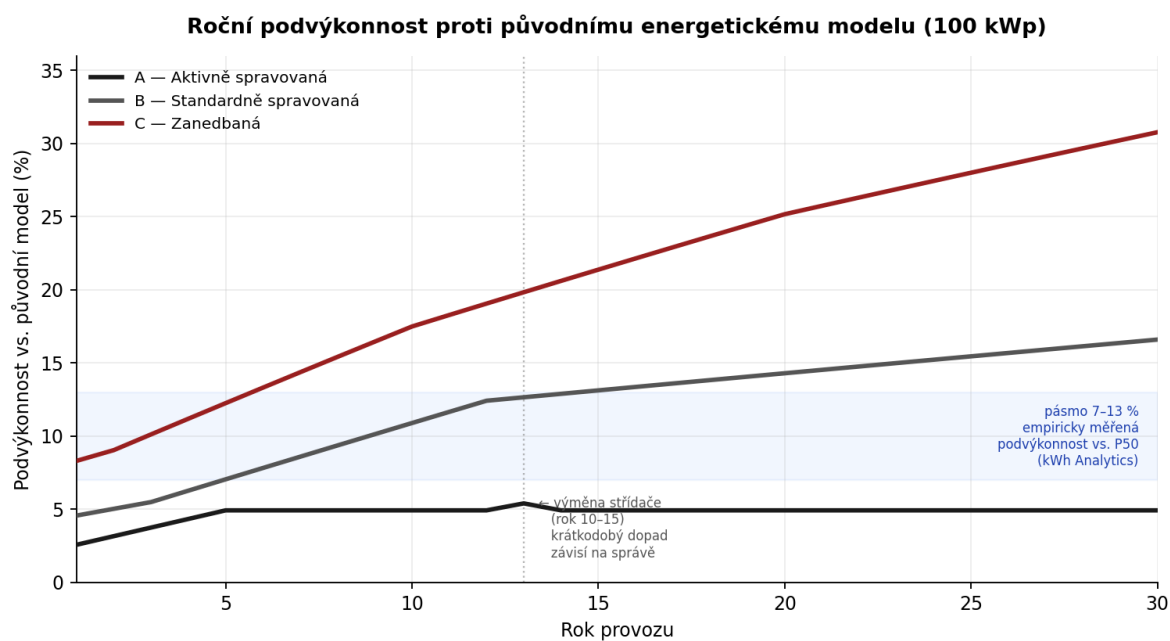
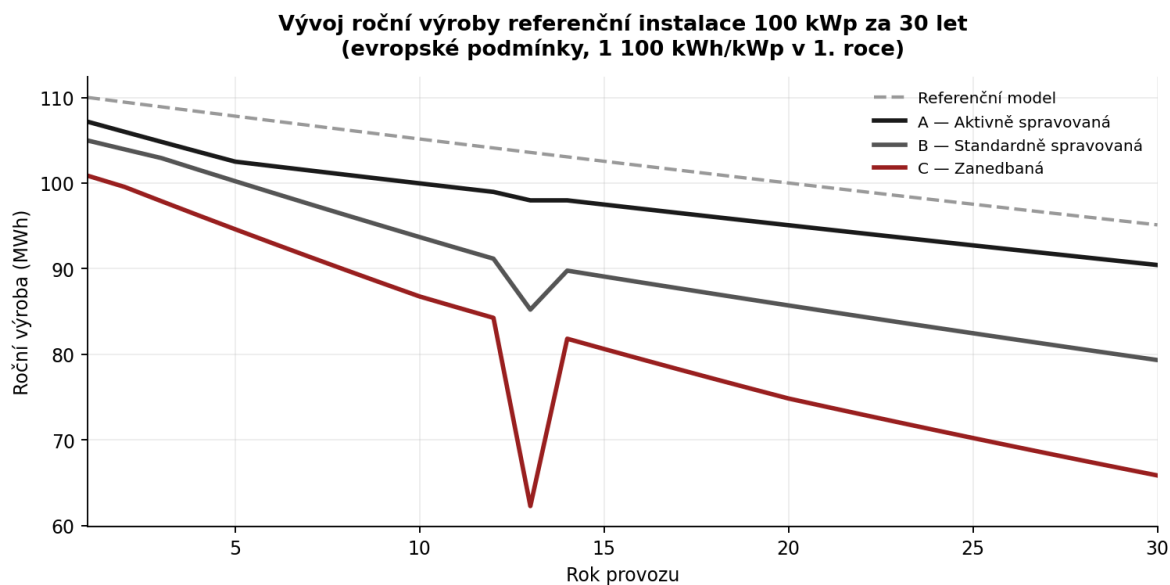
$$\text{Výroba}_{\text{rok } t} = P_{\text{nom}} \times Y_{\text{spec}} \times (1-d)^{t-1} \times (1-L_{\text{dostupnost}}) \times (1-L_{\text{znečištění}}) \times (1-L_{\text{poruchy}(t)}) \times (1-L_{\text{výměna střídače}})$$

Tři scénáře se liší **pouze způsobem správy**, nikoli technologií ani lokalitou:

Parametr	A — Aktivně spravovaná	B — Standardně spravovaná	C — Zanedbaná	Ukotvení předpokladu
Degradace d	0,50 %/rok	0,65 %/rok	0,80 %/rok	NREL: medián modulů 0,5–0,6 %, systémová měření na horším konci 0,8–0,9 %
Ztráta dostupnosti	1,0 %	2,3 %	5,0 %	NREL PV Fleet: průměrná ztráta z nedostupnosti střídače 2,3 %
Ztráta znečištěním	1,0 %	2,0 %	3,0 %	Evropská studie: 0,9 % při dokonalém čištění deštěm až 5,3 % při 10% účinnosti
Ztráta z neodstraněných poruch	max. 3,0 %	roste na 7 %, pak 9 %	roste na 8 / 14 / 18 %	Raptor Maps: 5 inspekcí/rok ~3 %, 1 inspekce/rok ~7 %. Scénář C extrapolován — [ODHAD]
Výměna střídače	13. rok, plánovaně (0,5 % roku)	13. rok, ~3 týdny (5,8 %)	13. rok, ~3 měsíce (25 %)	Bucher et al.: 34,3 % střídačů selže do 15 let

Akcelerace ztráty z poruch po 7. roce zohledňuje zjištění Above Surveying o nelineárním nárůstu závad. Scénář C je jediný, jehož parametry nejsou přímo ukotveny v publikovaných datech — je extrapolací a je tak označen. [ODHAD, spolehlivost nízká]

6.2 Výsledky modelu

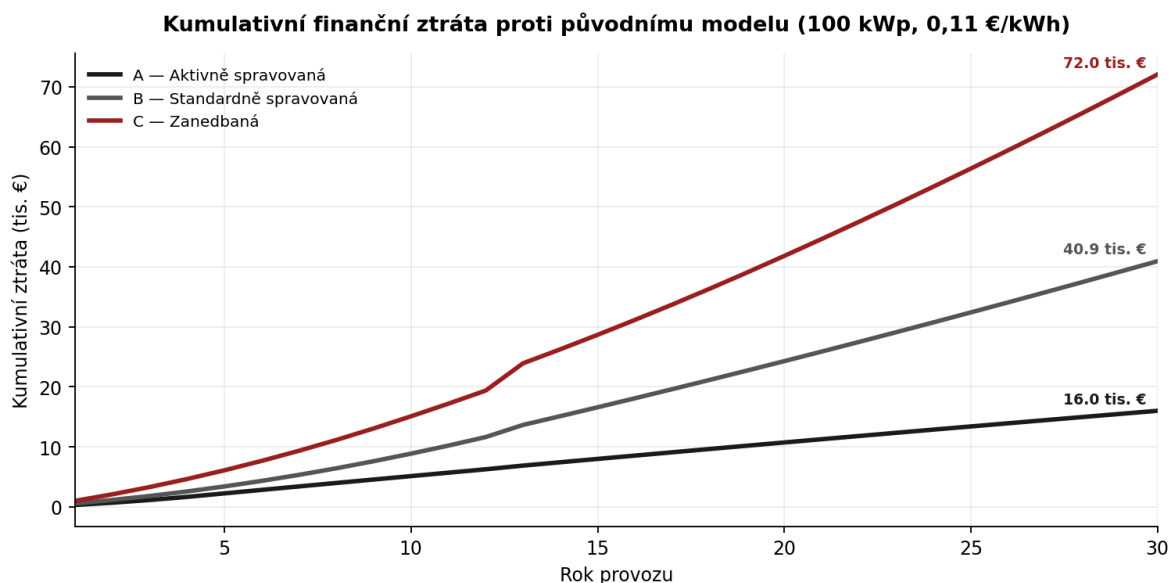


Špička ve 13. roce odpovídá výměně střídače. U aktivně spravované instalace jde o plánovanou výměnu s minimálním výpadkem, u zanedbané o poruchu řešenou tři měsíce. [VÝPOČET]

Podvýkonnost proti původnímu energetickému modelu

Rok provozu	Referenční model (jen degradace 0,5 %/rok)	A — výroba / podvýkonnost	B — výroba / podvýkonnost	C — výroba / podvýkonnost
1	110 000 kWh	107 164 kWh 2.6 %	104 970 kWh 4.6 %	100 858 kWh 8.3 %
5	107 816 kWh	102 501 kWh 4.9 %	100 215 kWh 7.1 %	94 602 kWh 12.3 %
10	105 148 kWh	99 964 kWh 4.9 %	93 689 kWh 10.9 %	86 752 kWh 17.5 %
15	102 545 kWh	97 490 kWh 4.9 %	89 081 kWh 13.1 %	80 620 kWh 21.4 %
20	100 007 kWh	95 077 kWh 4.9 %	85 707 kWh 14.3 %	74 836 kWh 25.2 %
25	97 532 kWh	92 723 kWh 4.9 %	82 457 kWh 15.5 %	70 218 kWh 28.0 %
30	95 118 kWh	90 428 kWh 4.9 %	79 327 kWh 16.6 %	65 848 kWh 30.8 %

[VÝPOČET] Referenční model odpovídá tomu, s čím obvykle počítá původní investiční záměr — tedy pouze s přirozenou degradací. Podvýkonnost je rozdíl proti němu.



Kumulativní bilance za 30 let (100 kWp)

Scénář	Kumulativní výroba	Kumulativní hodnota	Ztráta vs. model	Ztráta v %
Referenční model	3 071 548 kWh	337 870 €	—	—
A — Aktivně spravovaná	2 926 055 kWh	321 866 €	16 004 €	4.7 %
B — Standardně spravovaná	2 699 445 kWh	296 939 €	40 931 €	12.1 %
C — Zanedbaná	2 416 564 kWh	265 822 €	72 048 €	21.3 %

Hlavní výstupy modelu

- **Roční podvýkonnost po 30 letech:** aktivně spravovaná instalace ~4,9 %, standardně spravovaná ~16,6 %, zanedbaná ~30,8 %.
- **Rozdíl mezi aktivní a standardní správou za celý životní cyklus:** 227 MWh, tedy zhruba **25 tis. €** na 100 kWp — v přepočtu 250 € na kWp za životnost.
- **Rozdíl mezi aktivní a zanedbanou správou:** 509 MWh, tedy zhruba **56 tis. €** na 100 kWp — 560 € na kWp.
- Kumulativní ztráta zanedbané instalace dosahuje **21,3 % celoživotní výroby** — pětina energie, kterou aktivum mělo vyrobit.
- Model dává hodnoty konzistentní s nezávisle měřenou realitou: scénář B v 10. roce vychází na 10,9 % podvýkonnosti, což leží uvnitř empiricky měřeného pásma 7–13 % (kWh Analytics).

Početivé omezení modelu. Model je deterministický a používá průměrné hodnoty. Skutečná instalace se bude chovat skokově — poruchy přicházejí náhodně, ne plynule. Model také nezahrnuje katastrofické události (krupobití, požár, blesk), které mají nízkou pravděpodobnost, ale velmi vysoký dopad, a u nichž je podle Solar Risk Assessment 2026 krupobití nejdražším typem pojistné škody v odvětví. Model dále neobsahuje curtailment ani záporné ceny, protože nejde o technickou podvýkonnost — u českých instalací však jde o rostoucí faktor ekonomiky, který je nutné modelovat zvlášť.

7 · Rozdíly podle prostředí a typu instalace

Následující srovnání shrnuje, jak se profil rizika mění podle prostředí. Kde nejsou k dispozici publikovaná kvantitativní data pro daný typ prostředí, je uvedeno relativní hodnocení s výslovným označením, že jde o odvození, ne o měření.

Typ instalace / prostředí	Znečištění	Teplotní ztráty	Mechanické namáhání	Dostupnost servisu	Specifické riziko
Utility-scale, volná plocha	Střední	Střední	Vysoké (trackery)	Dobrá — profesionální O&M	Trackery, combinery, krupobití
Prašné / pouštní prostředí	Velmi vysoké (až 18–39 %)	Vysoké	Střední	Variabilní	Znečištění dominuje ekonomice
Zemědělská oblast	Vysoké (prach, pyl, biologické)	Střední	Střední	Slabá	Sezónní špičky znečištění, vegetace
Pobřežní lokalita	Střední (sůl)	Střední	Vysoké (vítr)	Variabilní	Koroze rámců a konektorů
Střecha výrobní haly	Střední (průmysl. spad)	Vysoké — omezené chlazení	Nízké	Slabá	Přehřívání, obtížný přístup, statika
Logistické centrum	Nízké–střední	Vysoké	Nízké	Slabá	Velká plocha, žádný technický personál
Komerční / administrativní budova	Nízké	Vysoké	Nízké	Velmi slabá	Nikdo neodpovídá za výkon
Rezidenční rodinný dům	Nízké	Vysoké	Nízké	Velmi slabá	Zastínění, chybné nastavení, žádný servis
Chladné a zasněžené klima	Nízké (0,2 % Norsko)	Nízké — výhoda	Vysoké (sněh)	Variabilní	Sněh: 6–40 % ztráty v měsících se sněhem
Horké klima	Střední–vysoké	Velmi vysoké	Střední	Variabilní	PID akcelerován teplotou a vlhkostí
Silné průmyslové znečištění	Vysoké	Vysoké	Střední	Slabá	Rychlá akumulace, nutné čištění

Kvantitativní údaje: znečištění dle evropské studie (Renewable Energy, 2024) a IEA PVPS Task 13; sněhové ztráty dle NREL PV Fleet Performance Data Initiative (6–40 % v měsících s naměřeným sněžením, dle klimatu). Relativní hodnocení v ostatních buňkách je odvozením z fyzikálních mechanismů popsanych v sekci 4 — [ODHAD, spolehlivost střední].

Klíčové pozorování z tohoto srovnání

- › Sloupec „Dostupnost servisu“ nekoreluje s technickým rizikem — **koreluje s velikostí instalace.**
- › Střechy hal a komerčních budov kombinují **vysoké teplotní ztráty a omezené chlazení se slabým servisním pokrytím.** To je nejhorší možná kombinace.
- › Utility-scale má nejvyšší technickou složitost, ale zároveň nejlepší servisní pokrytí — riziko je tedy aktivně řízeno.
- › Pro české podmínky je relevantní kombinace: mírné znečištění (nízká priorita čištění), ale **významné sněhové ztráty** a rostoucí význam curtailmentu a záporných cen.

8 · Utility-scale segment — řešení a data

8.1 Jak je segment vybaven

Utility-scale je jediný segment, kde je podvýkonnost systematicky měřena, protože finanční objem to ospravedlňuje a protože to typicky vyžadují financující instituce. Standardní vybavení zahrnuje SCADA systém, profesionální monitorovací platformu, meteorologickou stanici s referenčními články, pravidelné termografické inspekce podle IEC 62446-3 a smlouvu s O&M poskytovatelem se stanoveným SLA.

Ukazatel	Hodnota	Zdroj / poznámka
Náklady O&M (Evropa, utility)	7–13 €/kWp/rok	IRENA O&M Benchmark 2025 a IEA PVPS Task 12, agregováno
Náklady O&M (USA, utility)	15–25 USD/kW/rok	Odvětvová data — [dodavatelský zdroj, spolehl. nízká]
O&M jako podíl na CAPEX	1–2 % ročně	Odvětvové shrnutí
Enterprise monitoring pro velké elektrárny	až ~50 000 USD/rok	Odvětvové srovnání platform, 2026
Typická garantovaná dostupnost v SLA	97–99 %	Odvětvová praxe
Typická reakční doba na kritickou závadu	4–24 hodin	Odvětvová praxe
Dronová termografická inspekce	150–600 USD/MW	Rozpětí: 150 USD/MW u velkých opakovaných kontraktů až 600+ USD/MW u jednorázových
Ruční inspekce	~25 hodin/MW	Odvětvové odhady; typicky pokrývá jen 10–25 % modulů

8.2 Kolik ztráty přesto zůstává

Zásadní zjištění celé studie je, že **ani v nejlépe vybaveném segmentu se problém nedaří eliminovat**. Naopak roste. Data Raptor Maps napříč 125–193 GW aktiv ukazují ztrátu 5,08 % v roce 2025, přičemž jde převážně právě o utility-scale a větší C&I. Globální ztráta tržeb byla za rok 2024 vyčíslena na přibližně 4,6 mld. USD. **[FAKT, spolehlivost nízká — jediný dodavatelský zdroj, extrapolace na celé odvětví]**

Solar Risk Assessment 2026 přidává další vrstvy rizika, které dosud nebyly systematicky sledovány: zkrat trackerů snižující celkový výnos o více než 2 %, houbové znečištění způsobující 5% ztrátu, a výpadky střídačů představující 28 % zjištěného ovlivnitelného výkonostního rizika napříč analyzovanými 6,5 GW. **[FAKT — kWh Analytics SRA 2026; spolehlivost střední]**

Co utility-scale segment vypovídá o zbytku trhu

- › Pokud i segment s profesionálním O&M, SLA a pravidelnou termografií vykazuje 5% ztrátu, je nepravděpodobné, že by segmenty bez těchto nástrojů byly na tom lépe.
- › Zároveň platí opak toho, co by se dalo čekat: **utility-scale problém nevyřešil, jen ho měří**. Rozdíl mezi segmenty tedy není v tom, že by menší instalace měly víc závad — je v tom, že u nich nikdo neví, kolik jich mají.
- › To je důležité pro interpretaci celé studie: **data o podvýkonnosti pocházejí téměř výhradně z utility-scale**, protože jen tam se měří. Přenášet je přímo na menší instalace je metodicky nepřipustné — a chybějící data o menších instalacích jsou samy o sobě zjištěním.

9 · C&I segment — řešení a data

Komerční a průmyslový segment je z hlediska této studie nejdůležitější, a zároveň ten, o kterém je nejméně veřejných dat. Tato asymetrie je sama o sobě podstatným zjištěním.

9.1 Struktura segmentu

Podle členění SolarPower Europe pokrývá C&I pásmo zhruba 10 kW až 1 000 kW, rozdělené na „Commercial“ (do 250 kW) a „Industrial“ (do 1 000 kW). V EU tvoří střešní instalace 61 % kumulativní kapacity; C&I je jejich podstatnou částí, ale **veřejně dostupná data neumožňují přesně oddělit C&I od rezidenčního podílu v kumulativních číslech**. Studie proto pracuje s odhadem a označuje jej.

9.2 Kdo odpovídá za provoz

Toto je jádro problému. U utility-scale existuje smluvně definovaný provozovatel. U rezidenční instalace majitel alespoň ví, že za ni odpovídá sám. **C&I instalace je uprostřed:** je dost velká na to, aby ztráta byla ekonomicky významná, ale typicky patří firmě, jejíž hlavní činností není energetika a která nemá technický personál pro provoz elektrárny.

Aspekt	Typický stav u menší C&I instalace	Důsledek
Monitoring	Portál výrobce střídače, zdarma	Ukazuje skutečnou výrobu, ale ne očekávanou — nelze odlišit závadu od počasí
Kontrola dat	Nepravidelná nebo žádná	Závada zůstává neodhalena měsíce až roky
Servisní smlouva	Často žádná	Není nikdo, kdo by měl povinnost si problému všimnout
Technické znalosti majitele	Nízké	I když data vidí, neumí je interpretovat
Reakce na alarm	Ad hoc, telefon montážní firmě	Reakční doba dny až týdny; závisí na tom, zda firma existuje
Uplatňování záruk	Sporadické	Nároky propadají nevyužité — viz sekce 13
Odpovědnost při zániku montážní firmy	Nejasná	Vzniká „osiřelá instalace“

[SYNTÉZA STUDIE, spolehlivost střední] Tabulka shrnuje opakující se popis situace napříč odbornými a odvětvovými zdroji. Nejde o měřená data — systematický průzkum stavu monitoringu u evropských C&I instalací se v dostupných zdrojích nepodařilo dohledat, což je samo o sobě významné zjištění a je uvedeno mezi omezeními studie v sekci 21.

9.3 Fenomén osiřelých instalací

Anglicky psaná odborná i odvětvová literatura popisuje rostoucí problém tzv. „orphaned systems“ — instalací, jejichž původní dodavatel zanikl nebo přestal poskytovat servis. V USA po vlně úpadků velkých instalačních firem (SunPower — insolvence podle Chapter 11 v srpnu 2024, Titan Solar s více než 150 000 zákazníky ve 22 státech, Freedom Forever) zůstalo podle odvětvových zdrojů více než 1,3 milionu domácností bez původního dodavatele. **[FAKT, spolehlivost nízká — dodavatelské zdroje, nikoli nezávislá statistika]**

U komerčních instalací má tento jev specifickou podobu: elektrárna dál vyrábí a navenek vypadá v pořádku, ale nemá strukturovaný technický dohled — původní instalátor odešel z trhu nebo přestal obsluhovat komerční zákazníky, servisní smlouva nikdy nevznikla, monitoring je pasivní místo analytického a preventivní údržba je nepravidelná nebo žádná. Vzniká tak aktivum bez technického vlastníka.

Poznámka k přenositelnosti na evropský a český trh. Data o osiřelých instalacích pocházejí téměř výhradně z USA, kde k vlně úpadků došlo v souvislosti se specifickými podmínkami (vysoké úrokové sazby, změna podpory, leasingové a PPA modely, které v ČR nejsou rozšířené). **Přímý přenos amerických čísel na Českou republiku by byl metodicky nesprávný.** Přesto je mechanismus obecný a pro český trh po boomu 2021–2023 s následným propadem instalací o třetinu v roce 2025 je pravděpodobné, že část montážních firem trh opustí. Kvantifikace tohoto jevu pro ČR v dostupných zdrojích neexistuje. **[HYPOTÉZA, spolehlivost nízká — vyžaduje vlastní ověření]**

9.4 Ekonomika C&I podvýkonnosti

Následující tabulka převádí procentuální podvýkonnost na roční finanční ztrátu v českých podmínkách. Je to nejpraktičtější číslo celé studie, protože právě takto se problém jeví majiteli instalace.

Velikost	Roční výroba	1 %	3 %	5 %	10 %	15 %	20 %
10 kWp	11 000 kWh	12	36	60	121	182	242
30 kWp	33 000 kWh	36	109	182	363	544	726
50 kWp	55 000 kWh	60	182	302	605	908	1 210
100 kWp	110 000 kWh	121	363	605	1 210	1 815	2 420
250 kWp	275 000 kWh	302	908	1 512	3 025	4 538	6 050
500 kWp	550 000 kWh	605	1 815	3 025	6 050	9 075	12 100
1000 kWp	1 100 000 kWh	1 210	3 630	6 050	12 100	18 150	24 200
5000 kWp	5 500 000 kWh	6 050	18 150	30 250	60 500	90 750	121 000

[VÝPOČET] Roční finanční ztráta v eurech při referenční ceně 0,11 €/kWh a specifické výrobě 1 100 kWh/kWp (evropský průměr). Na trzích s velkoobchodní cenou ~0,05 €/kWh jsou hodnoty zhruba poloviční; při vlastní spotřebě s vysokou koncovou cenou (~0,18 €/kWh) naopak zhruba o 60 % vyšší.

Kde se láme ekonomika z pohledu majitele

- U **50 kWp** znamená 5% podvýkonnost ztrátu ~300 € ročně — částku, kterou majitel firmy pravděpodobně nepovažuje za akutní problém.
- U **250 kWp** je to ~1 500 € ročně a u **500 kWp** už ~3 000 € ročně — to jsou částky, které se v účetnictví projeví.
- U **1 MWp** činí 5% podvýkonnost ~6 000 € ročně, tedy zhruba 150 tis. € za životnost aktiva.
- Ekonomická motivace k řešení proto **roste s velikostí instalace zhruba lineárně**, zatímco náklad na diagnostiku roste mnohem pomaleji. To je fundament celé tržní příležitosti.

10 · Rezidenční segment — řešení a data

Rezidenční segment je zahrnut jako srovnávací kontext. Studie u něj dochází k závěru, který jde proti obvyklé obchodní intuici.

10.1 Jak rozšířená je podvýkonnost

Nejcitovanějším údajem je zjištění, že ze studie napříč 8 000 solárními systémy v síti australského distributora Ausgrid nedosahovalo 51,8 % systémů optimální výroby. **Tento údaj se studii nepodařilo dohledat v primárním zdroji** — objevuje se pouze v odvětvových a dodavatelských člancích z roku 2026 bez odkazu na původní publikaci. **[FAKT, spolehlivost nízká — sekundární zdroj, nedoloženo primárně. Doporučeno neuvádět investorům bez dohledání originálu.]**

Lépe doložené je zjištění z recenzované studie na 1 089 australských fotovoltaických systémech, podle níž lze automatickou detekcí závad využívající pouze standardní data ze střídače dosáhnout 92% přesnosti klasifikace případů podvýkonnosti — ovšem s výrazně nižší úspěšností u nejednoznačných jevů, například u omezování výkonu, kde přesnost klesá na 56 %. **[FAKT — Solar Energy, 2026; spolehlivost vysoká]**

10.2 Proč se problém neřeší

Studie identifikuje pět bariér, seřazených podle váhy:

- **Absolutní ztráta je příliš malá.** U typické české instalace 10 kWp znamená 10% podvýkonnost zhruba 120 € ročně. To je pod prahem, kdy se majiteli vyplatí cokoli řešit.
- **Majitel neví, co má očekávat.** Aplikace ukazuje, kolik systém vyrábí, ale ne kolik by vyrábět měl. Bez druhého čísla nelze poznat, že je něco špatně.
- **Chybí odborná znalost.** I když majitel data vidí, nedokáže odlišit sezónní kolísání od skutečné závady.
- **Servis je obtížně dostupný a drahý relativně k hodnotě.** Výjezd technika stojí v řádu 100–300 €, což je srovnatelné s roční ztrátou nebo vyšší.
- **Nejasná odpovědnost.** Záruka na moduly, střídač a montážní práci pochází od tří různých subjektů. Pokud montážní firma zanikne, někteří výrobci navíc odmítají komunikovat přímo s koncovým zákazníkem bez certifikovaného instalátora.

Proč se o rezidenční podvýkonnosti relativně málo mluví. Odpověď, kterou data naznačují, není, že by problém neexistoval, ale že **nikdo nemá ekonomickou motivaci ho měřit**. Majitel má ztrátu příliš malou, montážní firma je po předání zakázky bez vazby na výkon, výrobce střídače dodává monitoring zdarma jako doplněk k hardwaru a nezávislý analytický subjekt by musel financovat měření z částky, která je v tomto segmentu příliš nízká. Chybějící data tedy nejsou důkazem, že problém je malý — jsou důsledkem struktury trhu. **[ZÁVĚR STUDIE, spolehlivost střední]**

10.3 Ekonomická obhajitelnost služby v rezidenčním segmentu

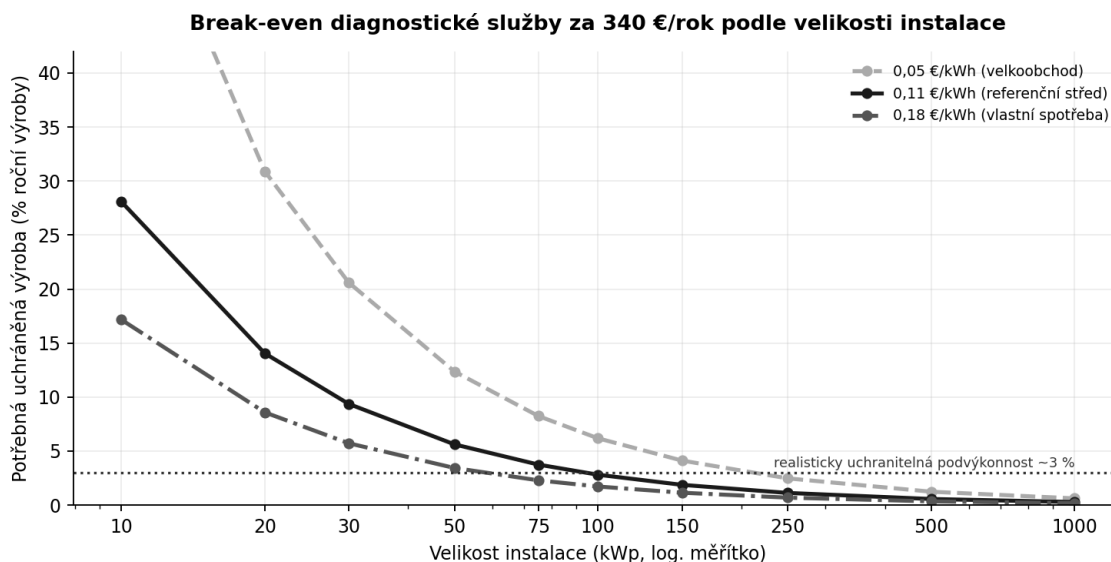
Vlastní výpočet ukazuje jednoznačný závěr: **placená diagnostická služba za pevný měsíční paušál nedává v rezidenčním segmentu ekonomický smysl**. Při paušálu 340 € ročně by instalace 10 kWp musela díky službě uchránit 28,1 % roční výroby, aby se služba zaplatila — a na trzích s velkoobchodní cenou energie dokonce přes 60 %. To je nereálné; realisticky uchránitelná podvýkonnost se pohybuje kolem 3 %. **[VÝPOČET]**

Rezidenční segment může být obslužitelný jinými modely — jednorázovou diagnostikou, součástí balíčku prodávaného přes montážní firmy (B2B2C), nebo velmi levným automatizovaným produktem bez lidské práce. Ale ne službou, jejíž součástí je lidská koordinace servisu.

11 · Ekonomické ztráty a dopad na investiční návratnost

11.1 Break-even diagnostické služby podle velikosti

Tento graf je z obchodního hlediska nejdůležitějším výstupem studie. Ukazuje, kolik procent roční výroby musí služba uchránit, aby se zaplatila — v závislosti na velikosti instalace.



[VÝPOČET] Vodorovná osa v logaritmickém měřítku. Referenční náklad služby 340 €/rok, specifická výroba 1 100 kWh/kWp. Tři křivky ukazují citlivost na cenu energie. Zelená přerušovaná čára značí realisticky uchránitelnou podvýkonnost ~3 %, odvozenou z rozdílu mezi lokalitami s jednou a pěti inspekcemi ročně (Raptor Maps 2026).

Velikost	@ 0,05 €/kWh (velkoobchod)	@ 0,11 €/kWh (referenční)	@ 0,18 €/kWh (vlastní spotřeba)	Reálné při referenční ceně?
10 kWp	61,8 %	28,1 %	17,2 %	Ne
30 kWp	20,6 %	9,4 %	5,7 %	Nepravděpodobné
50 kWp	12,4 %	5,6 %	3,4 %	Hraničně
75 kWp	8,2 %	3,7 %	2,3 %	Hraničně až ano
100 kWp	6,2 %	2,8 %	1,7 %	Ano
250 kWp	2,5 %	1,1 %	0,7 %	Ano, s rezervou
500 kWp	1,2 %	0,6 %	0,3 %	Ano, výrazná rezerva
1 000 kWp	0,6 %	0,3 %	0,2 %	Ano — cena je pod hodnotou

Ekonomický závěr o cenotvorbě — platí pro kohokoli na tomto trhu

- › Pevný paušál nezávislý na velikosti instalace má **ostrou spodní hranici smysluplnosti kolem 75–100 kWp** při referenční ceně energie — a tato hranice se posouvá výš na trzích s levnou elektřinou.
- › Nad zhruba 500 kWp se pevný paušál stává **výrazně podhodnoceným** vůči dodávané hodnotě — poskytovatel nechává peníze na stole.
- › Z toho plyne, že **ekonomicky nejzdravější cílové pásmo pro pevný paušál je zhruba 75–500 kWp** — dost velké, aby se služba zaplatila, dost malé, aby paušál nebyl podceněný.
- › Trh to potvrzuje nepřímo: převažující model cenění u monitorovacích platform je **cena za kWp nebo za MWp**, právě proto, že hodnota škáluje s velikostí.

11.2 Dopad na IRR, NPV a návratnost

Podvýkonnost snižuje výnos přímo úměrně ztracené energii, ale její dopad na ukazatele návratnosti je nelineární, protože fixní náklady zůstávají. Následující ilustrace používá referenční instalaci 250 kWp.

Ukazatel	Bez podvýkonnosti	Podvýkonnost 5 %	Podvýkonnost 10 %	Podvýkonnost 15 %
Roční výroba	275 MWh	261,3 MWh	247,5 MWh	233,8 MWh
Roční hodnota výroby	30 250 €	28 738 €	27 225 €	25 713 €
Roční ztráta	—	1 513 €	3 025 €	4 538 €
Prostá návratnost*	5,0 roku	5,2 roku	5,5 roku	5,8 roku
Prodloužení návratnosti*	—	+0,3 roku	+0,6 roku	+0,9 roku
Ztráta za 25 let (nediskontovaná)	—	37,8 tis. €	75,6 tis. €	113,4 tis. €

[VÝPOČET] *Předpoklad: CAPEX 600 €/kWp (tj. 150 000 € pro 250 kWp) — odpovídá evropskému rozpětí pro komerční střešní instalace 0,55–0,80 €/W. Prostá návratnost bez podvýkonnosti 5,0 roku, bez zohlednění provozních nákladů, inflace a diskontování. Slouží jako ilustrace řádu, ne jako finanční model konkrétního projektu. Skutečný dopad na IRR a NPV závisí na struktuře financování, dani, dotaci a cenovém scénáři, které se u jednotlivých projektů zásadně liší.

Pozitivní omezení. Tato studie záměrně **neuvádí konkrétní hodnoty IRR a NPV**. Důvod: tyto ukazatele závisí na kapitálové struktuře, dotačním schématu, daňovém režimu a cenovém scénáři konkrétního projektu. Uvádět jediné číslo by vytvořilo falešnou přesnost. Co lze říci s jistotou a co je pro rozhodování podstatné: **podvýkonnost snižuje čistý cash flow lineárně s objemem ztracené energie, zatímco provozní náklady zůstávají konstantní — dopad na výnos vlastního kapitálu je proto vždy vyšší než procento ztracené energie.**

11.3 Cenové scénáře energie

Hodnota uchráněné energie závisí na tom, jak se s ní nakládá — a tento faktor je největším zdrojem rozptylu v celé ekonomické části studie. Následující tabulka uvádí evropské rozpětí a jako dílčí příklad českou cenovou hladinu roku 2026.

Způsob využití energie (EU)	Hodnota (€/kWh)	Poznámka
Vlastní spotřeba — vysoká distribuční složka	0,15–0,22	Typicky severní a západní Evropa; nejvyšší hodnota uchráněné kWh
Vlastní spotřeba — nižší koncová cena	0,10–0,15	Typické pro střední Evropu
Referenční střed použitý v modelu	0,11	Zvolen konzervativně
Podnikové PPA	0,05–0,09	Dlouhodobě fixované; nižší, ale stabilní
Velkoobchodní / spotová cena	0,04–0,08	Rostoucí riziko záporných cen při vysoké penetraci PV

Dílčí příklad — Česká republika, 2026:

Způsob využití energie	Hodnota (Kč/kWh)	Poznámka
Vlastní spotřeba (nahrazuje nákup)	2,60–4,50	Zahrnuje silovou i distribuční složku; nejvyšší hodnota
Silová složka — tržní cena 2026	~2,39	Průměrná obchodní cena bez DPH, červenec 2026
Burzovní cena 2026 (Lipso)	85–105 €/MWh (ø ~94,5 €)	~2,05–2,55 Kč/kWh při orientačním kurzu
Burzovní cena 2027	~90 €/MWh	~2,20 Kč/kWh
Burzovní cena 2028	< 80 €/MWh	Obchodovány zatím malé objemy — nízká vypovídací hodnota
Prodej přebytků do sítě	Výrazně nižší	Závisí na smlouvě; rostoucí riziko záporných cen

Zdroje: index cen silové elektřiny (červenec 2026), E.ON, přehledy burzovních cen EEX Lipsko. Přepočty na Kč jsou orientační — kurz nebyl k datu zpracování ověřen a je nutné jej před prezentací investorům aktualizovat. [ODHAD u přepočtů, spolehlivost střední]

Proč na cenovém scénáři záleží pro celý obchodní model

- › Hodnota diagnostiky je přímo úměrná ceně energie. **Při poklesu cen klesá ochota platit za uchráněnou kWh.**
- › Ceny elektřiny v ČR od krizového maxima 2022 výrazně klesly a burzovní křivka pro 2027 a 2028 naznačuje další pokles.
- › To je **protiargument** vůči obchodní tezi, který je nutné brát vážně: ekonomika služby postavené na uchráněné energii se zhoršuje spolu s cenou energie.
- › Částečnou protiváhou je rostoucí význam vlastní spotřeby (kde je hodnota kWh vyšší než tržní cena) a rostoucí náklady na servisní práci.

12 · Současné způsoby monitoringu, diagnostiky a servisu

Následující mapa ekosystému uvádí u každého typu řešení, co dokáže detekovat, co nedokáže, komu je určeno a kolik stojí. Sloupec „co nedetekuje“ je z hlediska analýzy mezery důležitější než sloupec „co detekuje“.

Řešení	Segment	Detekuje	Nedetekuje	Cena	Nároky
Monitoring střídače (zdarma od výrobce)	Vše, hlavně rezid. + malé C&I	Výpadek, hrubý pokles výroby, chybové kódy	Pozvolnou ztrátu, znečištění, zastínění, stringové závady, absenci očekávaného výkonu	0 €	Žádné
SCADA	Utility-scale	Provozní stavy, řízení, měření po komponentách	Nedělá výkonnostní analýzu ani diagnózu příčiny	Součást projektu	Vysoké — vlastní infrastruktura
Nezávislé monitorovací platformy	C&I až utility	Srovnání s ozářením, PR, alarmy, portfolio přehled	Zpravidla nediagnostikuje příčinu ani neřídí opravu	0,20 €/kWp/rok až 1 600 €/MWp/rok	Datové propojení se střídači
Asset management platformy	Utility, portfolia	Finanční výkaznictví, správa smluv, KPI	Technická diagnostika je omezená	Individuální, řádově tis. USD/rok	Vysoké
Performance analytics / digital twin	Utility, velké C&I	Očekávaná vs. skutečná výroba, kvantifikace ztrát	Nerozliší závady bez elektrické signatury; nezajišťuje opravu	Součást prémiových tarifů	Kvalitní vstupní data o instalaci
Termografie ruční	Vše	Hot spoty, vadné diody, viditelné anomálie	79 % vysoce rizikových závad konektorů; mikrotrhliny v raném stadiu	Výjezd technika	Odborná obsluha, vhodné podmínky
Dronová termografie	Utility, větší C&I	Totéž rychleji a plošně; 100 % modulů místo vzorku	Totéž co ruční termografie — fyzikální limit metody	150–600 USD/MW	Počasi, ozáření >600 W/m ² , legislativa
Elektroluminiscence (EL)	Laboratoř, výběrově terén	Mikrotrhliny, PID, přerušené propojky, vadné pájení	Nákladné a pomalé pro celou instalaci	Vysoká na modul	Tma, odborná obsluha
Měření I-V křivky	Utility, diagnostika	Typ a velikost degradace, mismatch, sériový odpor	Vyžaduje odstávku části systému; typicky bodové	Výjezd + přístroj	Odborná obsluha
Měření izolačního odporu	Vše, revize	Izolační závady, riziko úrazu a požáru	Neurčuje ztrátu výkonu	Součást revize	Revizní technik
Čištění panelů	Vše	—	Neřeší žádnou elektrickou závadu	Dle plochy	Přístup, voda
Servisní smlouvy (O&M)	Utility, větší C&I	Kombinace výše uvedeného + fyzická práce a SLA	U menších instalací ekonomicky nedostupné	7–30 €/kWp/rok dle segmentu	Smluvní vztah
Správa záruk	Součást plných O&M smluv	Uplatnění nároků vůči výrobcům	Není běžně dostupná samostatně pro malé instalace	Součást O&M	Dokumentace, důkazní data

Zdroje cen: viz sekce 16. Údaj o 79 % závad konektorů bez tepelné signatury: kWh Analytics, Solar Risk Assessment 2026.

Matice problém × schopnost dnešních řešení jej detekovat — hlavní zjištění

- › **Žádné jednotlivé dnešní řešení nepokrývá celé spektrum příčin.** Termografie nevidí elektrické závady bez tepelné signatury, střídačový monitoring nevidí nic pozvolného, EL a I-V měření jsou příliš nákladné na plošné použití.
- › **Nejlevnější a nejrozšířenější nástroj má nejmenší diagnostickou hodnotu.** Monitoring zdarma od výrobce střídače, který má drtivá většina menších instalací, spolehlivě zachytí jen úplný výpadek.
- › **Kombinace metod je nutná, ale dnes ji nikdo neposkytuje integrovaně pro menší instalace.** Zákazník si ji musí složit ze tří až čtyř dodavatelů.
- › **Detekce a odstranění jsou oddělené trhy.** Software řekne, že je problém; nikdo ho neopraví. Servisní firma opraví, co jí zadáte; sama problém nenajde.

13 · O&M trh a smluvní modely

13.1 Cenová struktura podle segmentu

Segment	Evropa (€/kWp/rok)	USA (USD/kW/rok)	Poznámka
Utility-scale (>1 MW)	7–13	15–25	Nejnižší jednotkový náklad díky úsporám z rozsahu
Komerční (100 kW – 1 MW)	10–19	20–35	Vyšší jednotkový náklad — fixní náklady na výjezd na méně kWp
Rezidenční (<100 kW)	13–26	100–300 USD paušál ročně	Nejvyšší jednotkový náklad
C&I střechy — plný rozsah	18–30	—	Zahrnuje čištění, inspekce, monitoring [dodavatelský zdroj]

Evropská data agregována z IRENA O&M; Benchmark 2025 a IEA PVPS Task 12 (via veřejný cenový přehled, březen 2026).

Americká data z odvětvových zdrojů — [spolehlivost nízká až střední]. Rozpětí odráží rozdíly mezi zeměmi, velikostí projektu a rozsahem smlouvy.

Doložený vzorec, který je pro tuto studii důležitý: **střešní systémy pod 500 kWp mají jednotkové O&M náklady o 5–15 % vyšší na kWp než elektrárny nad 1 MWp**, protože fixní náklady na mobilizaci se rozpouštějí do méně kilowattů. To je strukturální nevýhoda menších instalací, kterou nelze odstranit lepším vyjednáváním — pouze snížením podílu fyzické práce. **[FAKT, spolehlivost střední]**

13.2 Co O&M smlouvy obsahují a co ne

Obvykle zahrnuto	Často mimo rozsah	Kdo nese náklad
Dálkový monitoring a alarmy	Výměna hlavních komponent po záruce	Vlastník
Preventivní prohlídky (typicky 1–2× ročně)	Škody z extrémního počasí	Pojištění / vlastník
Čištění dle harmonogramu	Modernizace a upgrady	Vlastník
Elektrické revize	Náklady na náhradní díly nad limit	Dle smlouvy
Termografie / EL testy (u plných smluv)	Vandalismus, krádež	Pojištění
Vegetační management	Změny v důsledku legislativy	Vlastník
Výkonnostní reporting	Řešení sporů s výrobcem	Často nikdo
Správa záručních nároků	<i>U základních smluv chybí</i>	—

13.3 Doložená neefektivita: nevyužité záruční nároky

Odvětvové zdroje opakovaně uvádějí jako typickou chybu, že vlastníci neuplatňují nárok, když panely nesplňují výkonnostní záruku. Konkrétní doložený případ: u elektrárny 30 MWp bylo ve třetím roce provozu zjištěno, že 15 % panelů degraduje tempem 2,5 % ročně, zatímco záruka garantovala 0,7 % ročně. Nárok tedy tři roky existoval, ale nikdo ho neuplatnil, protože jej nikdo neměřil. **[FAKT, spolehlivost nízká — odvětvový zdroj, jediný případ]**

Obecněji platí, že reakční doby výrobců na záruční reklamace se pohybují od týdnů po měsíce, což prodlužuje dobu, po kterou aktivum běží v podvýkonném stavu. Zkušenost z odvětví také naznačuje, že nároky vůči výrobcům střídačů se řeší snáze než nároky vůči výrobcům modulů. **[FAKT, spolehlivost střední]**

Proč je záruční agenda ekonomicky zajímavá

- › Výkonnostní záruka na moduly je **standardně 25-30 let** a garantuje typicky degradaci pod 0,7 %/rok.
- › Skutečně naměřený medián degradace je 0,5–0,6 %/rok, ale **průměr je 0,8-0,9 %/rok** — tedy část populace modulů degraduje rychleji, než záruka připouští.
- › Uplatnění nároku vyžaduje **měřený důkaz**, který většina menších instalací nemá k dispozici.
- › To znamená, že diagnostická data mají **přímou finanční hodnotu jako důkazní materiál**, nezávisle na jejich provozní hodnotě.
- › **Omezení:** studie nenašla žádná data o úspěšnosti záručních reklamací ani o průměrné výši vymoženého plnění. To je významná mezera pro kohokoli, kdo staví obchodní model na této agendě.

14 · Digital twins a prediktivní diagnostika

14.1 Co digital twin ve fotovoltaice skutečně znamená

Pojem je v odvětví používán volně a je nutné odlišit marketingové označení od technického obsahu. Studie rozlišuje tři úrovně:

Úroveň	Co to je	Co umí	Jak časté
1. Statický model	Jednorázový výpočet očekávané výroby (PVGIS, PVsyst) při návrhu	Určí P50/P90 pro investiční rozhodnutí	Standard u každého projektu
2. Dynamický referenční model	Model očekávané výroby přepočítávaný průběžně proti reálným meteorologickým datům	Umožní srovnat očekávané vs. skutečné a kvantifikovat ztrátu	Běžné u utility-scale platforem
3. Skutečný digital twin	Model reprezentující topologii instalace až po string či modul, kalibrovaný na naměřené chování	Umožní lokalizovat ztrátu a odvodit pravděpodobnou příčinu	Vzácné; předmět výzkumu

IEA PVPS Task 13 vydala v roce 2026 samostatnou zprávu *Digitalisation and Digital Twins in Photovoltaic Systems* (T13-34:2026), což naznačuje, že téma přešlo z komerčního marketingu do odborné agendy. Task 13 zároveň ve svém pracovním programu na období 2026–2029 uvádí mezi klíčovými oblastmi **standardizaci dat, vývoj ontologií, rychlou lokalizaci závad a automatizaci údržby. [FAKT, spolehlivost vysoká]**

14.2 Co lze spolehlivě diagnostikovat z jakých dat

Zdroj dat	Co lze spolehlivě určit	Co nelze
Pouze data ze střídače	Výpadek, hrubý pokles, chybové stavy; automatická klasifikace podvýkonnosti s ~92% přesností u jednoznačných případů	Příčinu; nejednoznačné případy (omezování výkonu jen 56% přesnost); lokalizaci
+ meteorologická a satelitní data	Očekávanou výrobu, performance ratio, kvantifikaci ztráty, odlišení počasí od závady	Stále ne konkrétní příčinu ani místo
+ stringová / MPPT granularita	Lokalizaci ztráty na část systému	Konkrétní vadný modul
+ dodatečné senzory	Teplotu modulů, lokální ozáření, přesnější model	Vnitřní stav článků
+ termografie	Hot spoty, vadné diody, viditelné anomálie	Závady bez tepelné signatury (79 % vysoce rizikových závad konektorů)
+ EL a I-V měření	Mikrotrhliny, PID, typ a velikost degradace	Vyžaduje fyzický zásah a odstávku

Zdroje: Solar Energy (2026) pro přesnost klasifikace ze střídačových dat; kWh Analytics SRA 2026 pro limity termografie; IEA PVPS Task 13 pro diagnostické metody.

14.3 Doložené výsledky vs. marketingová tvrzení

Toto je oblast, kde je nutné být obzvlášť opatrný. Studie našla velké množství dodavatelských tvrzení o přínosech (typicky „snížení O&M nákladů o 25 %“, „zvýšení výroby o X %“), ale málo nezávislého ověření.

Tvrzení	Zdroj	Status
Elektrárny s 5 inspekcemi ročně mají ~3% ztrátu vs. ~7 % při jedné	Raptor Maps 2026	Dodavatelský zdroj, velká datová základna. Věrohodné, ale jde o korelaci
Prediktivní údržba sníží O&M náklady až o 25 %	Analýza trhu softwaru	Nedoloženo nezávisle. Neuvádět investorům jako fakt
Automatická detekce ze střídačových dat: 92% přesnost	Solar Energy, recenzovaný článek, 2026	Nezávisle recenzováno. Použitelné

Tvrzení	Zdroj	Status
Dronová inspekce sníží náklady na termografii o 30–40 %	Odvětvové zdroje	Dodavatelské. Mechanismus (úspora práce) je věrohodný
Medián celoživotního PI = 0,95 napříč flotilou	NREL PV Fleet, 2024	Nezávislý národní laboratorní zdroj. Nejsilnější dostupné potvrzení

Metodické doporučení pro použití této studie. Při prezentaci investorům používejte přednostně údaje NREL, IEA PVPS a recenzovaných článků. Údaje Raptor Maps a kWh Analytics jsou hodnotné pro velikost datové základny, ale jde o firmy, které prodávají řešení popisovaného problému — což je nutné uvést. Tvrzení o přínosech prediktivní údržby, u kterých není nezávislé ověření, nepoužívejte vůbec.

15 · Konkurenční a dodavatelská analýza

Následující přehled je zpracován výhradně z veřejně dostupných informací. **Ceny nejsou uváděny tam, kde nejsou veřejné** — místo dopočtu je uvedeno „neveřejné“.

Společnost / kategorie	Zaměření	Segment	Detekuje?	Řídí opravu?	Cena
Raptor Maps	Letecká inspekce + asset health platforma, AI analýza	Utility, větší C&I	Ano — termograficky	Ne	Neveřejná
kWh Analytics	Pojištění a analýza rizika, benchmarking výkonu	Utility, investoři, banky	Analyticky ano	Ne	Neveřejná
Power Factors	Asset performance management pro portfolia	Utility, portfolia	Ano	Workflow ano, fyzicky ne	Neveřejná
AlsoEnergy (Enphase)	Monitoring a asset management	Utility, C&I	Ano	Ne	Neveřejná
Meteocontrol	Monitoring a technický dohled, evropská tradice	Utility, C&I	Ano	Částečně	Neveřejná
Solar-Log	Monitoring, hardwarově vázaný	Rezidenční až C&I	Základně	Ne	Hardware + předplatné
Solytic	Nezávislý monitoring	Rezid. až C&I	Ano	Ne	0,20 €/kWp/rok, min. 60 €; setup 0,50 €/kWp
SolarEdge / Enphase	Monitoring vázaný na vlastní hardware, panel-level	Rezid., malé C&I	Ano, na úrovni panelu	Ne	Zdarma s hardwarem
SMA / Fronius / Huawei / Sungrow	Monitoring vázaný na vlastní střídače	Vše	Základně	Ne	Zdarma s hardwarem
Zeitview (dříve DroneBase), Heliolytics , Above Surveying	Letecké inspekční služby	Utility, C&I	Ano — termograficky	Ne	150–600 USD/MW
Scopito	Software pro zpracování inspekčních dat	Inspekční firmy	Analyticky	Ne	Neveřejná
Tigo	Panel-level elektronika, bezpečnost a monitoring	Rezid., C&I	Ano, panel-level	Ne	Hardware
SurgePV	Nezávislý monitoring napříč značkami + O&M ticketing	Instalační firmy, flotily	Ano	Ticketing ano	1 899 USD/rok
Lokální O&M firmy	Fyzický servis	Vše	Omezeně	Ano	7–30 €/kWp/rok

Většina cen v tomto odvětví není veřejná; uvedené hodnoty pocházejí z veřejných ceníků nebo srovnávacích přehledů. [FAKT u uvedených cen; ostatní záměrně neuvedeny — nedopočítáváno.]

Struktura konkurenčního pole — hlavní zjištění

- › **Sloupec „Řídí opravu?“ je téměř celý prázdný.** Prakticky žádný softwarový hráč nezajišťuje fyzické odstranění závady. Jediní, kdo to dělají, jsou O&M firmy — a ty naopak samy problém aktivně nehledají.
- › **Trh je rozdělen podle velikosti zákazníka, ne podle funkce.** Nejlepší diagnostické nástroje míří na utility-scale, protože tam je rozpočet.
- › **Monitoring vázaný na hardware je zdarma a všudypřítomný** — což znamená, že samotný monitoring nelze prodávat jako produkt. Cena za monitoring konverguje k nule.
- › **Prostor, kde konkurence není nasycená:** propojení diagnostiky s fyzickým odstraněním závady pro zákazníky, kteří nemají vlastní technický personál.

16 · Cenové benchmarky

Kategorie	Cenové rozpětí	Model cenění	Zdroj / poznámka
Monitoring od výrobce střídače	0 €	Součást hardwaru	Univerzální praxe
Rezidenční / malý komerční monitoring	0–100 USD/rok	Paušál nebo zdarma	Odvětvové srovnání 2026
Nezávislý monitoring — vstupní	0,20 €/kWp/rok, min. 60 €	Za kWp s minimem	Solytic, veřejný ceník
Platform-agnostic monitoring pro komerci	0,20 €/kWp/rok až 1 600 €/MWp/rok	Za kWp / MWp	Odvětvové srovnání 2026 — široké rozpětí dle funkcí
Monitoring + O&M ticketing pro flotily	1 899 USD/rok	Paušál za účet	SurgePV, veřejný ceník
Enterprise monitoring pro utility	~50 000 USD/rok	Individuální	Odvětvové srovnání 2026
Setup / zprovoznění	0,50 €/kWp jednorázově	Jednorázově za kWp	Solytic; někteří dodavatelé setup neúčtují
Dronová termografická inspekce	150–600 USD/MW	Za MW	Rozpětí dle objemu a naléhavosti
Dronová inspekce — 10 MW lokalita	1 500–5 000 USD	Za zakázku	Odvětvové zdroje 2026
O&M utility (EU)	7–13 €/kWp/rok	Za kWp	IRENA / IEA PVPS agregace
O&M komerční (EU)	10–19 €/kWp/rok	Za kWp	IRENA / IEA PVPS agregace
O&M C&I střechy plný rozsah	18–30 €/kWp/rok	Za kWp	Dodavatelský zdroj — spolehlivost nízká
O&M rezidenční	13–26 €/kWp/rok nebo 100–300 USD paušál	Paušál	Odvětvové zdroje

16.1 Co z cenových dat plyne

- **Trh cení podle velikosti, ne podle instalace.** Dominantní model je cena za kWp nebo MWp. Paušál za instalaci se objevuje jen u rezidenčního a nejmenšího komerčního segmentu, kde administrativa převládá nad hodnotou.
- **Existuje minimální hranice.** Solytic účtuje 0,20 €/kWp/rok, ale s minimem 60 € — tedy právě proto, že pod určitou velikostí by cena za kWp nepokryla ani náklady na obsluhu účtu.
- **Rozpětí mezi nejlevnějším a nejdražším řešením je řádové.** Od 60 € ročně po 50 000 USD ročně. To ukazuje, jak silně je trh segmentovaný podle velikosti zákazníka.
- **Fyzická práce je řádově dražší než software.** Jedna dronová inspekce 1 MW instalace stojí 150–600 USD, zatímco roční monitoring téže instalace může stát 200 €. Jakýkoli model zahrnující fyzickou práci proto musí tuto práci účtovat odděleně nebo ji zásadně omezit.

Referenční srovnání: paušál ~340 € ročně v kontextu trhu

- › Při ceně komerčního O&M 10–19 €/kWp/rok odpovídá tato částka **plnému O&M pro instalaci zhruba 18–34 kWp**.
- › Při ceně samotného monitoringu 0,20 €/kWp/rok odpovídá **monitoringu pro 1 700 kWp** — tedy 1,7 MWp.
- › Tentýž paušál pokryje **jednu dronovou termografickou inspekci instalace zhruba 0,6–2,5 MW** (při 150–600 USD/MW) — a nic víc.
- › **Interpretace:** paušál v této výši je pro čistý software u větších instalací velmi vysoký, ale pro cokoli zahrnujícího lidskou práci velmi nízký. Ekonomika stojí a padá s tím, jaký podíl služby tvoří automatizovaný software a jaký lidská práce.

17 · Analýza tržní mezery

Tato sekce syntetizuje předchozí data do odpovědi na otázku, kde na trhu existuje nepokrytá potřeba — nezávisle na tom, kdo by ji vyplnil.

17.1 Které části řetězce existují a pro koho

Článek řetězce	Utility-scale	Větší C&I (>500 kWp)	Menší C&I (30–500 kWp)	Rezidenční
Monitoring skutečné výroby	Ano	Ano	Ano (zdarma, základní)	Ano (zdarma)
Model očekávané výroby	Ano	Ano	Zpravidla ne	Ne
Kvantifikace ztráty v kWh a penězích	Ano	Částečně	Ne	Ne
Diagnostika pravděpodobné příčiny	Ano	Částečně	Ne	Ne
Finanční prioritizace závad	Ano	Zřídka	Ne	Ne
Fyzická inspekce (termo / dron)	Ano, pravidelně	Ano, nepravidelně	Zřídka	Ne
Organizace opravy	Ano — O&M smlouva	Často ano	Ne	Ne
Uplatnění záruk	Ano u plných smluv	Nepravidelně	Ne	Ne
Ověření, že oprava zabrala	Ano	Zřídka	Ne	Ne

[SYNTÉZA STUDIE na základě sekcí 8–16; spolehlivost střední] Červeně označené buňky tvoří identifikovanou mezeru. Pozor na interpretaci: „ne“ neznamená, že řešení neexistuje, ale že není cenově ani organizačně dostupné pro daný segment jako běžná praxe.

Definice mezery, jak vychází z dat

- Mezera **není v absenci technologie** — všechny potřebné komponenty existují a fungují.
- Mezera je v **cenové dostupnosti a integraci** pro instalace zhruba 30–500 kWp bez servisní smlouvy.
- Konkrétně chybí: **model očekávané výroby, překlad ztráty do peněz, návaznost na fyzickou opravu a ověření výsledku** — tedy čtyři z devíti článků řetězce.
- Zákazník v tomto segmentu si dnes musí složit řešení ze tří až čtyř dodavatelů, nebo — což je běžnější — neřeší nic.

17.2 Argumenty, které mezeru zpochybňují

Objektivita vyžaduje uvést i data a úvahy hovořící proti existenci nebo velikosti této příležitosti.

- Cena monitoringu konverguje k nule.** Výrobci střídačů dodávají monitoring zdarma jako součást hardwaru a jeho kvalita roste. Část mezery se může uzavřít sama, bez nového dodavatele.
- Ochota platit není v tomto segmentu doložena.** Studie nenašla žádná data o tom, jaký podíl majitelů menších C&I instalací je ochoten platit za diagnostiku. Existence problému není totéž co existence platícího zákazníka. **Toto je nejzávažnější mezeru v datech.**
- Klesající cena elektřiny snižuje hodnotu uchráněné kWh.** Burzovní ceny pro 2027 a 2028 naznačují další pokles, což zhoršuje ekonomiku jakékoli služby postavené na uchráněné energii.
- Segment je fragmentovaný a akvizičně drahý.** Získat 1 000 zákazníků po 30–500 kWp je řádově náročnější než získat 10 portfoliových zákazníků — a obchodní cyklus u malých firem nemusí být kratší.
- Data o C&I podvýkonnosti prakticky neexistují.** Veškerá kvantitativní data v této studii pocházejí z utility-scale a z rezidenčního segmentu. Tvrzení o rozsahu problému u menších C&I instalací je extrapolace, ne měření.

18 · Nejperspektivnější zákaznické segmenty

Následující hodnocení je vlastním posouzením studie na základě dat z předchozích sekcí. Hodnocení je relativní, ne absolutní. **[SYNTÉZA STUDIE]**

Zákaznická skupina	Velikost problému	Ochota platit	Obchodní cyklus	Složitost integrace	Kdo je plátce	Celkově
Menší C&I vlastník bez O&M	Střední	Neověřená	Krátký	Nízká	Majitel firmy	Vysoká
Vlastník portfolia menších instalací	Vysoká	Vysoká	Střední	Střední	Asset manager	Velmi vysoká
O&M firmy	Vysoká	Vysoká	Střední	Střední	Firma (nástroj produktivity)	Vysoká
Instalační firmy	Střední	Střední	Krátký	Nízká	Firma (retence zákazníků)	Střední
ESCO společnosti	Vysoká	Vysoká	Dlouhý	Vysoká	ESCO	Střední-vysoká
Průmyslové podniky	Vysoká	Střední	Dlouhý	Střední	Energetický manažer	Střední
Správci komerčních budov	Střední	Nízká	Dlouhý	Střední	Vlastník budovy	Nízká–střední
EPC firmy	Nízká (po předání)	Nízká	Střední	Nízká	—	Nízká
Banky a finanční instituce	Vysoká	Vysoká	Velmi dlouhý	Vysoká	Banka	Nízká zpočátku
Pojišťovny	Vysoká	Vysoká	Velmi dlouhý	Vysoká	Pojišťovna	Nízká zpočátku
Rezidenční vlastníci	Nízká absolutně	Velmi nízká	Krátký	Nízká	Domácnost	Nízká

Tři nejsilnější závěry ze segmentace

- › **Portfoliový vlastník menších instalací je nejatraktivnější segment**, který se v obchodní diskuzi často přehlíží. Má stejný problém jako jednotlivý majitel, ale násobený počtem instalací — a zároveň má někoho, jehož prací je se o to starat.
- › **O&M firmy jsou dvojnásobný segment**. Jsou zároveň potenciálním zákazníkem (nástroj zvyšující produktivitu techniků) i konkurentem (poskytují část téže služby). Která role převáží, je strategické rozhodnutí, ne datové zjištění.
- › **Banky a pojišťovny mají největší ekonomickou motivaci ze všech** — kWh Analytics postavila celou firmu právě na tomto. Ale mají obchodní cyklus v řádu let, takže nejsou vstupním segmentem pro nový subjekt.

19 · TAM, SAM a SOM

Odhady velikosti trhu se mezi zdroji rozcházejí natolik, že samotný rozptyl je zjištěním. Studie proto uvádí více nezávislých odhadů vedle sebe a nepoužívá jediné číslo.

19.1 Publikované odhady trhu se solárním softwarem

Definice trhu	Hodnota	Výhled	CAGR	Zdroj (rok)
Solar asset management software	1,2 mld. USD (2024)	3,4–3,5 mld. USD (2032/33)	15,2–15,4 %	Verified Market Research / Reports (2025)
Solar monitoring software	1,2 mld. USD (2024)	3,7 mld. USD (2033)	11,9 %	DataHorizon Research (2025)
Solar monitoring software	1,54 mld. USD (2026)	3,7 mld. USD (2033)	13,33 %	Verified Market Reports (2026)
Solar management software	1,14 mld. USD (2025)	2,58 mld. USD (2034)	12,9 %	Stats Market Research (2026)
Solar asset management (vč. služeb)	8,4 mld. USD (2025)	23,7 mld. USD (2034)	12,2 %	Dataintelo (2026)
Monitoring a O&M software segment	~0,8 mld. USD (2026)	—	~11,9 %	Odvětvové srovnání (2026)

Zásadní upozornění na kvalitu těchto dat. Rozdíl mezi odhadem 1,2 mld. USD a 8,4 mld. USD pro v podstatě tentýž trh je **sedminásobný**. Příčinou je odlišné vymezení: nižší odhady počítají pouze softwarové licence, vyšší zahrnují i profesionální služby (poradenství, technické řízení O&M, finanční výkaznictví), které podle jednoho ze zdrojů tvoří 41,7 % trhu. **Žádný z těchto odhadů nepochází z nezávislé instituce typu IEA nebo IRENA** — jde o komerční tržní zprávy, jejichž metodika není veřejná. Doporučení: tato čísla používat pouze jako ilustraci řádu a nikdy je neuvádět jako jediný podklad pro odhad příležitosti. **[FAKT o existenci odhadů; spolehlivost nízká u hodnot samotných]**

19.2 Vlastní odhad zdola — evropský a český C&I segment

Protože publikované odhady jsou nespolehlivé, studie provádí vlastní výpočet zdola pro konkrétně definovaný segment. Všechny vstupy jsou explicitní a lze je nahradit.

Krok	Vstup	Hodnota	Zdroj / předpoklad
1	Kumulativní instalovaný výkon v EU	406 GW (2025)	SolarPower Europe — [FAKT]
2	Podíl střešních instalací na kumulativní kapacitě	61 %	SolarPower Europe — [FAKT]
3	Střešní kapacita v EU	~248 GW	[VÝPOČET] 406 × 0,61
4	Odhad podílu C&I na střešní kapacitě	~50 %	[ODHAD, spolehlivost nízká] — veřejná data neumožňují přesné oddělení
5	C&I střešní kapacita v EU	~124 GW	[VÝPOČET]
6	Odhad podílu bez profesionální O&M smlouvy	40–70 %	[ODHAD, spolehlivost nízká] — data nenalezena
7	Adresovatelná kapacita (SAM, EU)	~50–87 GW	[VÝPOČET]
8	Cena při 2 €/kWp/rok	100–174 mil. €/rok	[VÝPOČET] — cenový bod mezi monitoringem a plným O&M

[VÝPOČET s vloženými ODHADY] Kroky 4 a 6 jsou nejslabšími články celého odhadu a jsou založeny na odhadu, nikoli na měřených datech. Výsledné rozpětí je proto široké. Studie záměrně neuvádí užší interval, protože by šlo o falešnou přesnost.

Česká republika — orientační odhad

Krok	Hodnota	Poznámka
Celkový instalovaný výkon PV v ČR	4,5–5,2 GW	Rozpětí ERÚ vs. Solární asociace
Počet instalací	> 239 000	Solární asociace

Krok	Hodnota	Poznámka
Odhad podílu C&I (nikoli rezidenčního ani utility)	~25–35 % výkonu	[ODHAD, spolehlivost nízká]
Odhadovaná C&I kapacita	~1,1–1,8 GW	[VÝPOČET]
Odhad počtu C&I instalací v pásmu 30–500 kWp	Nelze spolehlivě určit	Veřejná data neobsahují rozdělení počtu instalací podle výkonových pásem
SOM při 2 €/kWp/rok a 5% penetraci	~110–180 tis. €/rok	[VÝPOČET] — pouze ilustrace řádu

Poctivý závěr o velikosti trhu

- › **Publikované globální odhady jsou pro rozhodování nepoužitelné** kvůli sedminásobnému rozptylu a neveřejné metodice.
- › **Vlastní odhad zdola je metodicky čistší, ale stojí na dvou neověřených předpokladech** (podíl C&I na střešní kapacitě, podíl bez O&M smlouvy).
- › **Nejdůležitější chybějící údaj:** rozdělení počtu instalací podle výkonových pásem v ČR a EU. Bez něj nelze spočítat, kolik potenciálních zákazníků v cílovém pásmu vůbec existuje.
- › **Doporučení:** tento údaj získat z registru ERÚ nebo od distribučních společností před prezentací velikosti trhu investorům. Je to jediný vstup, který zásadně změní kvalitu celého odhadu.

20 · Kde do zjištěné mezery zapadá Sunalytiq

Toto je jediná sekce dokumentu, která se zabývá konkrétním obchodním modelem. Předchozích devatenáct sekcí bylo zpracováno nezávisle na něm.

20.1 Shoda mezi zjištěnou mezerou a nabídkou

Chybějící článek řetězce (sekce 17)	Odpovídá nabídce?	Poznámka
Model očekávané výroby pro menší instalace	Ano	Jádro diagnostické platformy
Kvantifikace ztráty v kWh a penězích	Ano	Přímý výstup srovnání očekávané a skutečné výroby
Diagnostika pravděpodobné příčiny	Ano	Vyžaduje ověření přesnosti na reálných datech
Finanční prioritizace závad	Ano	
Fyzická inspekce dostupná menším instalacím	Částečně	Formou subdodávky dronových/termo firem
Organizace opravy a servisu	Ano	Koordinace servisních firem
Uplatnění záručních nároků	Ano	Diagnostická data jako důkazní materiál vůči výrobcí
Ověření, že oprava zabrala	Ano	Uzavření smyčky — srovnání s modelem po opravě

20.2 Co data potvrzují

- **Problém je reálný, měřitelný a roste.** Doloženo nezávislymi zdroji (NREL, IEA PVPS) i odvětvovými daty s velkou základnou (Raptor Maps, kWh Analytics). Nejde o vykonstruovanou potřebu.
- **Integrace je skutečně chybějícím prvkem.** Konkurenční analýza ukázala, že sloupec kolona řízení opravy je u softwarových hráčů téměř prázdná -- O&M; firmy samy problém aktivně nehledají.
- **Diagnostická data mají záruční hodnotu nad rámec provozní.** Doložený případ 30 MWp elektrárny s nevyužitým nárokem ukazuje, že měřený důkaz je nutnou podmínkou uplatnění záruky.
- **Cílové pásmo ~75-500 kWp je správně zvolené** co do existence mezery: nad ním existují enterprise řešení, pod ním je absolutní ztráta příliš malá na pokrytí servisních nákladů — viz sekce 11.
- **Geografická prioritizace by měla sledovat cenu energie, ne jen instalovanou kapacitu.** Trhy se silnou vlastní spotřebou (0,15-0,22 €/kWh, typicky severní a západní Evropa) jsou strukturálně atraktivnější než trhy závislé na velkoobchodních cenách.

Nejsilnější kombinace argumentů podporující příležitost

- › Medián celoživotního PI = 0,95 (NREL, 8,5 GW, 1 128 systémů) — nejsilnější dostupné nezávislé potvrzení rozsahu problému.
- › Ztráta z poruch zařízení vzrostla za 5 let z 2,36 % na 5,08 % navzdory zrání technologie — trend jde špatným směrem.
- › 79 % vysoce rizikových závad konektorů nemá tepelnou signaturu — nejrozšířenější diagnostický nástroj (termografie) je nevidí.
- › Kvalita výroby modulů klesá: rekordních 3,36 % neprošlo kontrolou a jen ~10 % šarží bylo bez závady.
- › Přímě měřená korelace: 5 inspekci/rok = ~3 % ztráta vs. 1 inspekce/rok = ~7 % ztráta.

20.3 Co je nutné ověřit pilotním provozem

Toto jsou otázky, které žádná řešerše nezodpoví — je nutné je zodpovědět prodejem a provozem prvních zákazníků.

Otázka	Proč řešerše nestačí	Jak ověřit
Jaký podíl oslovených zaplatí?	Data o ochotě platit v tomto segmentu neexistují	Prodej prvním 20–50 zákazníkům; měřit konverzi z oslovení
Kolik závad se u typické menší C&I instalace skutečně najde?	Všechna kvantitativní data pocházejí z utility-scale	Diagnostika prvních 10–20 instalací; měřit průměrný nález
Jaký podíl nalezené ztráty je ekonomicky opravitelný?	Rozdíl mezi detekcí a opravou není nikde vyčíslén	Sledovat podíl opravených vs. ponechaných závad
Kolik hodin práce spotřebuje jedna záruční reklamace?	Žádný veřejný zdroj neuvádí	Měřit od prvního případu — klíčový vstup do unit economics
Kolik C&I instalací v pásmu 75–500 kWp existuje na cílových trzích?	Národní data neobsahují rozdělení podle výkonových pásem	Národní registry, distributoři, průzkum

Jediná věta, která shrnuje pozici studie vůči příležitosti. Problém podvýkonnosti fotovoltaiky je doložený, měřitelný a rostoucí; technická řešení existují; integrovaný end-to-end přístup pro segment 75–500 kWp na trhu chybí; jediné, co brání přesvědčivému business case, je absence dat o ochotě zákazníků platit — kterou nelze doplnit řešerší, ale pouze prodejem.

21 · Rizika, protiargumenty a omezení studie

21.1 Nejsilnější argumenty pro existenci příležitosti

- Nezávislé měření NREL napříč 1 128 systémy a 8,5 GW stanovilo medián celoživotního výkonnostního indexu na 0,95 — problém je doložen národní laboratoří, ne dodavatelem.
- Ztráta výkonu z poruch zařízení se za pět let více než zdvojnásobila navzdory zrání technologie.
- Kvalita výroby modulů měřitelně klesá: rekordních 3,36 % modulů neprošlo předexpediční kontrolou a jen zhruba desetina šarží byla zcela bez závad.
- Servisní kapacita nedrží krok — technik má na starosti o 70 % více výkonu než před pěti lety.
- Frekvence diagnostiky prokazatelně koreluje s výší ztráty (7 % vs. 3 %).
- Většina příčin ztráty je pro nejrozšířenější nástroj (monitoring od výrobce střídače) neviditelná.

21.2 Nejsilnější argumenty proti

- **Ochota platit není doložena ani jedním zdrojem.** Celá obchodní teze stojí na nedoloženém předpokladu.
- **Data o cílovém segmentu chybějí.** Veškerá kvantitativní data pocházejí z utility-scale nebo rezidenčního segmentu; menší C&I je datově prázdné místo.
- **Klesající ceny elektřiny snižují hodnotu produktu** nezávisle na jeho kvalitě.
- **Monitoring zdarma se zlepšuje.** Výrobci střídačů mají motivaci přidávat funkce a jejich cena je nulová.
- **Akviziční náklady ve fragmentovaném segmentu mohou převýšit hodnotu zákazníka.** Studie k tomu nemá data.
- **Zdroje o rozsahu problému jsou z velké části od firem, které řešení prodávají.** Raptor Maps i kWh Analytics mají zájem na tom, aby problém vypadal velký. Jejich data jsou rozsáhlá a pravděpodobně věrohodná, ale nejde o nezávislé zdroje.

21.3 Omezení této studie

Následující seznam je uveden proto, aby dokument obstál při kritickém čtení. Kdo jej bude prezentovat investorům, měl by tato omezení znát a umět je pojmenovat dříve než protistrana.

Omezení	Dopad na závěry
Chybí data o podvýkonnosti v segmentu 30-500 kWp. Veškerá měřená data pocházejí z utility-scale nebo rezidenčního segmentu.	Rozsah problému v cílovém segmentu je extrapolace . Nelze vyloučit, že je menší nebo větší.
Chybí jakákoli data o ochotě platit.	Velikost trhu vypočtená v sekci 19 je horní mez, ne realistický odhad tržeb.
Chybí rozdělení instalací podle výkonových pásem pro ČR i EU.	Nelze určit počet potenciálních zákazníků — pouze kapacitu v GW.
Publikované odhady velikosti softwarového trhu se liší sedminásobně a jejich metodika není veřejná.	Tato čísla nelze použít jako podklad pro rozhodování; slouží jen jako ilustrace řádu.
Klíčové zdroje o rozsahu problému jsou dodavatelské (Raptor Maps, kWh Analytics).	Riziko systematického nadhodnocení problému. Kompenzováno použitím NREL a IEA PVPS tam, kde to bylo možné.
Údaj o 51,8 % podvýkonných systémů (Ausgrid) se nepodařilo doložit primárním zdrojem.	Doporučeno jej neuvádět, dokud nebude dohledán originál.
Data o osířelých instalacích pocházejí z USA a odrážejí tamní tržní podmínky.	Přenositelnost na ČR není ověřena. Uvedeno jako hypotéza, ne jako fakt.

Omezení	Dopad na závěry
Kurzové přepočty (EUR/CZK, USD/CZK) nebyly k datu zpracování ověřeny.	Před prezentací investorům je nutné je aktualizovat.
Model v sekci 6 je deterministický.	Skutečné instalace se chovají skokově; model neukazuje rozptyl ani riziko katastrofických událostí.
Studie neuvádí konkrétní IRR a NPV.	Záměrné — tyto ukazatele závisejí na parametrech konkrétního projektu a jediné číslo by vytvořilo falešnou přesnost.

22 · Závěr — odpovědi na klíčové otázky

Následující odpovědi jsou přímé. U každé je uvedena úroveň spolehlivosti.

Otázka	Odpověď	Spolehl.
Jak velká část očekávané výroby se globálně ztrácí kvůli technické a provozní podvýkonnosti?	Nezávislá měření NREL napříč 8,5 GW ukazují medián celoživotního výkonnostního indexu 0,95, tedy zhruba 5 % pod modelem i po očištění o degradaci, znečištění a sních. Odvětvová data uvádějí ztrátu z poruch zařízení 5,08 % (2025) a měření proti P50 modelům 7–13 %. Realistické rozpětí: 5–13 % podle definice a segmentu.	střední
Kolik tato podvýkonnost přibližně stojí ročně?	Jediný publikovaný globální odhad činí ~4,6 mld. USD ročně za ztrátu tržeb z poruch zařízení (Raptor Maps, 2024). Vlastní výpočet této studie dává při 5% podvýkonnosti a globální roční výrobě ~3 000 TWh ztrátu 150 TWh ročně v hodnotě 7,5–18 mld. € podle ceny energie ; pro EU 18 TWh v hodnotě 0,9–2,2 mld. €. Rozdíl proti Raptor Maps není rozporem — jde o jinou základnu. Tyto odhady se překrývají se ztrátou ze znečištění a nelze je počítat.	střední
Jaká část ztrát je technicky odstranitelná?	Nejlepší dostupný nepřímý ukazatel je rozdíl mezi lokalitami s jednou a pěti inspekcemi ročně: zhruba 4 procentní body (7 % → 3 %). Zbytek tvoří přirozená degradace, počasí, curtailment a závady, jejichž oprava není ekonomická.	střední
Jaká část je ekonomicky odstranitelná?	Závisí přímo na velikosti instalace. Vlastní výpočet ukazuje, že při nákladu 340 € ročně je hranice ekonomické smysluplnosti zhruba u 75–100 kWp . Pod ní náklad na diagnostiku převyšuje hodnotu uchránitelné energie.	vysoká (jde o výpočet)
Jaká může být podvýkonnost po 25 až 30 letech u zanedbané instalace?	Podle modelu této studie 28 % ve 25. roce a 30,8 % ve 30. roce proti původnímu modelu, s kumulativní ztrátou 21,3 % celoživotní výroby. Scénář C je ovšem extrapolací, ne měřením.	nízká
Které závady mají největší dopad?	Podle dat za rok 2025: závady stringů (26,9 %), combinerů (21,5 %) a střídačů (necelá čtvrtina) . Nejrychleji rostou poruchy trackerů (+25 % r/r). Z hlediska katastrofického rizika dominuje krupobití jako nejdražší typ pojistné škody.	střední
Které závady jsou nejčastější?	Na úrovni modulů mikrotrhliny a defekty zjištělné elektroluminiscencí — jen zhruba desetina výrobních šarží prošla kontrolou bez závady. Na úrovni systému závady DC kabeláže a konektorů; u lokalit pod 5 MW je uváděno 264 identifikovaných závad DC kabeláže na MW a rok .	střední
Které závady se nejčastěji neodhalí?	Ty, které nemají tepelnou signaturu ani nezpůsobí výpadek: 79 % vysoce rizikových poruch konektorů nevykazuje tepelnou signaturu . Dále znečištění, postupné zastínění, chybné nastavení a pozvolná degradace části systému — tedy vše, co vypadá jako přirozený pokles.	střední
Který segment má největší absolutní finanční ztráty?	Utility-scale — tvoří 59 % nově instalovaného výkonu a ztráta na jednotlivé elektrárně dosahuje tisíců až desítek tisíc eur ročně.	vysoká
Který segment má největší nedostatek dostupných řešení?	Menší C&I instalace zhruba 30–500 kWp bez servisní smlouvy . Chybějí čtyři z devíti článků servisního řetězce (model očekávané výroby, kvantifikace ztráty, návaznost na opravu, ověření výsledku).	střední
Kde je největší prostor pro levnější digital twin?	Ve stejném segmentu — s tím upřesněním, že hodnotu netvoří digital twin sám o sobě, ale jeho propojení s fyzickým odstraněním závady . Samotný monitoring je komoditou, jejíž cena konverguje k nule.	střední
Kdo by za řešení reálně platil?	Podle segmentace mají nejvyšší kombinaci motivace a schopnosti platit vlastníci portfolií menších instalací , dále O&M firmy (jako nástroj produktivity) a jednotliví vlastníci menších C&I instalací . Ochota platit ovšem není doložena žádným zdrojem.	nízká
Jaká cena by byla pro zákazníka obhajitelná?	Odvětvové benchmarky: monitoring 0,20 €/kWp/rok, plné komerční O&M 10–19 €/kWp/rok. Služba kombinující diagnostiku s koordinací servisu leží mezi nimi. Ekonomicky obhajitelná je taková cena, která u dané instalace odpovídá méně než ~3 % roční výroby — tedy realisticky uchránitelnému podílu.	střední
Je lepší nabízet čistý software, nebo software se zajištěním servisu?	Data hovoří jednoznačně pro kombinaci : samotný software soutěží s monitoringem, který výrobci dávají zdarma, zatímco samotný servis neumí problém najít. Zároveň však platí, že fyzická práce je řádově dražší než software, takže musí být účtována odděleně nebo automatizována .	střední

Otázka	Odpověď	Spolehl.
Jaké jsou nejsilnější důkazy podporující obchodní příležitost?	Měření NREL (medián PI 0,95 napříč 8,5 GW), doložený růst ztrát z poruch (2,36 % → 5,08 % za pět let), měřitelně klesající kvalita výroby modulů (3,36 % neprošlých kontrolou) a prokázaná korelace mezi frekvencí diagnostiky a výší ztráty.	vysoká
Jaké jsou nejsilnější argumenty proti?	Neexistence dat o ochotě platit, absence měřených dat o cílovém segmentu, klesající ceny elektřiny snižující hodnotu produktu, zlepšující se monitoring zdarma od výrobců a skutečnost, že klíčové zdroje o rozsahu problému pocházejí od firem, které řešení prodávají.	vysoká

Jedna věta, která shrnuje celou studii

- Podvýkonnost fotovoltaických instalací je **doložený, měřitelný a rostoucí problém**, jehož technická řešení existují, ale jsou cenově a organizačně dostupná téměř výhradně utility-scale segmentu — přičemž jediné, co brání závěru o velikosti tržní příležitosti v menším C&I segmentu, je **úplná absence dat o ochotě zákazníků v tomto segmentu platit**, kterou nelze doplnit rešerší, ale pouze prodejem.

23 · Seznam zdrojů podle sekcí

Zdroje jsou uvedeny v pořadí podle sekcí, ve kterých jsou použity. U každého je uvedena instituce nebo autor, rok publikace a povaha zdroje (nezávislý / dodavatelský / odvětvový).

Sekce 1, 3 — Velikost trhu

IEA PVPS. *Snapshot of Global PV Markets 2026*. Report IEA-PVPS T1, květen 2026.

<https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2026/> — **nezávislý**

IEA PVPS. *Fact Sheet: Snapshot 2026*. <https://iea-pvps.org/fact-sheets/fs-snapshot-2026/> — **nezávislý**

IEA PVPS. *Snapshot of Global PV Markets 2025*. Task 1, duben 2025.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets_2025.pdf — **nezávislý**

IEA PVPS. *Trends in Photovoltaic Applications 2025*. https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-2025/ — **nezávislý**

IEA. *Global Energy Review 2026 — Solar PV and Wind*.

<https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/technology-solar-pv-and-wind> — **nezávislý**

SolarPower Europe. *EU Market Outlook for Solar Power 2025-2030*, prosinec 2025. <https://www.solarpowereurope.org/press-rel-eases/new-report-eu-hits-2025-solar-target-but-market-contraction-puts-2030-goal-at-risk> — **oborová asociace**

SolarPower Europe. *EU Market Outlook for Solar Power 2025 — Mid-Year Analysis* (definice velikostních segmentů) — **oborová asociace**

pv magazine. *Solar approaches 3 TW, but the industry faces new challenges*, 14. 5. 2026.

<https://www.pv-magazine.com/2026/05/14/solar-approaches-3-tw-but-the-industry-faces-new-challenges/> — **odborný tisk**

Enerdata. *Rooftop Solar: Growth, Grid Limits & Net-Billing* (potenciál střešní PV v EU dle JRC) — **analytický**

Energetický regulační úřad. *Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR za rok 2025* — **nezávislý, státní**

Solární asociace, prostřednictvím: *Fotovoltaické elektrárny v ČR*, Časopis Stavebnictví, červen 2026.

<https://www.casopisstavebnictvi.cz/clanky-fotovoltaicke-elektrarny-v-cr.html> — **oborová asociace**

Český statistický úřad. *Solárních elektráren přibývá*, Statistika&My.

<https://statistikaamy.csu.gov.cz/solarnich-elektraren-pribyva> — **nezávislý, státní**

oEnergetice.cz. *Komplexní report o stavu elektroenergetiky v ČR v roce 2025* — **odborný tisk**

Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR. *Tisková zpráva k připojeným zdrojům*, 2025 — **nezávislý, státní**

Fakta o klimatu. *Potenciál solární energie v ČR: střechy a fasády* (koeficient využití dle ERÚ).

<https://faktaoklimatu.cz/infografiky/potencial-solarni-energie-cr-strechy> — **nezávislý**

Sekce 2, 4, 5 — Definice, příčiny a četnost závad

Jordan, D. C., Kurtz, S. R. *Photovoltaic Degradation Rates — an Analytical Review*. Progress in Photovoltaics, 21(1), 2013, s. 12–29. NREL. <https://docs.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf> — **nezávislý, recenzovaný**

Jordan, D., Kurtz, S., VanSant, K. et al. *Compendium of Photovoltaic Degradation Rates*. Progress in Photovoltaics, 24(7), 2016, s. 978–989. NREL — **nezávislý, recenzovaný**

IEA PVPS Task 13. *Review of Failures of Photovoltaic Modules*. Report T13-01:2014.

https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf — **nezávislý**

IEA PVPS Task 13. *Degradation and Failure Modes in New Photovoltaic Cell and Module Technologies*. Report T13-30:2025, únor 2025 (praskání tenkého skla 5–10 %, PID 28 % bez UV, poruchy junction boxů).

<https://www.iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/02/IEA-PVPS-T13-30-2025-EX-SUMM-Degradation-and-Failure.pdf> — **nezávislý**

IEA PVPS Task 13. *Photovoltaic Failure Fact Sheets (PVFS) 2025*. Report T13-30:2025 — **nezávislý**

IEA PVPS Task 13. *Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field*. Report T13-09:2017 — **nezávislý**

Kiwa PI Berlin. *The 2026 PV Module Manufacturing Quality Report*, leden 2026 (3,36 % neprošlých PSI; 85 auditovaných továren; 5 % „výborně“, 21 % „podprůměrné/špatné“). <https://www.kiwa.com/globalassets/china/pdf-documents/2026en.pdf> —

nezávislá certifikační autorita

Kiwa PVEL & Kiwa PI Berlin. *Raising the Bar: Defining acceptable levels of quality for PV modules* (76 ze 774 šarží bez závady) — **nezávislá certifikační autorita**

PV Tech. *„Clear and concerning“ rise in PV module defects — Kiwa PI Berlin*, 29. 1. 2026.

<https://www.pv-tech.org/clear-and-concerning-rise-in-pv-module-defects-kiwa-pi-berlin/> — **odborný tisk**

npj Materials Degradation. *Power loss and hotspot analysis for photovoltaic modules affected by potential induced degradation*, 2022. <https://www.nature.com/articles/s41529-022-00221-9> — **nezávislý, recenzovaný**

Scientific Reports. *Field study on the severity of photovoltaic potential induced degradation*, 2022 (pokles výkonu 27–39 % v terénu). <https://www.nature.com/articles/s41598-022-26310-y> — **nezávislý, recenzovaný**

Bucher, C., Wandel, J., Joss, D. *Life Expectancy of PV Inverters and Optimizers in Residential PV Systems*. Bern University of Applied Sciences, 2022 (34,3 % poruchovost do 15 let) — **nezávislý, akademický**

Sekce 4, 7 — Znečištění a prostředí

- IEA PVPS Task 13. *Fact Sheet: Understanding, Measuring, and Mitigating Soiling Losses in PV Power Systems*, 2026 (4–7 % globálně). <https://iea-pvps.org/fact-sheets/fs-soiling-losses/> — **nezávislý**
- IEA PVPS Task 13. *Soiling Losses — Impact on the Performance of Photovoltaic Power Plants*. Report T13-21:2022. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/01/IEA-PVPS-T13-21-2022-REPORT-Soiling-Losses-PV-Plants.pdf> — **nezávislý**
- Renewable Energy. *Photovoltaic soiling loss in Europe: Geographical distribution and cleaning recommendations*, 2024 (0,9 % / 5,3 % / lokální maxima 14 %; LCOE +4 až +15 %). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148124021542> — **nezávislý, recenzovaný**
- EPJ Photovoltaics. *Maps of long-term soiling losses in Europe considering a partial cleaning effect by rain*, 2026 — **nezávislý, recenzovaný**
- Scientific Reports. *Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert*, 2018 — **nezávislý, recenzovaný**

Sekce 1, 5, 8, 11, 14 — Měření podvýkonnosti

- NREL. *PV Fleet Performance Data Initiative: Performance Index-Based Analysis*. NREL/TP-5K00-78720, 2020/2021 (250 systémů, 157 MWdc; nedostupnost střídače 2,3 %, 8 % v prvních 6 měsících; sníh 6–40 %). <https://www.osti.gov/biblio/1766838> — **nezávislý, národní laboratoř**
- NREL. *Availability and Performance Loss Factors for U.S. PV Fleet Systems*. NREL/TP, 2024 (8,5 GW, 24 000 kanálů, 1 128 systémů; medián PI 0,95; dostupnost P50 0,99 / P90 0,95). <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/88769.pdf> — **nezávislý, národní laboratoř**
- NREL. *PV Fleet Performance Data Initiative* — přehled publikací. <https://www2.nrel.gov/pv/fleet-performance-data-initiative> — **nezávislý**
- kWh Analytics. *Solar Generation Index*, 2022 (podvýkonnost 7–13 % vs. P50). Prostřednictvím: pv magazine, *US solar assets underperforming*, 7. 12. 2022. <https://www.pv-magazine.com/2022/12/07/us-solar-assets-underperforming-says-kwh-analytics/> — **dodavatelský (pojišťovna)**
- kWh Analytics. *Bringing solar availability assumptions back down to earth: the case for adjusting to 97 %*, 2025 — **dodavatelský**
- kWh Analytics. *Solar Risk Assessment 2026* (8. ročník; 19 článků; 84 % požárů z vybavení; střídače 44 % požárů; 79 % závad konektorů bez tepelné signatury; zkrat trackerů >2 %; houbové znečištění 5 %; krupobití — 52 % území USA vyžaduje mitigaci; Above Surveying: >3 000 aktiv, nárůst závad po 7. roce). <https://kwhanalytics.com/industry-reports/2026-solar-risk-assessment/> — **dodavatelský**
- PV Tech. *Hailstorms, stow methods and fire lead US solar project risks in 2026 Solar Risk Assessment*, 13. 5. 2026 — **odborný tisk**
- pv magazine USA. *Fire, hail, and the hard lessons: Brokers weigh in on the 2026 Solar Risk Assessment*, 9. 6. 2026 — **odborný tisk**
- Solar Energy. *A robust rule-based method for detecting and classifying underperformance in photovoltaic systems using inverter data*, 2026 (1 089 systémů; přesnost 92 %/88 %, omezování výkonu 56 %). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X26000708> — **nezávislý, recenzovaný**

Sekce 5, 8, 12 — Trend ztrát a inspekce

- Raptor Maps. *Global Solar Report 2026* (ztráta 5,08 % v 2025 vs. 2,36 % v 2021; string 26,89 %, combiner 21,51 %, trackery +25 %; 1 inspekce/rok ~7 % vs. 5 inspekci ~3 %; technik +70 % kapacity). [https://pages.raptormaps.com/hubfs/Marketing%20Content%20for%20Website/2026%20Global%20Solar%20Report%20by%20Raptor%20Maps%20\(compressed\).pdf](https://pages.raptormaps.com/hubfs/Marketing%20Content%20for%20Website/2026%20Global%20Solar%20Report%20by%20Raptor%20Maps%20(compressed).pdf) — **dodavatelský**
- PV Tech. *PV project power loss doubled in last five years — Raptor Maps*, 26. 2. 2026. <https://www.pv-tech.org/pv-project-power-loss-doubled-in-last-five-years-raptor-maps/> — **odborný tisk**
- Raptor Maps. *Global Solar Report* — starší edice: 2023 (24,5 GW, 3,13 %, 82 mil. USD), 2025 (193 GWdc; 4,6 mld. USD; 4,47 %; 264 závad DC kabeláže na MW u lokalit pod 5 MW). <https://raptormaps.com/resources/2023-global-solar-report> — **dodavatelský**
- pv magazine. *Raptor Maps points to growing problem of PV system underperformance*, 7. 3. 2023 — **odborný tisk**

Sekce 13, 16 — O&M trh a ceny

- IRENA. *O&M Benchmark 2025* a IEA PVPS Task 12, agregováno prostřednictvím: Solar Data Atlas, *Solar OPEX Europe 2026*, březen 2026 (utility 7–13, komerční 10–19, rezidenční 13–26 €/kWp/rok). <https://www.solardataatlas.com/en/data-solar-opex-europe> — **agregace nezávislých zdrojů**
- IRENA. *Renewable Cost Database 2025*, Fraunhofer ISE *Photovoltaics Report*, JRC PVGIS — prostřednictvím Solar Data Atlas, *Solar CAPEX Europe 2026* — **agregace nezávislých zdrojů**
- Solytic. *PV Monitoring Software Comparison* — veřejný ceník (0,20 €/kWp/rok, min. 60 €; setup 0,50 €/kWp). <https://solytic.com/comparisons/pv-monitoring-software-comparison/> — **dodavatelský**

SurgePV. *PV Monitoring Platform 2026 a Best Solar Monitoring Software 2026* (0,20 €/kWp/rok až 1 600 €/MWp/rok; utility ~50 000 USD/rok; 1 899 USD/rok; velikost segmentu ~0,8 mld. USD, růst ~11,9 %).

<https://www.surgepv.com/blog/pv-monitoring-platform> — **dodavatelský**

list.solar. *Best Solar Monitoring Platforms Software in 2026 a Best Solar Asset Management Software in 2026* (modely cenění) — **odvětvový katalog**

PV-Maps. *Solar O&M: Real Maintenance Costs of a Photovoltaic Plant per MW 2026* (případ 30 MWp s degradací 2,5 %/rok vs. záruka 0,7 %/rok). <https://pv-maps.com/en/blog/solar-om-costs-per-mw> — **dodavatelský**

Heaven Green Energy. *O&M Meaning, Definition, Benefits & FAQs* (O&M jako 1–2 % CAPEX; reakční doby výrobců na reklamace) — **dodavatelský**

SolarVis. *Solar Operations and Maintenance* — glosář (10–20 USD/kW komerční a utility; rezidenční 100–300 USD/rok) — **dodavatelský**

U.S. Department of Energy / NREL. *Budgeting for Solar PV Plant Operations & Maintenance: Practices and Pricing*. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1234935> — **nezávislý, státní**

Electric Bird. *Solar O&M Cost Guide 2026* (systémy pod 500 kWp mají o 5–15 % vyšší jednotkové náklady) — **dodavatelský**

Sekce 12, 15, 16 — Inspekce a konkurence

Drone Launch Academy. *Drone Solar Panel Inspection 2026* (150–400 USD rezidenční, 300–500 USD/MW utility) — **dodavatelský**

Averroes.ai. *Complete Drone Solar Panel Inspection Guide 2026* (150–500 USD/MW; 10 MW lokalita 1 500–5 000 USD) — **dodavatelský**

SolarThermography.com. *Solar Farm Thermography Survey Cost & ROI* (150 USD/MW u velkých opakovaných kontraktů až 600+ USD/MW jednorázově) — **dodavatelský**

Vision Aerial, The Drone Life. *ROI analýzy dronových inspekcí* (~25 h/MW ruční inspekce; úspora 30–40 %) — **dodavatelské**

Sekce 9, 10 — Osířelé instalace a rezidenční segment

EnergySage. *What To Do If Your Solar Installer Goes Out of Business, 2026* — **odvětvový portál**

ElectriCare. *Solar Installer Out of Business? Guide, 2026* (>1,3 mil. domácností bez původního dodavatele; SunPower, Titan Solar, Freedom Forever) — **dodavatelský**

The Next Energy. *Orphaned Commercial Solar Systems, 2026* — **dodavatelský**

Aurora Solar. *Your solar company went out of business — here's what to do, 2026* — **dodavatelský**

Energy Matters (AU) / Solartex. *Is Your Solar System Underperforming?, 2026* (údaj Ausgrid 51,8 % — **primární zdroj se nepodařilo dohledat**) — **dodavatelský, nedoloženo**

Sekce 14, 19 — Digital twins a velikost trhu

IEA PVPS Task 13. *Digitalisation and Digital Twins in Photovoltaic Systems*. Report T13-34:2026 — **nezávislý**

IEA PVPS. *Reliability and Performance of PV Systems* — pracovní program Task 13 na 2026–2029. <https://iea-pvps.org/research-tasks/reliability-and-performance-of-pv-systems/> — **nezávislý**

Sandia National Laboratories. *IEA PVPS Task 13 Reports* — přehled.

<https://pvpmc.sandia.gov/workshops-and-pubs/iea-pvps-task-13-reports/> — **nezávislý**

Verified Market Research. *Solar Asset Management Software Market, 2025* — **komerční tržní zpráva**

Verified Market Reports. *Global Solar Monitoring Software Market 2026–2034* — **komerční tržní zpráva**

DataHorizon Research. *Solar Monitoring Software Market, 2025* — **komerční tržní zpráva**

Dataintel. *Solar Asset Management Market Research Report 2034, 2026* (8,4 mld. USD; služby 41,7 % trhu) — **komerční tržní zpráva**

Stats Market Research. *Solar Management Software Market, 2026* — **komerční tržní zpráva**

Sekce 11 — Ceny energie v ČR

Index cen silové elektřiny, Ušetřeno.cz, červenec 2026 (2 388 Kč/MWh bez DPH).

<https://www.usetreno.cz/energie-elektrina/cena-elektriny/> — **odvětvový index**

E.ON. *Ceny elektřiny v roce 2026: jaký je výhled?* (burza Lipsko 85–105 €/MWh, ø 94,5 €; 2027 pod 90 €, 2028 pod 80 €) — **dodavatelský**

e15.cz. *Ceny elektřiny 2026: Velké srovnání dodavatelů a sazby za MWh* — **tisk**

PVGIS (Joint Research Centre, Evropská komise) — modelace specifické výroby pro ČR — **nezávislý**

Solar Brothers, Stavitel, DroneTech — orientační rozpětí specifické výroby v ČR (950–1 150 kWh/kWp/rok) — **dodavatelské, vzájemně konzistentní**

24 · Datová příloha a výpočty

24.1 Vzorec modelu ze sekce 6

$$\text{Výroba}_{\text{rok } t} = P_{\text{nom}} \times Y_{\text{spec}} \times (1-d)^{t-1} \times (1-L_{\text{dostupnost}}) \times (1-L_{\text{znečištění}}) \times (1-L_{\text{poruchy}}(t)) \times (1-L_{\text{střídač}})$$

kde: P_{nom} = 100 kWp · Y_{spec} = 1 100 kWh/kWp (evropský průměr) · d = roční degradace dle scénáře · L = jednotlivé ztrátové faktory · t = rok provozu (1–30). Cena energie 0,11 €/kWh (evropský referenční střed).

Funkce ztráty z neodstraněných poruch $L_{\text{poruchy}}(t)$:

Scénář	Definice funkce
A	min(3,0 % ; 0,6 % × t) — lineární náběh na 3 % do 5. roku, poté konstantní
B	lineární náběh na 1 % do 3. roku; na 7 % mezi 3. a 12. rokem; na 9 % mezi 12. a 30. rokem
C	lineární náběh na 1 % do 2. roku; na 8 % do 10. roku; na 14 % do 20. roku; na 18 % do 30. roku

24.2 Kompletní výstup modelu — roční hodnoty

Rok	Ref. model (kWh)	A (kWh)	A pod.	B (kWh)	B pod.	C (kWh)	C pod.
1	110 000	107 164	2.6 %	104 970	4.6 %	100 858	8.3 %
2	109 450	105 985	3.2 %	103 938	5.0 %	99 549	9.0 %
3	108 903	104 814	3.8 %	102 916	5.5 %	97 879	10.1 %
4	108 358	103 653	4.3 %	101 559	6.3 %	96 230	11.2 %
5	107 816	102 501	4.9 %	100 215	7.1 %	94 602	12.3 %
6	107 277	101 988	4.9 %	98 884	7.8 %	92 993	13.3 %
7	106 741	101 478	4.9 %	97 566	8.6 %	91 404	14.4 %
8	106 207	100 971	4.9 %	96 261	9.4 %	89 834	15.4 %
9	105 676	100 466	4.9 %	94 969	10.1 %	88 284	16.5 %
10	105 148	99 964	4.9 %	93 689	10.9 %	86 752	17.5 %
11	104 622	99 464	4.9 %	92 422	11.7 %	85 497	18.3 %
12	104 099	98 967	4.9 %	91 168	12.4 %	84 256	19.1 %
13	103 579	97 979	5.4 %	85 220	17.7 %	62 272	39.9 %
14	103 061	97 979	4.9 %	89 772	12.9 %	81 818	20.6 %
15	102 545	97 490	4.9 %	89 081	13.1 %	80 620	21.4 %
16	102 033	97 002	4.9 %	88 396	13.4 %	79 436	22.1 %
17	101 522	96 517	4.9 %	87 716	13.6 %	78 265	22.9 %
18	101 015	96 034	4.9 %	87 041	13.8 %	77 109	23.7 %
19	100 510	95 554	4.9 %	86 372	14.1 %	75 965	24.4 %
20	100 007	95 077	4.9 %	85 707	14.3 %	74 836	25.2 %
21	99 507	94 601	4.9 %	85 047	14.5 %	73 892	25.7 %
22	99 010	94 128	4.9 %	84 392	14.8 %	72 958	26.3 %
23	98 515	93 658	4.9 %	83 742	15.0 %	72 035	26.9 %
24	98 022	93 189	4.9 %	83 097	15.2 %	71 121	27.4 %
25	97 532	92 723	4.9 %	82 457	15.5 %	70 218	28.0 %
26	97 044	92 260	4.9 %	81 821	15.7 %	69 324	28.6 %

Rok	Ref. model (kWh)	A (kWh)	A pod.	B (kWh)	B pod.	C (kWh)	C pod.
27	96 559	91 798	4.9 %	81 191	15.9 %	68 441	29.1 %
28	96 076	91 339	4.9 %	80 565	16.1 %	67 567	29.7 %
29	95 596	90 883	4.9 %	79 944	16.4 %	66 702	30.2 %
30	95 118	90 428	4.9 %	79 327	16.6 %	65 848	30.8 %

[VÝPOČET] Podvýkonnost je vztažena k referenčnímu modelu s degradací 0,5 %/rok, tedy k tomu, s čím typicky počítá původní investiční záměr.

24.3 Break-even paušálu podle velikosti instalace

Vzorec: potřebná uchráněná výroba [%] = roční náklad služby ÷ (roční výroba × cena energie) × 100

Velikost	Roční výroba	200 €/rok	340 €/rok	500 €/rok	800 €/rok
10 kWp	11 000 kWh	16,53 %	28,10 %	41,32 %	66,12 %
30 kWp	33 000 kWh	5,51 %	9,37 %	13,77 %	22,04 %
50 kWp	55 000 kWh	3,31 %	5,62 %	8,26 %	13,22 %
75 kWp	82 500 kWh	2,20 %	3,75 %	5,51 %	8,82 %
100 kWp	110 000 kWh	1,65 %	2,81 %	4,13 %	6,61 %
250 kWp	275 000 kWh	0,66 %	1,12 %	1,65 %	2,64 %
500 kWp	550 000 kWh	0,33 %	0,56 %	0,83 %	1,32 %
1 000 kWp	1 100 000 kWh	0,17 %	0,28 %	0,41 %	0,66 %

[VÝPOČET] Cena energie 0,11 €/kWh, specifická výroba 1 100 kWh/kWp/rok. Sloupce s různým ročním nákladem slouží k posouzení citlivosti na cenu služby.

24.4 Citlivost na cenu energie

Referenční instalace 100 kWp (110 MWh/rok), podvýkonnost 5 %:

Cena energie	Typický trh	Roční ztráta při 5 %	Break-even služby za 340 €
0,05 €/kWh	Velkoobchod, PPA	275 €	6,18 %
0,08 €/kWh	Nízká koncová cena	440 €	3,86 %
0,11 €/kWh (referenční)	Střední Evropa, vlastní spotřeba	605 €	2,81 %
0,15 €/kWh	Západní Evropa	825 €	2,06 %
0,18 €/kWh	Vysoká koncová cena	990 €	1,72 %

[VÝPOČET] Ukazuje, jak silně ekonomika služby závisí na ceně energie. Pokles ceny z 0,11 na 0,05 €/kWh zvyšuje potřebnou uchráněnou výrobu z 2,8 % na 6,2 % — tedy více než dvojnásobně. To je nejcitlivější parametr celého obchodního modelu a hlavní důvod, proč se cílové trhy liší podle cenové hladiny elektřiny, nikoli jen podle instalované kapacity.

24.5 Reprodukovatelnost

Všechny výpočty v tomto dokumentu byly provedeny skriptem, jehož vstupy jsou uvedeny výše. Model lze přepočítat s jinými předpoklady změnou pěti parametrů: nominálního výkonu, specifické výroby, ceny energie, míry degradace a ztrátových faktorů jednotlivých scénářů. Doporučená první změna při dalším použití: nahradit odhadované parametry scénáře C skutečnými daty z prvních diagnostikovaných instalací.

Poznámka na závěr. Tento dokument je datovou analýzou, ne investičním doporučením. Řada jeho závěrů je označena jako odhad nebo hypotéza a jako takové by měly být interpretovány. Nejzávažnější mezera — absence dat o ochotě zákazníků v cílovém segmentu platit — je uvedena opakovaně proto, že žádné množství další rešerše ji nezaplní. Před prezentací investorům doporučujeme aktualizovat kurzové přepočty, dohledat primární zdroj pro údaj o 51,8 % podvýkonných australských systémů (nebo jej vypustit) a doplnit rozdělení českých instalací podle výkonových pásem z registru ERÚ.