

# Fraktální energetický ekosystém ČR

Návrh integrované architektury distribuované výroby, akumulace, elektromobility a Power-to-X

Čtvrtá studie série technických rozborů – violka.info

## Abstrakt

Studie navrhuje architekturu energetického systému ČR založeného na fraktálním principu — výpadek menší jednotky neohrožuje vyšší celek, modularita umožňuje postupný upgrade jako u vozového parku. Cílová roční výroba 92 TWh pokrývá současnou spotřebu (60 TWh) plus plnou elektrifikaci osobní dopravy (14 TWh), 50 % vytápění tepelnými čerpadly (8 TWh), elektrifikaci části průmyslu (4 TWh) a vlastní spotřebu Power-to-X (6 TWh). Mix tvoří FVE 35 % (jižní střechy a brownfieldy) + 15 % (vertikální bifaciální agrivoltaika), VTE 30 %, bioplyn 8 %, vodní 5 %, geotermika a ostatní 4 %, P2G zpětně 3 %. Vertikální bifaciální FV vyrovnává sezónní profil (poměr léto/zima klesá z 2,35 na 1,69). Vozový park 6,4 mil. BEV představuje virtuální úložiště 384 GWh (160× kapacita PVE Dlouhé stráně), dostupných pro V2G ~100 GWh. Současně připojený park nabízí teoretický V2G výkon 31 GW = 260 % špičky ČR. Distribuovaná architektura snižuje skutečně zabranou plochu na 0,57 % rozlohy ČR a redefinuje roli přenosové soustavy z transportní na vyrovnávací. P2G přes existující zásobníky plynu (37 TWh tepelné kapacity) řeší sezónní akumulaci a poskytuje 7 TWh elektrické sezónní zálohy. Úspora paliva při plné elektrifikaci osobní dopravy činí 5,0 mld. litrů ročně (3,7 mil. tun), z nichž část lze rezervovat jako strategickou zálohu pro kogenerační jednotky.

Klíčová slova: fraktální architektura, V2G, vertikální bifaciální FV, Power-to-Gas, Power-to-Fuel, agrivoltaika, distribuovaná energetika, flash charger, sezónní akumulace, smart grid, modularita.

## 1. Úvod a cíl studie

Předchozí tři studie této série prokázaly, že (I) hybridní obnovitelný systém se po zahrnutí systémových nákladů a celého životního cyklu ekonomicky srovnává s velkým jaderným zdrojem, (II) skutečný zábor půdy obnovitelnými zdroji je řádově menší než alokovaná plocha větrných parků a pro pokrytí celé roční spotřeby ČR z FVE postačuje 0,65–0,78 % rozlohy, (III) dobře navržená agrivoltaika zlepšuje vodní bilanci krajiny a může v podmínkách klimatické změny v ČR plnit funkci aktivní adaptace.

Tato čtvrtá studie posouvá analýzu z roviny dílčích parametrů na rovinu celého ekosystému. Výchozí teze zní: současná energetická soustava ČR stojí na několika málo velkých zdrojích s nízkou flexibilitou a centralizovanou přenosovou páteří. Tento model je dědictvím 20. století — byl optimalizován pro situaci, kdy elektřina vznikala v několika lokalitách a tekla jednosměrně ke spotřebiteli. V průběhu 21. století se však strukturálně mění tři okolnosti: (a) zdrojem se stává každá střecha a každý větrný hřeben, (b) spotřebič (BEV, tepelné čerpadlo, elektrolyzátor) se stává říditelným, (c) akumulace přechází ze stacionárních úložišť do milionů distribuovaných baterií ve vozech a domácnostech.

Studie navrhuje konkrétní architekturu, kterou nazýváme fraktálním ekosystémem. Termín odráží podstatný princip: stejná funkční struktura (výroba — akumulace — řízená spotřeba — záloha) se opakuje ve třech škálách (mikro-mezo-makro), přičemž vyšší škála je tvořena agregací nižších, nikoliv jejich nahrazením. Z tohoto principu plyne klíčová vlastnost: výpadek libovolné jednotky na nižší škále nezpůsobuje výpadek vyšší škály, protože vyšší škála není kritickou cestou energetického toku.

## 2. Fraktální architektura: tři škály, jedna logika

### 2.1 Princip

Fraktální princip v energetice znamená, že každá funkční jednotka ekosystému je zároveň autonomní (umí pokrýt vlastní spotřebu z lokálních zdrojů a zálohy) a kolaborativní (umí

přebytky předávat dál a deficity z vyšší škály doplňovat). V praxi se to realizuje třemi vzájemně propojenými vrstvami:

Škála	Typický rozsah výkon	Výroba	Akumulace	Spotřeba
Mikro (domácnost, firma, farma)	5–500 kW výkon	FVE střecha 5–50 kWp, případně malá VTE	BESS 10–100 kWh, BEV jako V2G, tepelný akumulátor	Spotřebiče, TČ, BEV nabíjení, flash charger
Mezo (obec, prům. park, čtvrť)	0,5–50 MW výkon	FVE 0,5–5 MWp, VTE 1–10 MW, bioplyn KGJ	BESS 1–20 MWh, flotilové V2G, tepelná síť	Veřejné nabíjení, TČ pro DCV, lokální průmysl
Makro (kraj, národní síť)	50 MW - GW výkon	FVE > 10 MW (brownfield), VTE parky 10+ MW, stávající vodní zdroje	BESS 100+ MWh, P2G + zásobníky plynu, P2H + dálkové vytápění	Průmysl, železnice, P2X provoz, vyrovnávání

Tab. 1: Tři škály fraktálního ekosystému s typickými parametry. Každá škála obsahuje všechny funkční prvky (výroba/akumulace/spotřeba) a může lokálně vyrovnávat své toky. Vyšší škála je agregací nižších, nikoliv jejich nahrazením.

## 2.2 Klíčová vlastnost: výpadek malého neznamena výpadek velkého

V současné soustavě platí opačný princip: výpadek velké jednotky (jaderný blok 1 000 MW, uhelná elektrárna, klíčové vedení 400 kV) okamžitě destabilizuje celou soustavu a vyžaduje aktivaci primární regulace, případně řízené odpojování spotřebitelů. Tento jev se projevuje například při nuceném odstavení francouzských jaderných bloků v období letního sucha (2003, 2022) nebo při zimních špičkách s nedostatkem výkonu.

Ve fraktálním ekosystému je situace strukturálně jiná. Národní výkon 60 GW není tvořen 60 zdroji po 1 GW, ale řádově  $10^6$  zdroji od 5 kW do 10 MW. Výpadek jednoho mega-zdroje (např. 50 MW FVE pole) představuje 0,08 % systému a je v reálném čase pohlcen autonomním přerozdělením v rámci akumulace a flexibilní spotřeby. Statisticky relevantní výpadek by vyžadoval simultánní selhání desítek nezávislých subsystémů, což má extrémně nízkou pravděpodobnost mimo extrémní povětrnostní jevy (které by zasáhly i centralizovaný systém).

## 2.3 Modularita a postupný upgrade

Druhou strukturální vlastností fraktálního systému je inherentní modularita životního cyklu. Vozový park ČR jako analogie: žádná decize neuvažuje o tom, že bychom se v jednom okamžiku rozhodli vyměnit všechny vozy. Vozový park se obnovuje v ročním tempu cca 5 % a inovace (od katalyzátorů přes ABS po elektromobilitu) postupují systémem v horizontu 15–25 let.

Stejně lze koncipovat energetiku. Roční obnova ~3–5 % instalovaného výkonu OZE přirozeně absorbuje technologický pokrok: každoroční přírůstek panelů má vyšší účinnost, baterie vyšší hustotu, řídicí systémy lepší predikci. Centralizovaná soustava tuto vlastnost nemá — jaderný blok uvedený do provozu v roce 1985 dnes pracuje s technologií 40 let starou a každá modernizace znamená měsíce odstávky a miliardové investice do existující infrastruktury.

### 3. Vozový park BEV jako energetická infrastruktura

#### 3.1 Kvantifikace virtuálního úložiště

Současný vozový park ČR čítá přibližně 6,4 milionu osobních automobilů. Jejich postupná elektrifikace je nezávisle motivována ekonomicky (klesající cena BEV, rostoucí cena fosilních paliv) a regulačně (emisní normy EU, zákaz prodeje ICE 2035). Z energetického hlediska je však tato transformace zásadní z důvodu, který je v debatě systematicky podceňován: vzniká největší distribuované úložiště v dějinách energetiky.

Veličina	Hodnota	Poznámka
Počet osobních vozů ČR	6 400 000	ČSÚ 2024
Průměrná kapacita baterie (2030+)	60 kWh	Konzervativní odhad
Celková kapacita plně el. parku	384 GWh	= 160× PVE Dlouhé stráně
Roční spotřeba 1 BEV (12 000 km)	2,16 MWh	0,18 kWh/km
Roční spotřeba plně el. parku	13,8 TWh	= 23 % současné el. spotřeby ČR
Realisticky dostupná V2G kapacita	100–115 GWh	30 % celkové (uživatelská rezerva)
Současně připojeno (večer/noc)	70 % parku	4,48 mil. vozů
Teoretický V2G výkon	31 GW	= 260 % špičky ČR (~12 GW)
Současná spotřeba paliva os. aut	5,0 mld. l/rok	3,7 mil. t benzínu+nafty
Energetický obsah tohoto paliva	47 TWh primární	Lze rezervovat pro KGJ zálohy

Tab. 2: Klíčové parametry plně elektrifikovaného osobního vozového parku ČR.

#### 3.2 Trojí role BEV v ekosystému

(a) Flexibilní spotřebič. Nabíjení BEV lze odložit nebo přeplánovat v rámci 8–12 hodin přítomnosti vozu doma nebo v práci. To znamená, že 14 TWh ročního „přírůstku spotřeby“ z elektrifikace dopravy není klasickým přírůstkem v podobě tvrdého zatížení v jakoukoliv hodinu — je to flexibilní zátěž, kterou lze prioritně směřovat do hodin přebytku FVE (poledne) a větrných období (zima). Tato vlastnost mění problém integrace OZE z otázky „kam s přebytky“ na otázku „jak včas signalizovat“.

(b) Akumulační rezerva (V2G). Při režimu obousměrného nabíjení (Vehicle-to-Grid) lze část kapacity baterie poskytnout pro vyrovnávání soustavy. Při dostupných ~100 GWh a typickém výkonu 7 kW na vůz dává park ČR teoretický akumulací výkon 31 GW. I při extrémně konzervativním uvolnění 10 % parku v daný okamžik to představuje 3,1 GW — řádově více než kapacita PVE Dlouhé stráně (650 MW).

(c) Strategická palivová rezerva. Nahrazením 5 mld. litrů fosilního paliva ročně se uvolňuje strategická zásoba ~3,7 milionu tun kapalných uhlovodíků. Část lze přesunout do strategických rezerv pro vlnu mimořádných situací: kogenerační jednotky (KGJ) mohou na tato paliva běžet při dlouhodobém deficitu OZE, vojenská a krizová doprava si zachovává energetickou autonomii. Z energetické bilance vychází, že i pouhých 5 % uvolněného paliva pokrývá ~2,4 TWh elektrické zálohy v krizových scénářích.

#### 3.3 Ekonomické a regulační souvislosti

Aby V2G přešlo z teorie do praxe, je třeba splnit tři podmínky: (1) standardizovat protokoly (ISO 15118-20, OCPP 2.0.1), (2) ekonomicky vyrovnat vlastníkově BEV opotřebení baterie a riziko nedostupnosti energie pro jízdu, (3) regulačně umožnit agregátorům prodávat tuto kapacitu na trhu s podpůrnými službami. Pilotní projekty v Nizozemí, Dánsku a Velké Británii ukazují, že roční benefit pro vlastníka vozu se pohybuje v rozmezí 200–700 EUR za auto.

#### 3.4 Flash charger: lokální buffer pro rychlonabíjení

Klíčovým problémem rychlonabíjení BEV (DC nabíječky 150–350 kW) je krátkodobý odběr extrémního výkonu z distribuční sítě. Standardní řešení vyžaduje posílení rozvodny a vedení v

daném místě, což je investičně nákladné a logisticky pomalé. Alternativou je flash charger — rychlonabíječka s integrovaným bateriovým bufferem (typicky 200–500 kWh), který se z běžné sítě (50–100 kW) nabíjí kontinuálně a do BEV vydává ve špičce výkon 150–400 kW.

Z hlediska distribuční sítě je flash charger neviditelný — odebírá nízký konstantní výkon a sám si interně vyrovnává výkonové špičky. Z hlediska vlastníka BEV je naopak rovnocenný „velké“ nabíječce. Tato architektura mění logiku investic: místo posilování páteřní infrastruktury se buduje hustá síť malých nabíjecích uzlů, které lze umístit prakticky kamkoliv (parkoviště obchodu, čerpací stanice, zaměstnanecká parkoviště). Tepelné ztráty bufferu lze v zimě využít k temperování budovy nebo předeřevu BEV před odjezdem.

## 4. Vertikální a bifaciální FV: vyrovnání zima/léto

### 4.1 Problém asymetrického profilu

Klasická jižně orientovaná FVE pod sklonem 30–35° má v podmínkách ČR (50° s. š.) výrazně asymetrický roční profil výroby. V letních měsících (IV–IX) vyrobí ~73 % roční energie, v zimě (X–III) pouze ~27 %. Poměr letní/zimní výroba 2,35 znamená, že pro pokrytí zimní spotřeby (která je v ČR strukturálně vyšší kvůli vytápění a kratšímu dni) je potřeba předimenzovat letní výrobu, což generuje obtížně využitelné letní přebytky.

### 4.2 Vertikální bifaciální technologie

Vertikální FV panely orientované východ–západ tvoří úzké pásy (typicky 1,2–1,8 m vysoké), umístěné v rozteči 8–12 m. Bifaciální moduly zachycují záření na obou stranách, takže ranní slunce dopadá na východní stranu a odpolední na západní. Klíčový rozdíl oproti jižní orientaci spočívá v sezónním profilu: vertikální panel preferuje záření z nízkých úhlů (ráno/večer, podzim/zima) a naopak hůře přijímá vysoké letní slunce.

Měsíc	Jih 35° [%]	Vert E-W [%]	Komentář
I	3,5	5,0	Zima — vert. lepší
II	5,5	7,0	Zima — vert. lepší
III	9,0	9,5	Vyrovnané
IV	11,5	10,5	Léto — jih lepší
V	13,0	11,0	Léto — jih výrazně lepší
VI	13,5	11,0	Léto — jih výrazně lepší
VII	13,5	11,0	Léto — jih výrazně lepší
VIII	12,0	10,5	Léto — jih lepší
IX	9,5	9,5	Vyrovnané
X	6,5	7,5	Podzim — vert. lepší
XI	4,0	5,0	Zima — vert. lepší
XII	2,5	3,5	Zima — vert. výrazně lepší
Léto IV–IX	73,0	63,5	–9,5 p. b.
Zima X–III	27,0	37,5	+10,5 p. b.
Poměr L/Z	2,70	1,69	Plošší profil

Tab. 3: Měsíční rozdělení výroby [% roční energie] pro klasickou jižní FV (sklon 35°) a vertikální bifaciální FV E-W. Data jsou kompilací z měření Fraunhofer ISE, projektu Next2Sun (DE) a vlastních PVGIS modelací pro 50° s. š. Klíčový parametr je poměr léto/zima — pokles z 2,70 na 1,69 znamená lepší kompatibilitu se zimním deficitem ČR.

### 4.3 Energetická hodnota: kWh nejsou stejné

Roční výnos vertikální bifaciální FV je v ČR cca 900–950 kWh/kWp (oproti ~1000 kWh/kWp u jižní 35°), tj. o 5–10 % nižší. Tato čísla ovšem ignorují strukturu hodnoty energie. Cena

elektřiny v ČR je v zimě (prosinec–únor) typicky 2–3× vyšší než v letním poledni, kdy je trh saturován FVE. Pokud vážíme výrobu cenovou strukturou, vychází vertikální FV mírně lépe než jižní (váha 138,5 vs. 135,0 při faktoru zima/léto = 2,0). V kombinaci s tím, že vertikální systém produkuje dvojí denní špičku (ráno/večer) místo jedné polední, je z pohledu energetické hodnoty pro grid lepší volbou.

#### **4.4 Synergie s agrivoltaikou**

Vertikální FV jsou ideální technologií pro plošnou agrivoltaiku. Při šířce pásu 1,5 m a rozteči 10 m zabírají pouze 15 % půdy a 85 % zůstává plně přístupných pro mechanizaci včetně velkých kombajnů. Studie z Německa (Hofstetter, Trommsdorff) dokumentují, že luční porost i pícniny pod vertikálními pásy vykazují vyšší výnos o 3–7 % díky ochraně před extrémním slunečním zářením a větrem v poledních hodinách. V kontextu klimatické změny v ČR (sucho, vlny veder) je tento efekt v souladu se závěry třetí studie této série.

Hustota výkonu vertikální agrivoltaiky činí ~40 MWp/km<sup>2</sup> (oproti 100–120 MWp/km<sup>2</sup> u průmyslové polní). Z hlediska netto záboru půdy je však vertikální systém výrazně příznivější: na 1 km<sup>2</sup> alokované plochy je netto zabráno pouze 0,15 km<sup>2</sup>, zbytek plně produkuje. Měrný energetický výnos na netto zabranou plochu ( $40 \times 0,9 / 0,15 \approx 240$  GWh/km<sup>2</sup>/rok) je tak vyšší než u průmyslové polní FVE.

## 5. Power-to-X: dlouhodobá akumulace a synergie s plynárenstvím

### 5.1 Účinnostní řetězce

Power-to-X (P2X) označuje rodinu technologií, které přetvářejí elektrickou energii na chemicky vázanou (vodík, metan, kapalná syntetická paliva, amoniak) za účelem dlouhodobé nebo druhové akumulace. Klíčovým parametrem je round-trip účinnost — podíl původní elektrické energie, která se po průchodu řetězcem vrátí jako využitelná energie.

Řetězec	Účinnost	Aplikace
Elektřina → BESS → elektřina	85–92 %	Krátkodobá (h-dny)
Elektřina → tepelný akumul. → teplo	80–90 %	Dálkové vytápění (dny)
El. → H <sub>2</sub> (PEM/AEM) → elektřina	35–45 %	Sezónní H <sub>2</sub> záloha
El. → H <sub>2</sub> → CH <sub>4</sub> (Sabatier) → CCGT	25–35 %	Sezónní přes plynovou síť
El. → H <sub>2</sub> → e-metanol → motor	20–28 %	Lodní/těžká doprava
El. → H <sub>2</sub> → e-kerosin (FT) → motor	15–22 %	Letectví
El. → NH <sub>3</sub> → tepelný kotel/motor	30–40 %	Lodní doprava, hnojiva

Tab. 4: Round-trip účinnost vybraných P2X řetězců. Hodnoty jsou typické pro technologie 2024–2026. Klíčové pozorování: P2G přes plynovou síť obětuje 65–75 % energie výměnou za sezónní akumulaci řádu TWh, kterou BESS principiálně nemůže poskytnout (TWh stacionární baterie by stála stovky miliard EUR a měla by 15letou životnost).

### 5.2 Synergie s existující plynárenskou infrastrukturou ČR

ČR má z historických důvodů velmi rozvinutou plynárenskou infrastrukturu: podzemní zásobníky o objemu 3,7 mld. m<sup>3</sup>, plynovody o celkové délce 73 000 km, a 220 kompresních a regulačních stanic. Klíčový poznatek: tato infrastruktura představuje sezónní akumulační kapacitu řádu 37 TWh tepelné energie, což odpovídá ~20 TWh elektrické při zpětné konverzi v CCGT (combined cycle gas turbine) s účinností 55 %.

Pokud by jen třetina této kapacity byla doplňována syntetickým metanem z přebytků FVE/VTE (Sabatierův proces:  $4 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$ ), získá ČR sezónní elektrickou rezervu 6–8 TWh — což pokryje celý zimní deficit i v extrémních letech. Navíc se tím existující infrastruktura (která by jinak dosloužila s útlumem fosilního plynu) transformuje z lineárního prvku fosilního systému na cirkulační prvek OZE systému.

### 5.3 Tepelná synergie elektrolýzy

Elektrolyzátor s elektrickým výkonem 1 MW produkuje ~0,7 MW H<sub>2</sub> a ~0,2–0,25 MW odpadního tepla (60–80 °C), které je kvalitativně vhodné pro dálkové vytápění nebo nízkoteplotní průmyslové procesy. V kombinaci se Sabatier syntézou (silně exotermní) lze celkovou tepelnou účinnost zvýšit o dalších 10–15 % — část elektrické energie, která se „ztrácí“ v rámci P2G řetězce, zde plní funkci kogeneračního tepla pro města a obce.

Konkrétně: 1 GW elektrolyzátor v sezónním provozu (2 000 h/rok = 2 TWh el. vstup) generuje ~400–500 GWh tepla, což pokryje vytápění města o 50–70 tisících obyvatelích (ČB, Hradec Králové, Pardubice). Lokality elektrolyzátorů by tak měly být voleny v blízkosti existujících soustav CZT (centrálního zásobování teplem), nikoliv izolovaně.

### 5.4 Power-to-Fuel: přebytky pro letectví a námořní dopravu

Letecká doprava a námořní lodě se principiálně nedají elektrifikovat (hustota energie baterií je o řád nižší než kerosen). Cestou je P2F — syntetické kerosen vyrobené z H<sub>2</sub> (z OZE elektřiny) a CO<sub>2</sub> (zachyceného z atmosféry nebo bioplynu) procesem Fischer-Tropsch. Účinnost elektřina-kerosen je nízká (15–22 %), ale produkt je drop-in kompatibilní se stávajícími motory a infrastrukturou.

ČR je vnitrozemský stát bez vlastní rafinerské kapacity vázané na ropu, ale s rozvíjející se chemickou základnou. P2F na ploše 2 GW elektrolyzéro + FT syntézy by ročně vyrobilo cca 200–300 milionů litrů e-kerosen, což pokryje ~60 % současné spotřeby letiště Václava Havla. EU regulace ReFuelEU Aviation vyžaduje 2 % SAF (Sustainable Aviation Fuel) v roce 2025 a 70 % v roce 2050 — tento trh existuje, otázka je pouze, kdo jej obslouží.

## 6. Celková bilance fraktálního ekosystému ČR

### 6.1 Cílová poptávka 92 TWh

Při kompletní elektrifikaci osobní dopravy (14 TWh), 50 % vytápění tepelnými čerpadly s COP 3 (8 TWh), elektrifikaci části průmyslu (4 TWh) a vlastní spotřebě P2X procesu (6 TWh) vychází cílová roční výroba elektřiny ČR na ~92 TWh, tj. 50 % nárůst oproti současnosti. Tato hodnota je v souladu s prognózami ČEPS i scénáři ASEK (Aktualizovaná Státní Energetická Koncepce) pro horizont 2040–2050.

### 6.2 Navrhovaný mix zdrojů

Zdroj	Roční výroba [TWh]	CF [%]	Inst. výkon [GW]	Netto plocha [km <sup>2</sup> ]	% rozlohy ČR
FVE jižní (střechy + brownfieldy)	32,2	11,5	32,0	145	0,184 %
FVE vertikální bifaciální agrivoltaika	13,8	10,5	15,0	56	0,071 %
VTE onshore	27,6	25,0	12,6	50	0,064 %
Bioplyn + biomasa KGJ (vč. biomasy)	7,4	55,0	1,53	191	0,242 %
Vodní (stávající + malé)	4,6	40,0	1,31	7	0,008 %
Geotermální + spalovny + ostatní	3,7	65,0	0,65	1	0,001 %
P2G/P2F zpětně přes CCGT (sezónní)	2,8	30,0	1,05	1	0,001 %
CELKEM	92,1	—	64,1	451	0,572 %

Tab. 5: Navrhovaný mix zdrojů fraktálního ekosystému ČR pro cílovou roční výrobu 92 TWh. Plocha „brownfieldů“ v praxi často nezvyšuje skutečný zábor zemědělské půdy (jde o degradované areály). „Plocha biomasy“ je půda využitá pro pěstování energetických plodin, kde se elektřina spoluprodukuje vedle zemědělského produktu (silážní kukuřice → potravinová + energetická hodnota). Celkový netto zábor 451 km<sup>2</sup> = 0,57 % rozlohy ČR; po odečtení FV na střeších a brownfieldech klesá skutečný „čistý“ zábor zemědělské půdy pod 0,4 %.

### 6.3 Akumulační vrstva

Vrstva	Kapacita	Výkon	Časový horizont
Mikro BESS (1 mil. domácností)	5 GWh	5 GW	min–hodiny
Mezo BESS (obce, prům. parky)	15 GWh	8 GW	hodiny
Makro BESS (síťové)	10 GWh	4 GW	hodiny
V2G dostupné (z 384 GWh celk.)	~100 GWh	~10 GW realisticky	hodiny–dny
Tepelný akumulátor v CZT	~30 GWh tep.	tepelné, 5 GW	dny
P2G + zásobníky plynu (existující)	~37 TWh tep. → ~20 TWh el.	5–8 GW přes CCGT	týdny–měsíce
P2F kapalná syntetická paliva	neomezená (skladovatelná)	—	měsíce–roky

Tab. 6: Akumulační vrstva fraktálního ekosystému. Krátkodobé úložiště řeší denní cyklus, V2G hodinové až vícedenní výkyvy, P2G přes existující plynárenskou infrastrukturu sezónní bilanci. Klíčová úspora investic: zásobníky plynu už existují (3,7 mld. m<sup>3</sup>), instalace nové TWh BESS by stála řádově 1 000 mld. Kč.

### 6.4 Plošná stopa: revize pohledu na zábor půdy

Po rozkladu mixu na netto zabranou plochu vychází celý ekosystém ČR produkující 92 TWh ročně na ~451 km<sup>2</sup>, tj. 0,57 % rozlohy ČR. Jde o údaj zahrnující všechny prvky včetně biomasy a infrastruktury. Pokud z této plochy odečteme střešní FV a brownfieldy (které nezvyšují zábor zemědělské půdy), klesne čistý nový zábor zemědělské/přírodní plochy na ~310 km<sup>2</sup>, tj. 0,39 % rozlohy ČR.

Pro srovnání: zastavěná plocha ČR činí dnes ~10 % rozlohy (parkoviště, silnice, budovy). Plocha potřebná pro plnou energetickou soběstačnost ve fraktálním modelu je tedy 25x menší než stávající zastavěná plocha — a část této plochy je tvořena právě již existujícími střechami a brownfieldy.

## 7. Změna pohledu na přenosovou soustavu

### 7.1 Tradiční role přenosové soustavy

Současná přenosová soustava ČR (PS) byla navržena v 60.–80. letech 20. století s logikou „několik velkých zdrojů → páteřní vedení 400 kV → regionální rozvodny → distribuce“. Klíčové dimenzování bylo dáno schopností přenést ~12 GW špičky z hlavních elektráren (Temelín, Dukovany, Pruněrov, Počeradky, Tušimice) na celé území. Distribuce (110 kV a níže) byla naopak unidirekcionální — vedení do obce, rozvod ke spotřebitelům, žádný zpětný tok.

### 7.2 Co se změnilo: bidirekcionální tok a redukce dálkového přenosu

Ve fraktálním ekosystému je situace strukturálně jiná ve třech ohledech:

(a) Lokální výroba dominuje lokální spotřebě. Statistická obec ČR (3 000 obyvatel, plocha ~10 km<sup>2</sup>) má spotřebu ~4 GWh/rok = ~400 MWh/km<sup>2</sup>. Při průměrné ploše střech ~50 000 m<sup>2</sup> na obec a hustotě FV 200 Wp/m<sup>2</sup> lze v obci instalovat 10 MWp = ~10 GWh/rok. Tedy obec je v ročním součtu producent, ne spotřebitel. Přenosová soustava v takovém scénáři nefunguje jako transportní (zdroj→spotřeba), ale jako vyrovnávací (přebytek z venkovských obcí → města + průmysl).

(b) Přenosová špička klesá, vyrovnávací role roste. Pokud lokální BESS+V2G pohlcují denní výkyvy a P2G+CCGT řeší sezónní bilanci, nemusí PS přenášet plnou výrobní špičku — stačí, aby zvládla regionální výměnu. Modelové studie (Fraunhofer IEE, Eurelectric) ukazují, že při vysoké penetraci distribuované výroby a akumulace klesá maximální zatížení PS o 20–35 %, přestože celková výroba roste.

(c) Nutnost ovladatelné distribuce. Naopak distribuční síť (22 kV, 0,4 kV) musí přejít z pasivní na aktivní — tj. zvládat obousměrný tok, dynamicky řídit připojené zdroje a zátěže, a v reálném čase reagovat na povely vyšší úrovně. Investiční těžiště se přesouvá z PS na DS (distribuční soustavu).

### 7.3 Investiční implikace

ČEPS plánuje do roku 2034 investovat cca 90 mld. Kč do posílení PS (navýšení kapacity vedení 400 kV, nové trafostanice, propojení s DE a AT). V ekosystémovém pohledu je tato investice strukturálně nadhodnocená — pokud se část OZE a akumulace realizuje na úrovni DS, klesá potřeba dálkového přenosu. Realistický odhad přesměrování: 20–30 mld. Kč do PS by mělo být doprovázeno 60–80 mld. Kč do DS (včetně chytrých měřidel, dispečerských systémů, lokálních úložišť). Celkový rozpočet zůstává podobný, ale efekt na fraktální ekosystém je řádově vyšší.

## 8. Inteligentní řízení výroby a spotřeby

### 8.1 Hierarchická regulace

Fraktální ekosystém vyžaduje hierarchické řízení odpovídající jeho škálám. Na mikroúrovni domácí HEMS (Home Energy Management System) optimalizuje provoz spotřebičů, BESS a nabíjení BEV podle lokálního FV výkonu a denního tarifu. Na mezoúrovni agregátor (obec, družstvo, virtuální elektrárna) sdružuje až tisíce mikrosystémů a obchoduje jejich flexibilitu na trzích s podpůrnými službami. Na makroúrovni dispečer (ČEPS) řídí pouze velké uzly a agregované toky, nikoliv jednotlivé spotřebiče.

### 8.2 Cenové signály jako klíč k flexibilitě

Klíčovým mechanismem fraktálního ekosystému jsou dynamické cenové signály. Spotová cena elektřiny v ČR má v současnosti rozsah –50 až +500 EUR/MWh během dne. Pokud má

spotřebič (BEV nabíječka, tepelné čerpadlo, elektrolyzér) přístup k této cenové struktuře v reálném čase, automaticky optimalizuje svou provoz: BEV se nabíjí v noci a v poledne, TČ doplňuje tepelný akumulátor v hodinách FV přebytků, elektrolyzér jede pouze při ceně pod 30 EUR/MWh.

Důsledek: agregovaná denní křivka spotřeby se mění z dvojí špičky (ranní + večerní) na profil přibližně sledující výrobní křivku OZE. To je z pohledu sítě transformační efekt — klesá potřeba špičkových zdrojů a maximální zatížení vedení.

### **8.3 Predikční modely a strojové učení**

Provoz fraktálního ekosystému stojí na kvalitě prognóz: výroby (meteorologie 24-72 h dopředu), spotřeby (sociodemografie, počasí), cen (model trhu) a stavu sítě (kongesce, výpadky). Každá z těchto úloh je v současnosti řešitelná s chybou pod 5-10 % pomocí strojového učení (LSTM, transformery). Spojení prognostických modelů s optimalizačními algoritmy (mixed-integer linear programming) umožňuje plánovat denní provoz tisíců zdrojů a úložišť v reálném čase.

## 9. Srovnání fraktálního a centralizovaného systému

Aspekt	Centralizovaný (současný)	Fraktální (navržený)
Počet zdrojů	~50 velkých (>100 MW)	~10 <sup>6</sup> (5 kW - 100 MW)
Typický výpadek	1 GW (jeden blok)	0,01–10 MW (statisticky)
Doba odezvy na výpadek	minuty (primární regulace)	sekundy (lokální BESS)
Doba výstavby nového výkonu	10–20 let (jaderný blok)	1–5 let (modul po modulu)
Inovační cyklus	40–60 let (životnost zdroje)	5–10 let (postupná obnova)
Plošná stopa systému ČR	~250–400 km <sup>2</sup> (ETE celk.)	~310–451 km <sup>2</sup> (celý mix)
Akumulace	PVE 2,4 GWh + import	BESS+V2G 130 GWh + P2G 20 TWh
Závislost na palivu	U (dovoz Rusko/Kazachstán)	Obnovitelné, bez dovozu
Ovladatelnost spotřeby	minimální	vysoká (HEMS, dyn. tarify)
Časový horizont závazku	10 <sup>5</sup> –10 <sup>6</sup> let (vyhořelé palivo)	~30 let na cyklus
Resilience proti počasí	vysoká, ale zranitelnost suchem	distribuovaná, povětrn. diverz.
Ekonomika krátkodobá	stabilní (LCOE), ale rigidní	volatilní spot, ale flexibilita
Modernizace za provozu	obtížná (odstávky)	kontinuální (modul po modulu)
Kompatibilita s e-mobilitou	neutrální	synergická (V2G)
Sezónní akumulace	neexistuje	P2G + plynová síť (37 TWh tep.)

Tab. 7: Strukturální srovnání centralizovaného a fraktálního energetického systému. Údaje vychází z dat předchozích tří studií této série a z numerické bilance této studie.

## 10. Implementační roadmapa pro ČR

Horizont	Klíčová opatření	Cíl
2026–2030 (přípravná fáze)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reforma síťových tarifů a cenových signálů</li> <li>• Akreditace V2G technologií (ISO 15118-20)</li> <li>• Pilotní agregátoři flexibility</li> <li>• Akcelerace střešní FV (cíl 5 GWp do 2030)</li> <li>• První flash chargery (200+ stanic)</li> <li>• Pilot vertikální agriPV (10 lokalit)</li> </ul>	10 GW OZE 2 GW BESS 0,5M BEV 100 GWh V2G capacity
2030–2040 (rozvojová fáze)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plošný rollout vertikální agriPV (1–2 GWp/rok)</li> <li>• 4 velká P2G zařízení (1 GW celkem)</li> <li>• Modernizace DS na chytrou síť</li> <li>• 60 % nové výroby z OZE</li> <li>• Útlum uhlí, postupný útlum jaderných bloků EDU</li> <li>• Mass-rollout V2G v urbánních zónách</li> <li>• Přesun investic z PS do DS</li> </ul>	30 GW OZE 50 GWh BESS 3M BEV P2G 1 GW funkční
2040–2050 (konsolidace)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dokončení mixu 92 TWh</li> <li>• Plná V2G dostupnost (100 GWh)</li> <li>• Sezónní akumulace v plynové síti (10+ TWh)</li> <li>• P2F pro letectví a námořní</li> <li>• Plně decentralizovaný dispečink (DSO+TSO)</li> <li>• Útlum poslední velké tepelné výroby na fosil</li> </ul>	64 GW OZE 130 GWh BESS 6M BEV P2G/P2F 4 GW Elektrifikace 100% os. dopravy

Tab. 8: Třífázová implementační roadmapa fraktálního ekosystému ČR. Časový horizont 25 let je v souladu s životností OZE technologií (repowering 25–30 let) a s vozovým parkem (15–20 let plné obrátky). Každá fáze obsahuje měřitelné cíle, které lze sledovat v ročních zprávách ČEPS, ERÚ a ČSÚ.

## 11. Závěr

Tato čtvrtá studie navrhuje přechod české energetiky z modelu několika málo velkých zdrojů s nízkou flexibilitou na fraktální ekosystém integrovaný v třech škálách (mikro-mezo-makro),

v němž výroba, akumulace a řízená spotřeba fungují jako jeden celek. Klíčová zjištění:

(I) Cílová roční výroba 92 TWh pokrývá současnou spotřebu, plnou elektrifikaci osobní dopravy, polovinu vytápění tepelnými čerpadly, část průmyslu a vlastní spotřebu Power-to-X. Mix obsahuje FVE (50 %), VTE (30 %), bioplyn (8 %), vodní (5 %), geotermiku (4 %), P2G zpětně (3 %).

(II) Vozový park 6,4 milionu BEV představuje virtuální úložiště 384 GWh (160× kapacita PVE Dlouhé stráně). Realisticky dostupných ~100 GWh přes V2G poskytuje teoretický akumulací výkon 31 GW = 260 % špičky ČR. Současně se uvolní 5 mld. litrů paliva ročně, jehož část lze rezervovat pro krizovou kogeneraci.

(III) Vertikální bifaciální FV snižuje poměr letní/zimní výroby z 2,70 na 1,69, lépe odpovídá zimnímu deficitu ČR a v cenově vážené hodnotě překonává klasickou jižní orientaci. Spojení s plošnou agrivoltaikou navíc zachovává 85 % půdy pro zemědělství.

(IV) Power-to-Gas přes existující zásobníky plynu (3,7 mld. m<sup>3</sup> = 37 TWh tepelné kapacity) řeší sezónní akumulaci, kterou BESS principiálně nedokáže ekonomicky zajistit. Existující plynárenská infrastruktura se transformuje z lineárního prvku fosilního systému na cirkulační prvek OZE.

(V) Skutečná plošná stopa celého ekosystému činí 451 km<sup>2</sup> = 0,57 % rozlohy ČR (po odečtení střech a brownfieldů 0,39 %). Jde o údaj řádově nižší než zastavěná plocha ČR (~10 %) a srozumitelně kompatibilní se zemědělskou produkcí (vertikální agriPV).

(VI) Přenosová soustava mění funkci z transportní na vyrovnávací. Maximální zatížení klesá o 20–35 %, investiční těžiště se přesouvá z PS do DS, distribuční sítě přechází z pasivních na aktivní. Investice ČEPS by měly být doprovázeny 2–3× většími investicemi do distribučních sítí a chytrých měřidel.

(VII) Modularita a postupný upgrade je strukturální výhodou: OZE+akumulace se obnovují v ročním tempu 3–5 %, čímž absorbují technologický pokrok. Centralizovaná soustava tuto vlastnost nemá — blok uvedený v provozu v roce 1985 dnes pracuje na technologii 40 let staré.

(VIII) Resilience. Fraktální systém má strukturálně odlišnou odezvu na poruchy: výpadek libovolné jednotky představuje <0,1 % celku a je v reálném čase pohlcen distribuovanou akumulací. Pravděpodobnost totálního výpadku je řádově nižší než u centralizovaného systému s několika málo velkými zdroji.

(IX) Časový horizont implementace je 25 let (2026–2050), v souladu se životností OZE technologií, obnovou vozového parku a obvyklým horizontem strategických energetických koncepcí. Každá fáze (přípravná, rozvojová, konsolidační) má měřitelné cíle ověřitelné v běžně publikovaných statistikách.

(X) Diskuse o energetice ČR by se podle této analýzy neměla vést jako volba mezi „velkými zdroji“ a „obnovitelnými zdroji“, ale jako otázka architektury celého systému. Stávající velké zdroje (zejména jaderné) mohou v krátkodobém horizontu plnit funkci stabilního základního zatížení, zatímco fraktální vrstva se pod nimi postupně buduje. V dlouhodobém horizontu však strukturální výhody fraktálního modelu (modularita, resilience, kompatibilita s elektromobilitou, nulový časový závazek odpadu) převažují.

## 12. Použité zdroje

- [1] Předchozí studie této série: „Když se zeptáte poctivě“ (I), „Skutečný zábor půdy a plošná energetická bilance ČR“ (II), „Vliv FVE a VTE na vodní bilanci a mikroklíma“ (III), [violka.info](http://violka.info) 2026.
- [2] ERÚ (2024): Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy ČR.
- [3] ČSÚ (2024): Statistiky energetiky a dopravy.
- [4] ČEPS (2024): Predikce vývoje spotřeby elektřiny v ČR do 2040.
- [5] Fraunhofer ISE (2023): Agrivoltaics — Opportunities for agriculture and the energy transition.
- [6] Trommsdorff, M. et al. (2021): Combining food and energy production: Design of an agrivoltaic system applied in arable and vegetable farming. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*.

- [7] Next2Sun GmbH (DE) — technická dokumentace vertikálních bifaciálních systémů a měření na referenčních lokalitách.
- [8] PVGIS (JRC EU): European Commission Photovoltaic Geographical Information System, simulace pro 50° s. š.
- [9] IRENA (2024): Renewable Energy Outlook 2050 — Power-to-X pathways.
- [10] IEA (2024): The Future of Hydrogen and Power-to-Gas integration.
- [11] Fraunhofer IEE (2023): Distribution Grid Integration of Renewable Energies and Flexibility.
- [12] Eurelectric (2024): Power Distribution in Europe — Facts & Figures.
- [13] Sterner, M., Stadler, I. (2019): Handbook of Energy Storage. Springer.
- [14] Acatech (2018): Sektorenkopplung — Optionen für die nächste Phase der Energiewende.
- [15] National Grid ESO (UK) — V2G pilot studies (Project Sciurus, EV-elocity).
- [16] Nuvve, dreev, Octopus Energy: V2G commercial deployments — annual reports 2023–2025.
- [17] Hydrogen Europe (2024): Clean Hydrogen Monitor — production, storage, distribution.
- [18] Energy Brainpool (2024): Sezónní bilance plynových zásobníků v EU a jejich role v transformaci.
- [19] DENA Studie (2018): Integrierte Energiewende — kvantifikace synergie elektřina-plyn-teplo.
- [20] EU ReFuelEU Aviation, FuelEU Maritime — regulatorní rámce pro syntetická paliva.
- [21] ISO 15118-20 (2022): Road vehicles — Vehicle to grid communication interface.
- [22] OCPP 2.0.1 (Open Charge Point Protocol) — Open Charge Alliance.
- [23] SÚRAO, MPO ČR — strategické dokumenty energetické bezpečnosti a zásobníků.
- [24] ASEK — Aktualizovaná Státní Energetická Koncepce (revize 2024–2025).
- [25] Frontiers in Energy Research (2024): Sector coupling and the role of distributed energy resources in deep decarbonization.
- [26] Joule (2023): The role of vehicle-to-grid in deep decarbonization scenarios.
- [27] Nature Energy (2023): Cost-effective decarbonization of European power systems with distributed flexibility.

*Tento dokument je technicko-analytický rozbor čtvrtý v sérii violka.info. Neobsahuje politická doporučení ani regulatorní stanoviska. Cílem je transparentně předložit metodiku a vstupní hodnoty tak, aby výpočty byly nezávisle ověřitelné. Numerické hodnoty vycházejí z publikovaných dat a typických parametrů uváděných v technické literatuře a oficiálních statistikách; přesné hodnoty se v aktuálních zdrojích mohou lišit. Práce je řádovým rozbořem s důrazem na metodickou strukturu a vzájemné porovnání systémů.*