

Zkušenosti s rozvojem OZE v ČR

*Ing. Michal Šváb
ENA s.r.o.*

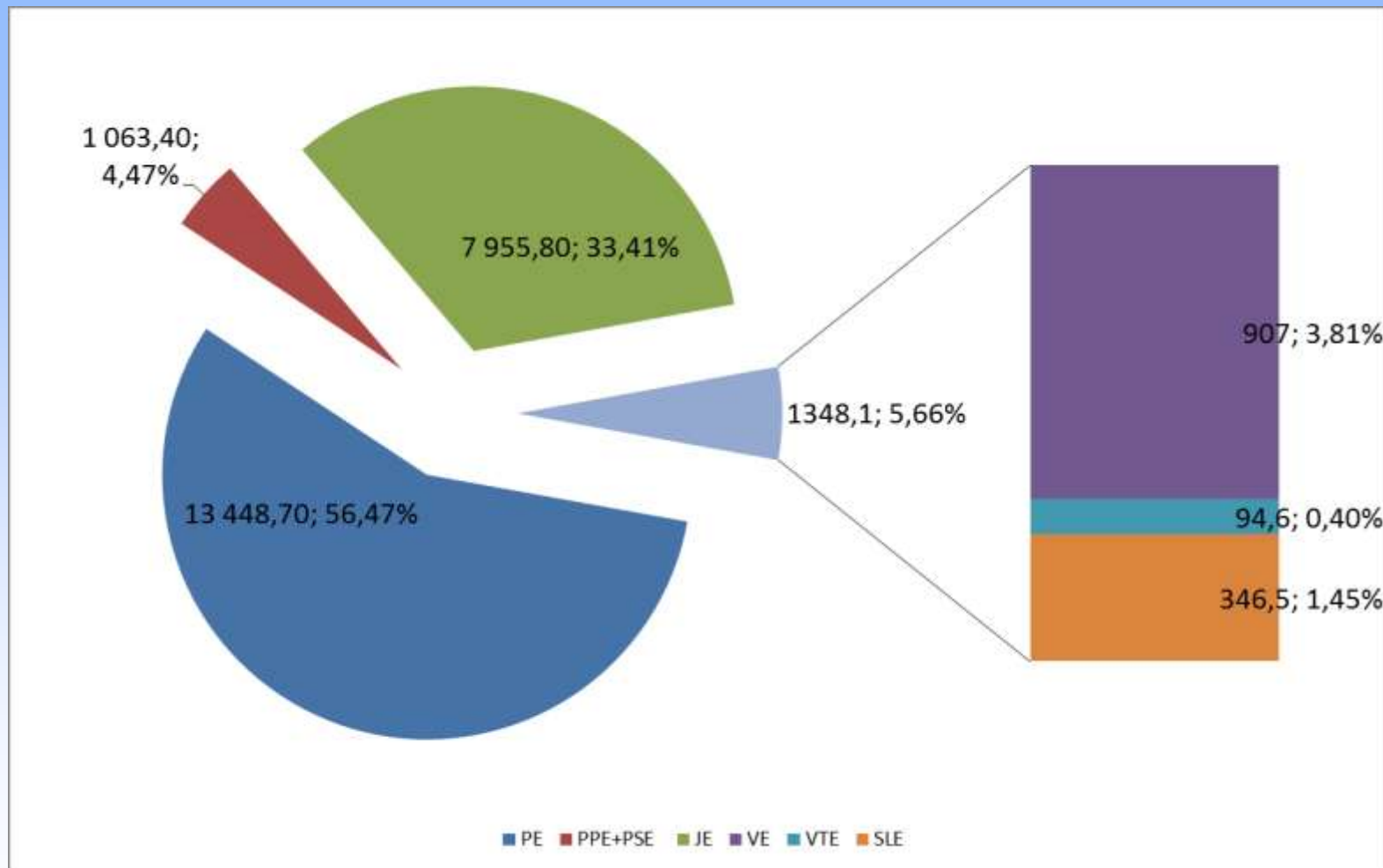
Obsah prezentace

- Představení ENA
- Podíl OZE v energetickém mixu ČR
- Změna výkupních cen
- Větrné elektrárny
- Biomasa, bioplyn
- Fotovoltaické elektrárny
- Ostatní zdroje OZE
- Pohled do budoucnosti
- Celkové shrnutí

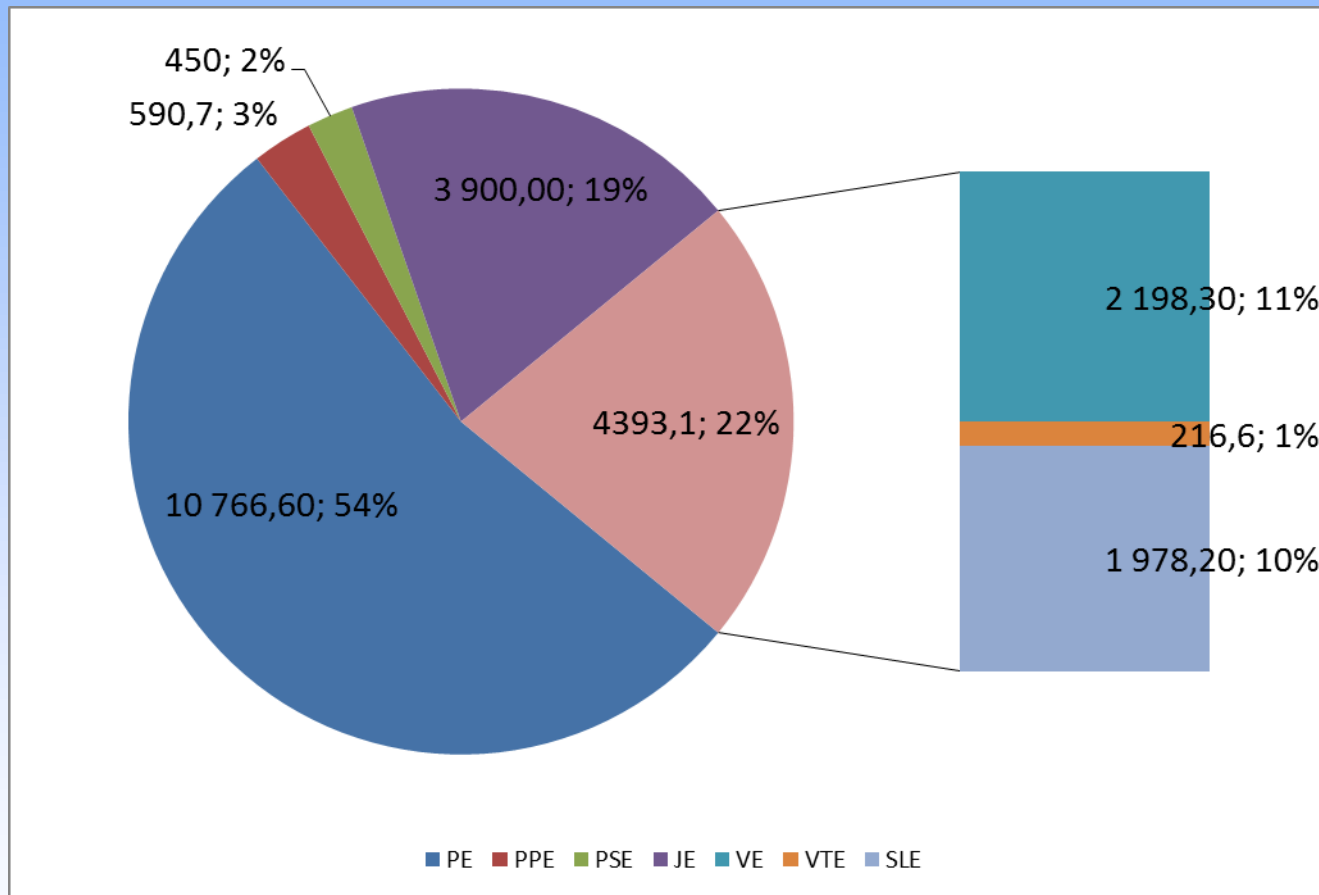
ENA s.r.o.

- Založena v r.1992 jako specializovaná konzultační firma zaměřená na poradenskou činnost v energetice.
- Základní aktivity:
 - Technické poradenství v oblasti OZE
 - Energetické audity, Technical Due-Dilligence
 - Poradenství v oblasti plynárenství, elektroenergetiky, teplárenství a těžby nerostných surovin
 - Poradenství v oblasti cen a tarifů, konkurenceschopnost paliv a energií
 - Ekonomické analýzy, Marketingové studie, Akvizice
 - Strategické poradenství v energetice

Výroba elektřiny v ČR 1Q/2011 (GWh;%)



Instalovaný výkon v ČR 2011 (MW;%)



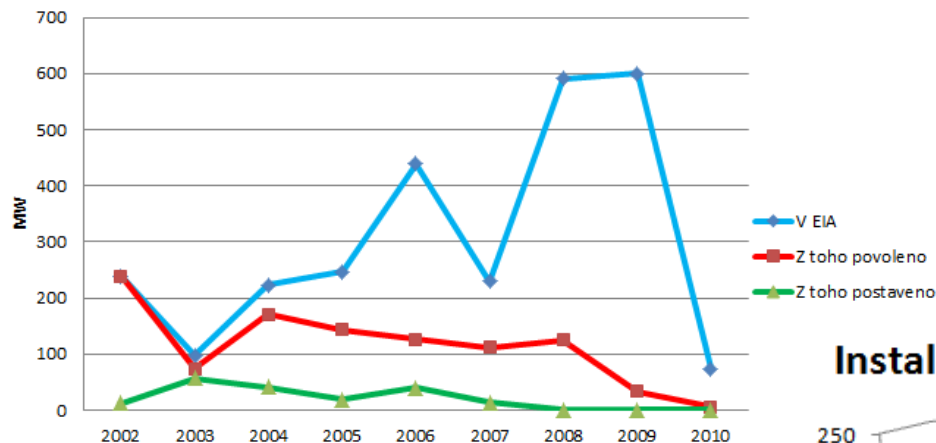
Výkupní ceny elektřiny (2011) z OZE v závislosti na roce uvedení do provozu

Typ výroby	Uvedení do provozu 2010 (Kč/MWh)	Uvedení do provozu 2011 (Kč/MWh)
Vodní el. do 10 MWe	3 060	3 000
Spalování čisté biomasy (O1)	4 580	4 580
Spalování čisté biomasy (O2)	3 530	3 530
Spalování čisté biomasy (O3)	2 630	2 630
Spalování bioplynu (AF1)	4 120	4 120
Spalování bioplynu (AF2)	3 550	3 550
Větrná el.	2 280	2 230
Geotermální el.	4 500	4 500

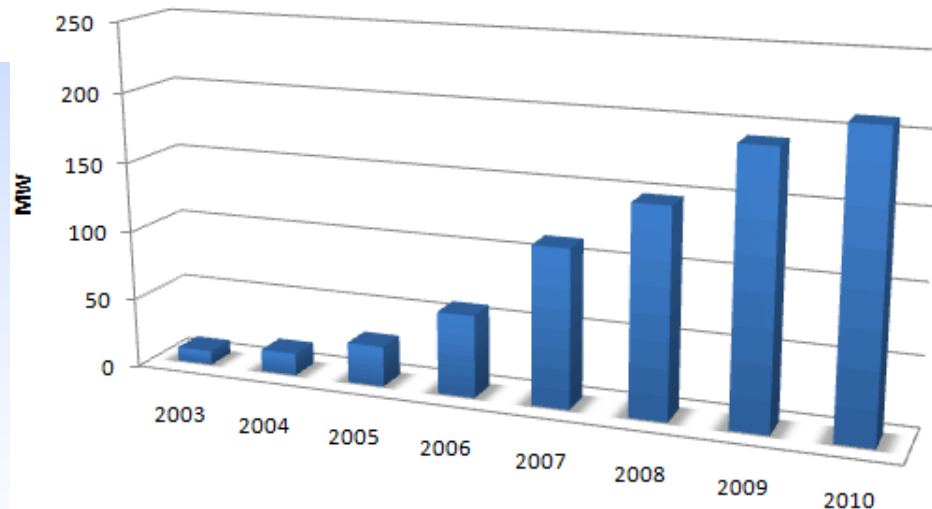
Výkupní ceny elektřiny (2011) z OZE v závislosti na roce uvedení do provozu

Typ výroby	Uvedení do provozu 2010 (Kč/MWh)	Uvedení do provozu 2011 (Kč/MWh)
FVE do 30 kW	12 500	7 500
FVE od 30 do 100 kW	12 400	5 900
FVE od 100 kW	12 400	5 500

Větrná energie



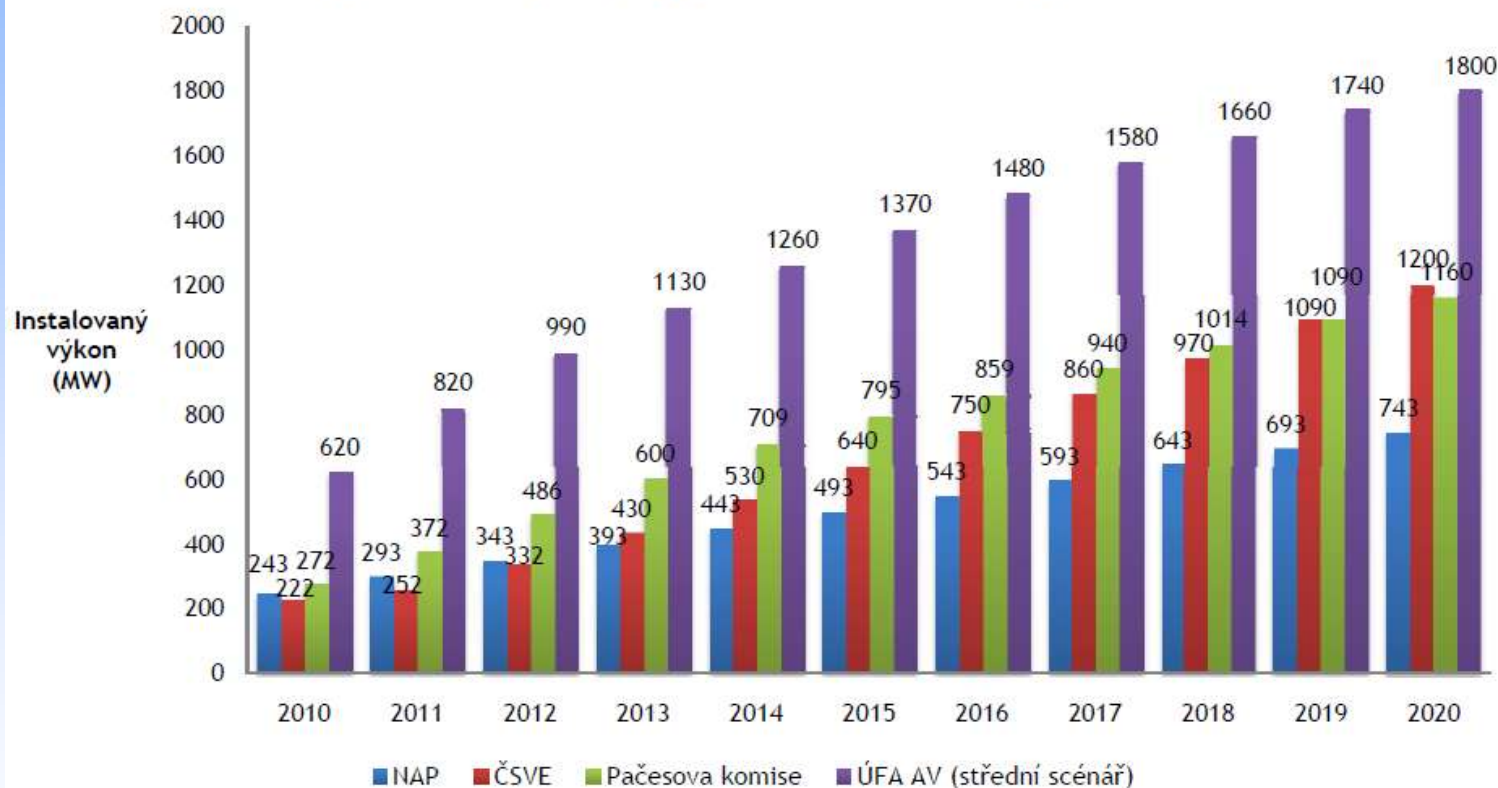
Instalované větrné elektrárny v ČR celkem (MW)



Zdroj: ČSVE

Větrná energie

Předpokládaný vývoj instalovaného výkonu VTE



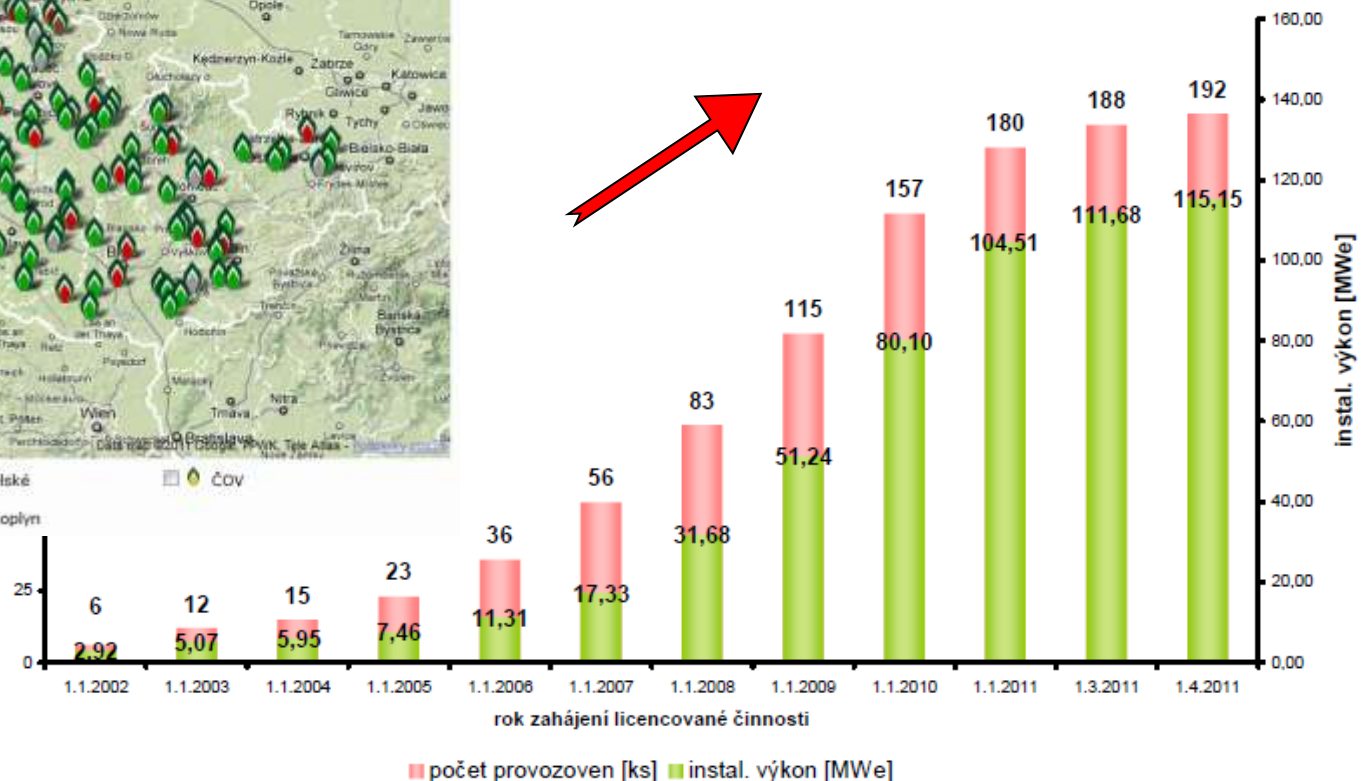
Zdroj: ČSVE

Bioplyn v ČR – současná situace

Mapa bioplynových stanic



Podíl bioplynu, stav k 1.4.2011



Zdroj: ERÚ, CZBA

Nástup biomasy a bioplynu

- konverze fluidního kotle elektrárny Hodonín na spalování čisté biomasy, 30 MWe
- V Plzeňské teplárenské zatím největší nový blok na biomasu, 11,5 MWe.
- Kotel K12 v MONDI Štětí
- Desítky menších projektů – *velmi otazné z hlediska dostupnosti vstupní suroviny*

Národní Akční Plán (NAP) 2020:

- Nárůst výroby elektřiny z tuhé biomasy na 3,3 TWh
- Čtyřnásobek nárůstu výkonu v bioplynu na cca 400 Mwe (2,8 TWh/rok)

Odhadovaný potenciál zbytkové biomasy do roku 2020

Zdroj biomasy	v PJ
zbytková obilná sláma	79, 4
řepková sláma	10, 9
celkem biomasy pro spalování	90, 3
kukuřice na siláž (s odečtením skotu)	- 2,2
TTP	47,9
celkové množství biomasy pro bioplyn	45, 7
Celkem (včetně lesních zbytků 9,3 PJ)	145,3

Zdroj: výstupy projektu „Metodika a analýza potenciálu biomasy v ČR“

- V případě cíleného pěstování biomasy na 11,5% půdy, je celkový potenciál kalkulován na 147,9 PJ.

Návrh opatření pro zlepšení využívání potenciálu biomasy

- Zvýšený důraz na efektivitu kogeneračního režimu.
- Snížení podpory spalování biomasy – uvolnění potenciálu biomasy pro trh.
- Revize plánovaného dovozu biopaliv.
- Rozvoj projektů vtláčení bioplynu do plynárenských sítí.
- Podpora biomasy a bioplynu (i OZE obecně) jako zdroje tepla.

Srovnání variant

- Varianta TRVALÝ PROVOZ
 - Předpoklad > 7 300 hod/rok
 - Výkup elektřiny v režimu Pevné výkupní ceny (AF 1: **4 120 Kč/MWh**)
 - Vstupní podmínkou je vyřešený a smluvně zajištěný kontinuální odběr tepla mimo špičku (odběr tepla v noci, dodávka tepla o víkendu apod.)
 - Vyšší nároky na obsluhu
 - Celkově nižší životnost
- Varianta POLOŠPIČKOVACÍ PROVOZ
 - Předpoklad cca 5 300 hod/rok
 - Výkup zeleného bonusu (AF 1: **3 150 Kč/MWh**)
 - Prodej silové elektřiny (v pásmu „Peak 14/12“: **1 860 Kč/MWh**)
 - Vstupní podmínkou je smluvně zajištěný prodej SE
 - Možnost servisu po dobu odstávky
 - Celkově delší životnost technologie

Cash Flow – varianty hodiny proběhu za rok

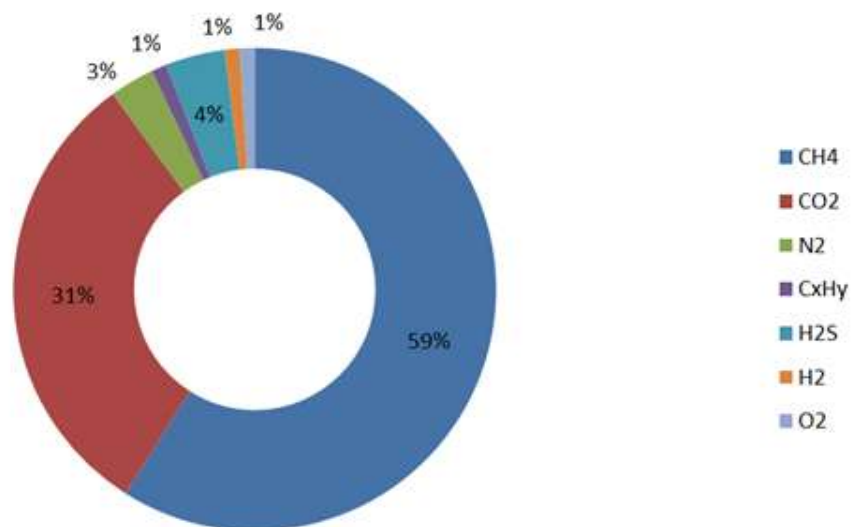
Počet hodin za rok	6 600	6 900	7 200	7 500	7 800	8 100	
Náklady na realizaci (tis. Kč)							Poznámka
Vlastní bioplynová stanice	114 400,00	114 400,00	114 400,00	114 400,00	114 400,00	114 400,00	
Kogenerační jednotky	47 600,00	47 600,00	47 600,00	47 600,00	47 600,00	47 600,00	
CELKEM	162 000	162 000	162 000	162 000	162 000	162 000	
Provozní náklady (tis. Kč / rok)							Poznámka
Vlastní bioplynová stanice	59 895,34	62 264,31	64 633,28	67 002,25	69 371,22	71 740,18	
Kogenerační jednotka	7 147,00	7 147,00	7 147,00	7 147,00	7 147,00	7 147,00	
CELKEM	67 042	69 411	71 780	74 149	76 518	78 887	
Ocenění výroby energie a tržeb zprodeje elektřiny a tepla							
Dosažitelná výroba elektrické energie	18 810,0	19 665,0	20 520,0	21 375,0	22 230,0	23 085,0	MWh/rok
Výkupní cena elektřiny v kategorii AF 1	4 120,0	4 120,0	4 120,0	4 120,0	4 120,0	4 120,0	Kč/MWh (F-i T 2011)
Dosažitelná výroba tepla	22 407,0	23 425,5	24 444,0	25 462,5	26 481,0	27 499,5	GJ
Prodejní cena tepla	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	Kč/GJ
Příjem z prodeje elektřiny a tepla	84 219,3	88 047,5	91 875,6	95 703,8	99 531,9	103 360,1	tis. Kč/rok
Ekonomické vyhodnocení opatření							
Roční cash flow	17 177,0	18 636,1	20 095,3	21 554,5	23 013,7	24 472,9	tis. Kč
Čistá současná hodnota (NPV)	90 247,2	90 247,2	111 675,5	133 103,9	154 532,3	175 960,6	tis. Kč
Vnitřní výnosové procento (IRR)	12,3%	12,3%	13,8%	15,2%	16,6%	18,0%	
Ukazatel ziskovosti (PI)	55,7%	55,7%	68,9%	82,2%	95,4%	108,6%	
Prostá doba návratnosti	9,4	8,7	8,1	7,5	7,0	6,6	let
Reálná (dikontovaná) doba návratnosti	10,4	9,3	8,4	7,7	7,0	6,5	let

Cash Flow – varianta 5300 hod/rok – pološpičkový provoz zdroje

Počet hodin za rok	5 300	
Náklady na realizaci (tis. Kč)		Poznámka
Vlastní bioplynová stanice	114 400,00	
Kogenerační jednotky	47 600,00	
CELKEM	162 000	
Provozní náklady (tis. Kč / rok)		Poznámka
Vlastní bioplynová stanice	54280	
Kogenerační jednotka	7 147,00	
CELKEM	61 427	
Ocenění výroby energie a tržeb zprodeje elektřiny a tepla		
Dosažitelná výroba elektrické energie	15 105,0	MWh/rok
Cena za zelený bonus AF 1	3150	Kč/MWh (ZB 2011)
Výkupní cena silové elektřiny	1860	Kč/MWh
Dosažitelná výroba tepla	17 993,5	GJ
Prodejní cena tepla	300	Kč/GJ
Příjem z prodeje elektřiny a tepla	81 074,1	tis. Kč/rok
Ekonomické vyhodnocení opatření		
Roční cash flow	19 647,1	tis. Kč
Čistá současná hodnota (NPV)	232 986,3	tis. Kč
Vnitřní výnosové procento (IRR)	18,9%	
Ukazatel ziskovosti (PI)	143,8%	
Prostá doba návratnosti	8,2	let
Reálná (dikontovaná) doba návratnosti	7,3	let

Vtláčení biometanu do plynárenských sítí (1)

Poměrné složení reaktorového bioplynu



Komponenta	Poměrné složení
CH ₄	59,0%
CO ₂	31,0%
N ₂	3,0%
C _x H _y	1,0%
H ₂ S	4,0%
H ₂	1,0%
O ₂	1,0%

BIOPLYN Reaktorový - 100%

10%

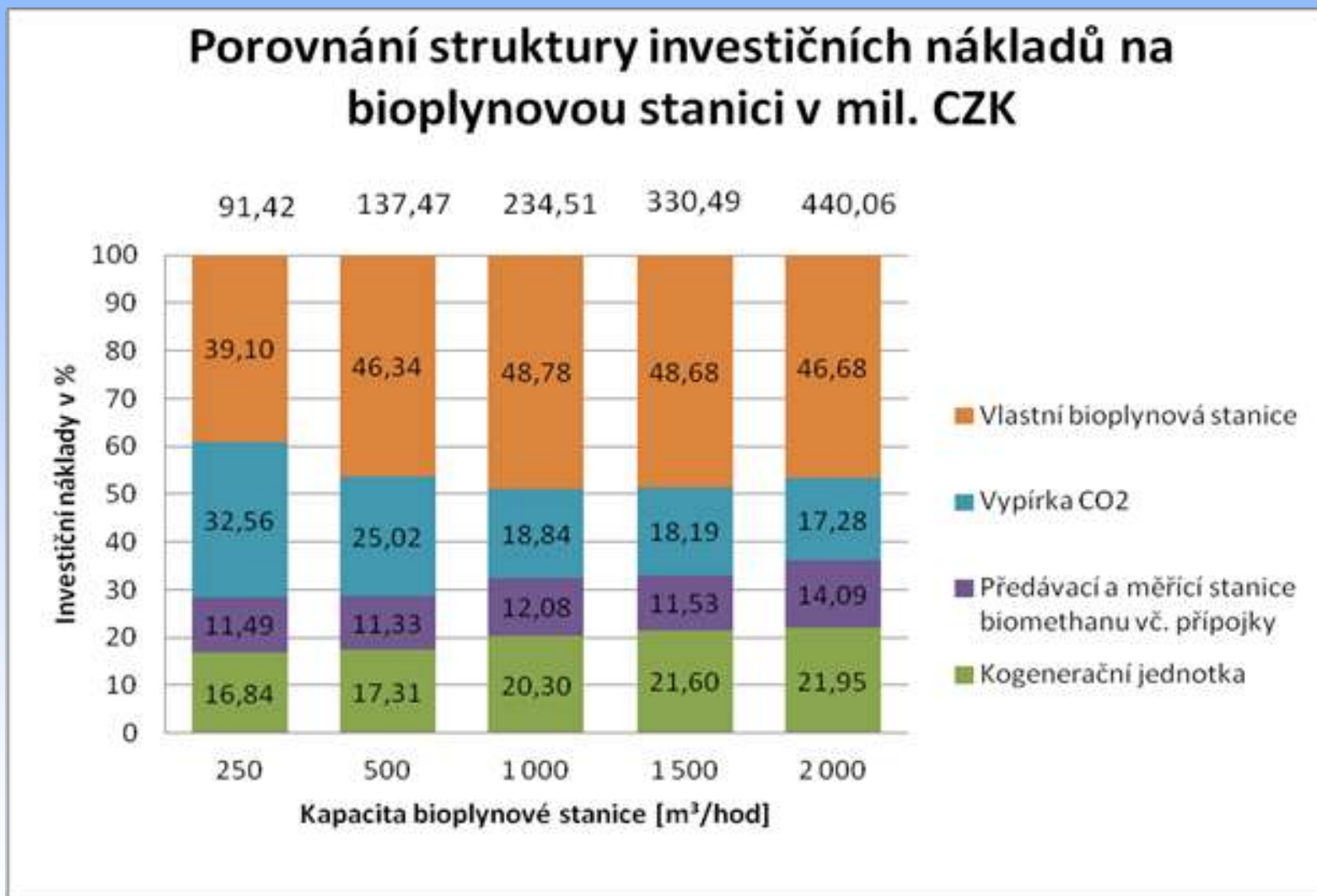
CO₂ - 31%

BIOMETAN - 59%

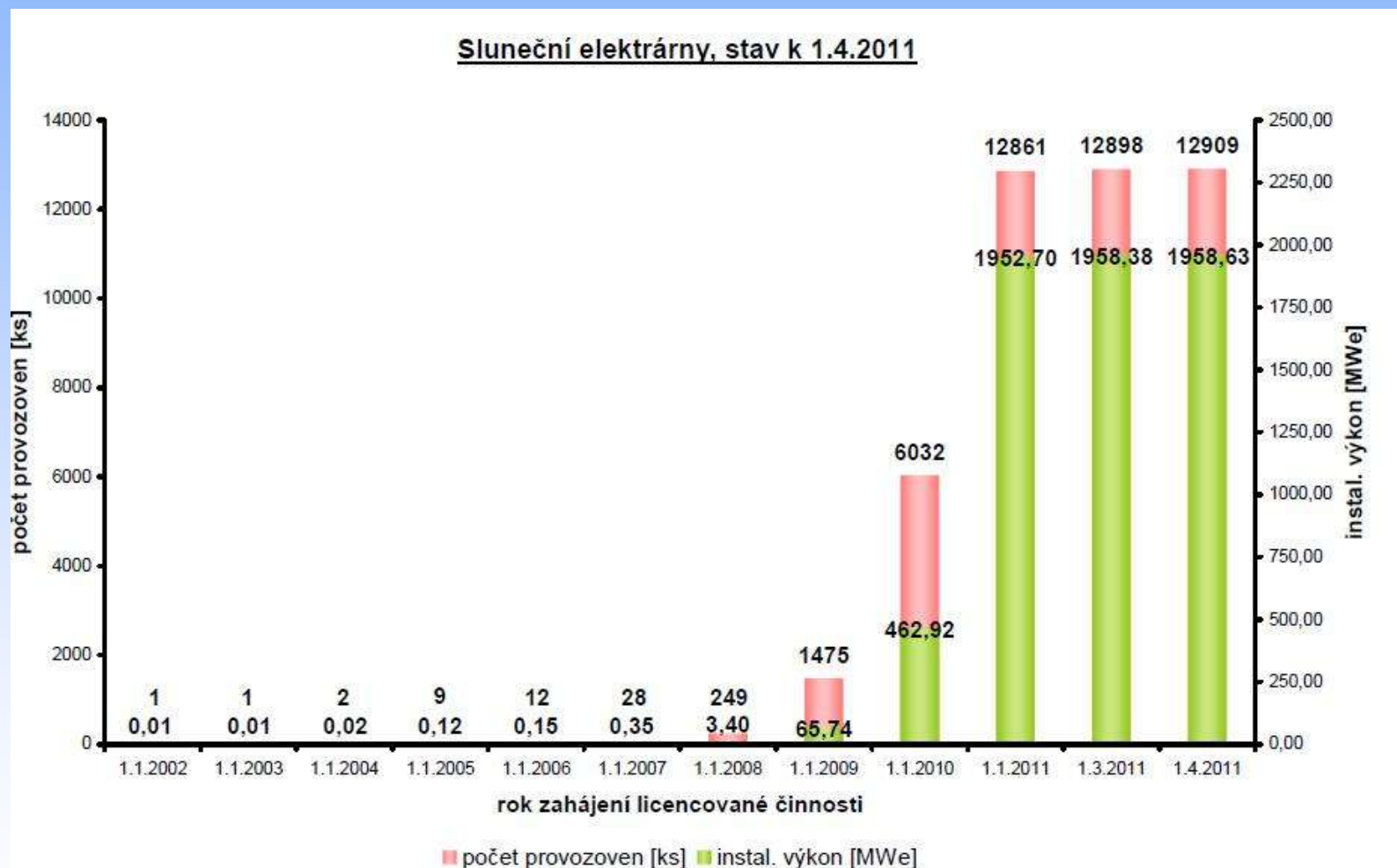
Vtláčení biometanu do plynárenských sítí (2)

- Biometan – (též Green Gas) je bioplyn upravený na plyn srovnatelný svou kvalitou a čistotou se zemním plynem (obvykle s obsahem metanu větším než 95 obj. %).
- Technologické části vtláčení biometanu
 - Odsíření surového bioplynu
 - Separace oxidu uhličitého (výroba biometanu z bioplynu)
 - Komprese a vtláčení biometanu

Vtláčení biometanu do plynárenských sítí (3)



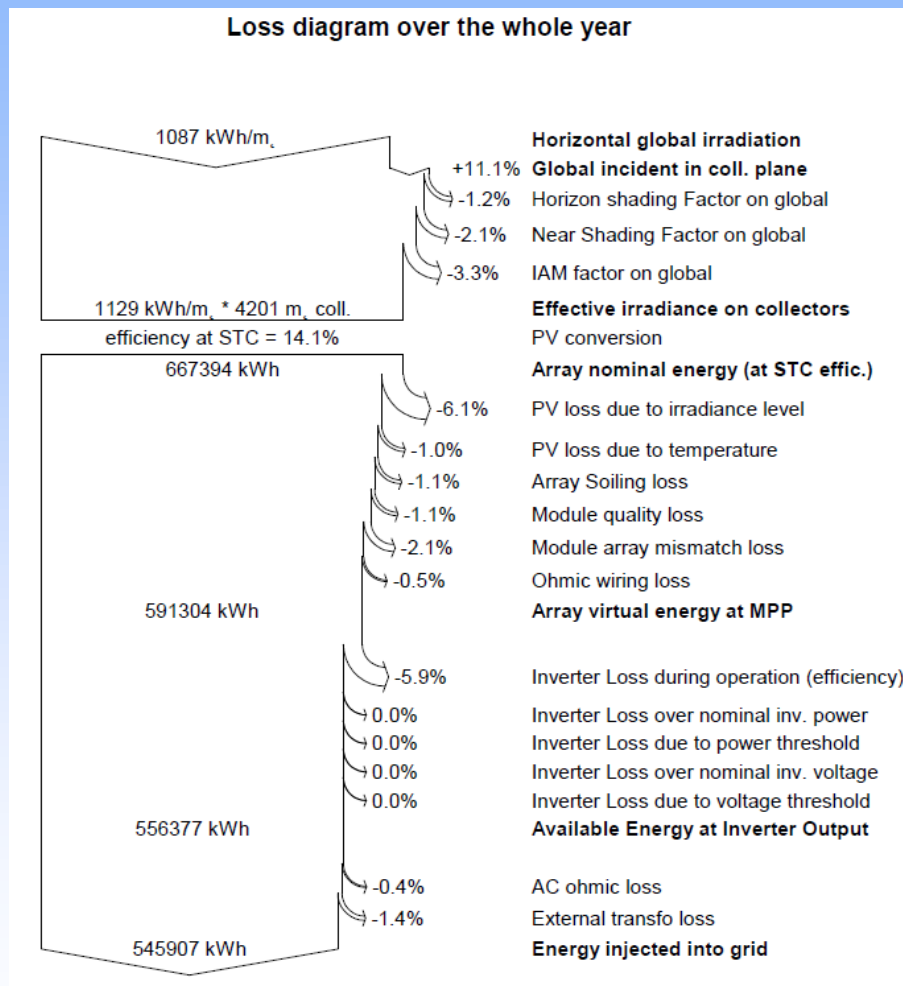
Fotovoltaické elektrárny – přehled v ČR



Fotovoltaické elektrárny – co je nutno zvážit pro správné posouzení výroby?

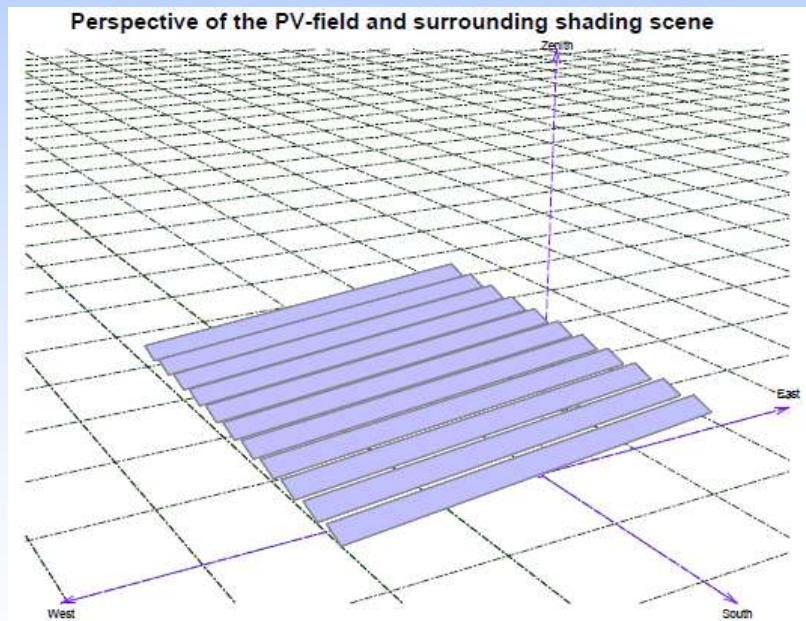
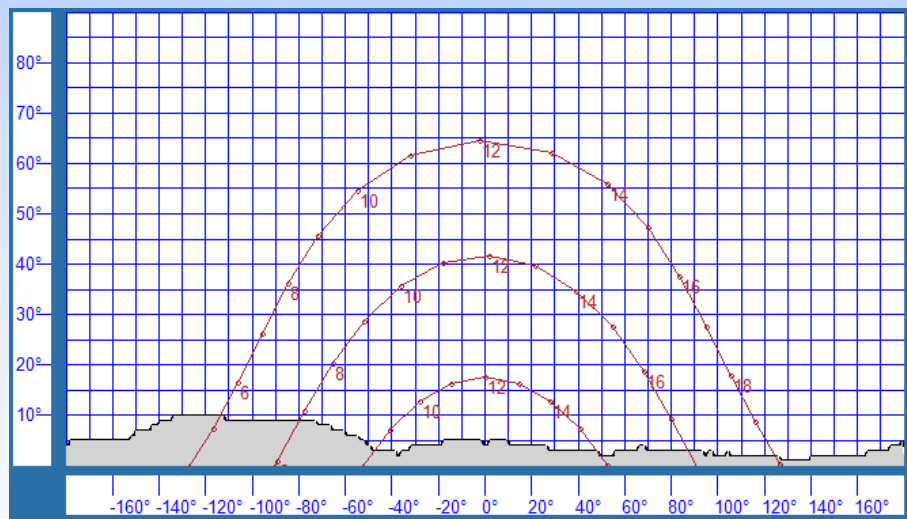
- **Reprezentativní meteodata** (globální záření, teplota, případně i přímé/difúzní záření a vítr)
- Přesně daná a **ověřená konfigurace FVE** včetně detailního popisu jednotlivých prvků FVE
- **Dynamické závislosti systému** (teplotní koeficienty panelů, výkonové závislosti panelů a invertorů aj.)
- Geometrie systému (souřadnice, sklony, azimut),
- Stínění (horizontem, překážkami i vzájemné stínění řad panelů)
- Degradace výkonu panelů v čase
- Ztráty v kabeláži a trafostanici (jmenovité vs. pod zatížením)
- Další korekční faktory - spektrální ztráty, ztráty odrazem (incidence loss), výkonové tolerance panelů a mismatch loss, albedo okolí aj.

Fotovoltaické elektrárny – ztráty při výrobě



Fotovoltaické elektrárny – vliv jednotlivých komponent

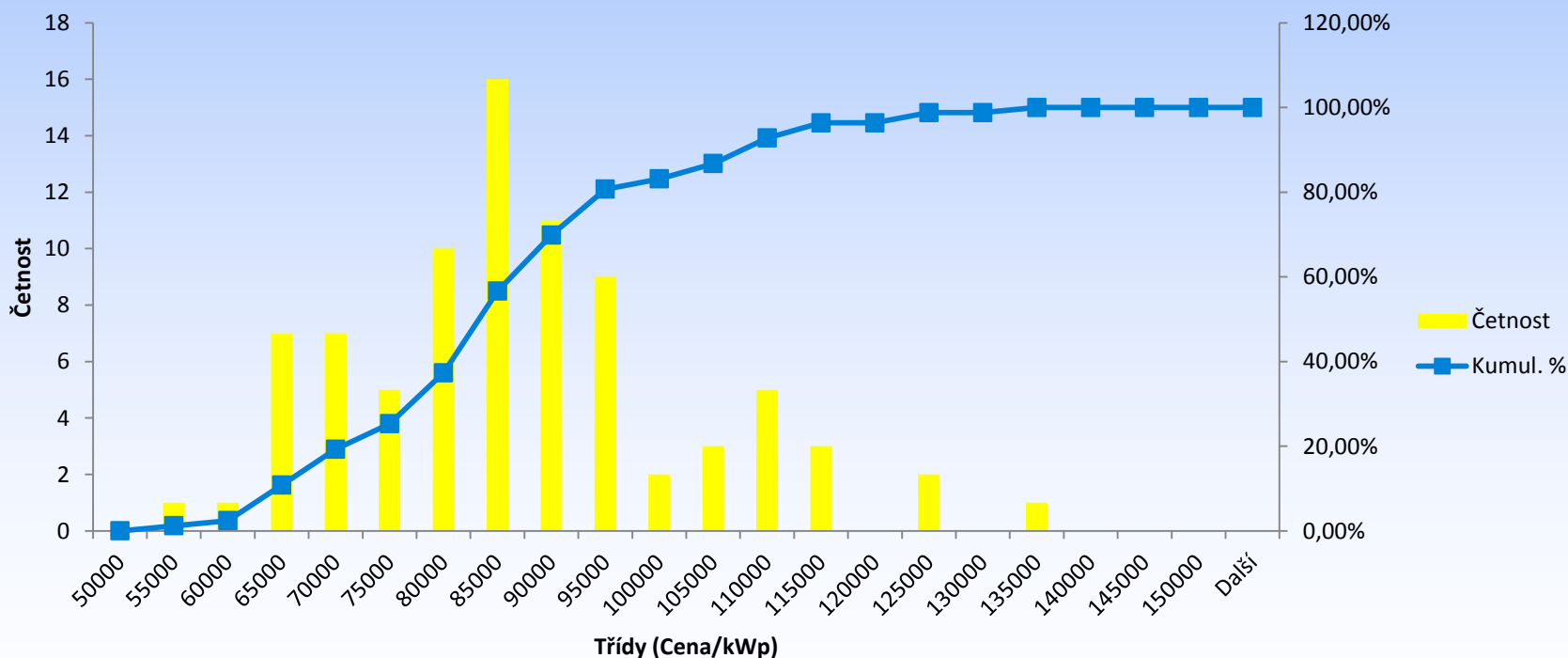
FV panely	účinnost 12,6% - 15,4%
Střídače	záření 93% - 98,5%
Globální záření	990 – 1150 kWh/m ² /rok



Fotovoltaické elektrárny – investice

- Histogram reprezentuje přes 80 FVE a instalovaný výkon přes 150 MW
- Průměrný ukazatel měrné výroby 946 kWh/kWp
- Průměrné PR 79,5%

Histogram investičních nákladů



Konkrétní FVE – ekonomické scénáře

- Vstupní data:
- Výkon... 1,1 MWp
- Měrné investiční náklady ... 72 000 Kč/kWp
- Změřená účinnost ... 12,7%
- **Scénář 1:** Uvedení do provozu v roce 2010, bez srážkové daně 26%
- **Scénář 2:** Uvedení do provozu v roce 2010, včetně srážkové daně 26% (do roku 2013)
- **Scénář 3:** Uvedení do provozu v roce 2010, včetně srážkové daně 26% (v případě prodloužení platnosti daně)
- **Scénář 4:** Uvedení do provozu v roce 2011

Scénář 1

- Výkupní cena pro „nultý rok“ 12 177 Kč/MWh, 5 let osvobození od daně z příjmu, rovnoměrné odpisy, diskont 6%

Čistá současná hodnota (NPV) [tis. Kč]	52 721
Vnitřní výnosové procento (IRR)	12,7%
Ukazatel ziskovosti (PI)	60,1%
Prostá doba návratnosti [let]	7,11
Reálná (diskontovaná) doba návratnosti [let]	9,63

Scénář 2

- Výkupní cena pro „nulový rok“ 12 177 Kč/MWh, rovnoměrné odpisy, diskont 6%, srážková daň 26% do roku 2013

Čistá současná hodnota (NPV) [tis. Kč]	38 405
Vnitřní výnosové procento (IRR)	10,5%
Ukazatel ziskovosti (PI)	43,8%
Prostá doba návratnosti [let]	8,50
Reálná (diskontovaná) doba návratnosti [let]	12,20

Scénář 3

- Výkupní cena pro „nulový rok“ 12 177 Kč/MWh, rovnoměrné odpisy, diskont 6%, srážková daň 26% po celou dobu životnosti elektrárny

Čistá současná hodnota (NPV) [tis. Kč]	11 463
Vnitřní výnosové procento (IRR)	7,5%
Ukazatel ziskovosti (PI)	13,1%
Prostá doba návratnosti [let]	10,47
Reálná (diskontovaná) doba návratnosti [let]	16,53

Scénář 4

- Výkupní cena pro „nulový rok“ 5 527 Kč/MWh, rovnoměrné odpisy, diskont 6%

Čistá současná hodnota (NPV) [tis. Kč]	-20 765
Vnitřní výnosové procento (IRR)	-
Ukazatel ziskovosti (PI)	-23,7%
Prostá doba návratnosti [let]	15,55
Reálná (diskontovaná) doba návratnosti [let]	> 20

Porovnání jednotlivých scénářů

	Scénář 1	Scénář 2	Scénář 3	Scénář 4
Čistá současná hodnota (NPV) [tis. Kč]	52 721	38 405	11 463	-20 765
Vnitřní výnosové procento (IRR)	12,7%	10,5%	7,5%	-
Ukazatel ziskovosti (PI)	60,1%	43,8%	13,1%	-23,7%
Prostá doba návratnosti [let]	7,11	8,50	10,47	15,55
Reálná (diskontovaná) doba návratnosti [let]	9,63	12,20	16,53	> 20

- Scénář 4:

15 let **prostá** doba návratnosti ... měrné náklady **cca 68 500 Kč/kWp**

15 let **reálná** doba návratnosti ... měrné náklady **cca 40 600 Kč/kWp**

Vodní a geotermální elektrárny v ČR

- Vodní elektrárny v kategorii 1-10 MW - rozpracováno několik projektů (2 ve výstavbě).
- Vodní elektrárny do 1 MW – předpoklad navýšení instalovaného výkonu o cca 55 MW.
- Pilotní projekt využití geotermální energie Litoměřice – geotermální teplárna s kogenerační výrobou elektřiny 4,4MW (roční dodávka tepla 0,6 PJ).

Pohled do budoucnosti - OZE

Rozvoj a potenciál využívání OZE v podmínkách ČR:

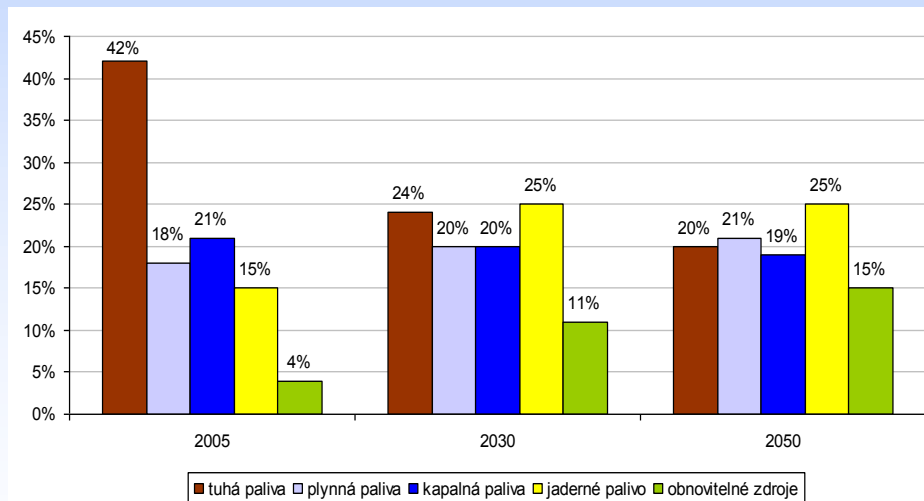
- Vyšší využití pevné biomasy pro výrobu tepla i KVET – v očekávání legislativní úprava omezující spalování
- Kogenerační výroba ze zemního plynu (či biometanu), zejména pak jako proporční náhrada blokových kotlen
- Využití technologií na bázi solárního ohřevu vody, zejména pak v sektoru domácností – marginální podíl
- Rozvoj využití tzv. “Smart Grids” – v podmínkách ČR známý jako HDO (na straně spotřeby), SSM (na straně výroby)
- Posilování přenosových sítí – nutný předpoklad rozvoje OZE
- Fotovoltaika součástí budov (BIPV)
- **Akumulace elektřiny** – vysoký potenciál pro nasazení v ES – zásadní odstranění negativních vlivů zdrojů OZE
- **Vtláčení biometanu do plynárenských sítí**

Celkové shrnutí

- Cena elektřiny bude dlouhodobě narůstat, zdroje uhlí a ropy se rychle vyčerpávají, ČR je závislá na dodávkách plynu ze zahraničí.
- Volný potenciál OZE má ČR alokovan především v biomase, bioplynu případně střešních instalacích fotovoltaických panelů.
- Měl by být zvýšen důraz na výrobu tepla z OZE.
- Energetika ČR bude značně ovlivněna politickou situací Německa!



Zdroj: Energiekonzept, scenario IIA



Zdroj: MPO

DĚKUJI ZA POZORNOST

Ing. Michal Šváb

e-mail: svab@ena.cz

www.ena.cz