

OBNOVITELNÉ ZDROJE ENERGIE

**a možnosti jejich uplatnění
v České republice**



**OBNOVITELNÉ ZDROJE ENERGIE
A MOŽNOSTI JEJICH UPLATNĚNÍ
V ČESKÉ REPUBLICE**

KOLEKTIV AUTORŮ

**OBNOVITELNÉ ZDROJE ENERGIE
A MOŽNOSTI JEJICH UPLATNĚNÍ
V ČESKÉ REPUBLICE**

**Studie analyzuje současný stav a předpoklady rozvoje
v dlouhodobějším horizontu**



PŘEDMLUVA

Vážení čtenáři,

držíte v rukou druhé, rozšířené vydání odborné studie o obnovitelných zdrojích energie. Špičkoví odborníci vás v ní seznámí se současným stavem a perspektivami obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny v naší republice.

Je naší společnou povinností hledat přes nesnáze způsobené zeměpisnou polohou a reliéfem České republiky všechny možnosti využití obnovitelných zdrojů, neboť jsou důležitou součástí energetického mixu a v budoucnu mohou pomoci zajistit dostatek stále potřebnější a žádanější elektřiny bez zvyšování emisí skleníkových plynů a nároků na tenčící se zásoby energetických surovin.

V lednu 2006 byla založena společnost ČEZ Obnovitelné zdroje. Jejím úkolem je provozovat vybrané elektrárny využívající obnovitelné zdroje v rámci Skupiny ČEZ a hledat všechny efektivní příležitosti k stavbě, provozování a rozvoji dalších. V současné době vyrábí ČEZ pomocí energie vody, větru, slunce a biomasy přibližně 4 % své produkce elektřiny a snaží se o postupné navyšování produkce elektřiny z obnovitelných zdrojů tak, aby stále výrazněji přispíval k naplňování velkorysého závazku ČR v rámci EU.

Na trhu s elektřinou nabízíme speciální produkt – Zelenou energii – energii vyrobenou z obnovitelných zdrojů. Jejím odběrem mohou zákazníci Skupiny ČEZ vyjádřit svou odpovědnost k životnímu prostředí. Výroba Zelené energie je finančně náročnější, což se však v její ceně promítá jen symbolickým desetihaléřem za kilowatthodinu k běžné ceně elektřiny. Takto shromážděné finanční prostředky ČEZ věnuje na podporu neziskových a všeobecně prospěšných projektů v oblasti výzkumu, vzdělávání a využívání energie z obnovitelných zdrojů.

Věřím, že i tato studie přispěje k podpoře dalšího rozvoje obnovitelných zdrojů. Přinejmenším tím, že čtenáře vybaví kvalitními a aktuálními informacemi z technické, ekonomické i legislativní oblasti.

Pojďme společně podporovat energetické zdroje, které šetří naše životní prostředí!



Dr. Martin Roman

předseda představenstva a generální ředitel
ČEZ, a. s.

Obnovitelné zdroje energie v ČR a EU	13
1. Úvod	13
2. Zákon č. 180/2005 Sb.	15
2.1. Komentář ke znění zákona	15
2.2. Prováděcí předpisy k zákonu	20
3. Indikativní cíle	28
3.1. Výtah ze zprávy Komise č. COM366/2004	28
3.2. Sdělení Komise COM(2005)627	30
3.3. Správní překážky	36
3.4. Otázky přístupu do elektrizační soustavy	37
3.5. Záruky původu	37
3.6. Závěry	38
4. Obnovitelné zdroje ve Státní energetické koncepci	39
5. Současný stav ve výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů	40
6. Závěr	42

Další rozvoj hydroenergetiky	43
1. Úvod – využívání vodní energie	43
1.1. Situace v oblasti využití hydroenergetického potenciálu na území ČR	43
2. Vodní toky – jejich hydroenergetický potenciál	44
2.1. Současný stav ve využití hydroenergetického potenciálu u jednotlivých povodí	44
3. Jiné možnosti využití hydropotenciálu	46
3.1. Využití přehradních nádrží, retenčních nádrží a rybníků	46
3.2. Využití vodárenských objektů budovaných pro účely zásobování pitnou vodou	47
3.3. Rekonstrukce MVE se zastaralou technologií	48
3.4. Vyhodnocení ukazatelů technického stavu starých provozovaných MVE	49
4. Rozlišení vodních elektráren a jejich technologie	52
5. Realizace MVE	54
5.1. Investice výstavby a provozu MVE	54
5.2. Překážky netechnického charakteru při realizaci MVE	55
6. Problematika ekologie výstavby a provozu MVE	55
6.1. Ekologické aspekty využití MVE	56
6.2. Možnosti v řešení problematiky ekologie výstavby a provozu MVE	56
7. Obecný postup při zřizování MVE	59
7.1. Přehled dokumentů vztahujících se k MVE	59
8. Možnosti ve výběru technologie	61
8.1. Přímoproudé turbíny	62
8.2. Spirální turbíny	62
8.3. Nová technologie pro extrémně nízké spády	62
9. Domácí výrobci technologie pro MVE	63
10. Organizace podporující provozovatele MVE	69
10.1. Svaz podnikatelů pro využití energetických zdrojů	69
10.2. Asociace hydroenergetiků ČR (AheČr)	69
10.3. EkoWATT – Středisko pro obnovitelné zdroje a úspory energie	69

11.	Organizace podporující technický stav a efektivnost MVE	70
11. 1.	Firma OSC, a. s.	70
11. 2.	Spectris Praha, s. r. o.	71
11. 3.	MVE technika spol. s r. o.	72
11. 4.	Kovovýroba, s. r. o., Olomouc	72
11. 5.	Ploché hnací řemeny a jejich využití k pohonu generátorů MVE – R E K O, s. r. o.	73
11. 6.	MVE na vodovodních přivaděčích – ELZACO, s. r. o.	74
11. 7.	Diagnostika MVE – Aura, a. s.	74
12.	Výzkum a vývoj	75
12. 1.	Nová technologie pro extrémně nízké spády	75
13.	Vodní elektrárny ČEZ, a. s.	76
14.	Závěr	78

Větrná energie a její možnosti v ČR **79**

	Úvod	79
1.	Některé technické charakteristiky větrných elektráren	79
1. 1.	Kategorie větrných elektráren (VTE)	79
1. 2.	Malé větrné elektrárny	79
1. 3.	Střední a velké větrné elektrárny	80
1. 4.	Hlavní parametry vyráběných velkých větrných elektráren	82
2.	Větrná energetika na území ČR do současnosti	85
2. 1.	Velké větrné elektrárny vyráběné v ČR	85
2. 2.	Velké větrné elektrárny na území ČR do současnosti	86
2. 3.	Zhodnocení činnosti velkých větrných elektráren	91
3.	Rozvoj větrné energetiky	92
3. 1.	Větrná energetika na území Německa	92
3. 2.	Větrná energetika v Rakousku	93
4.	Větrný potenciál na území České republiky	94
4. 1.	Energie větru	94
4. 2.	Proudění vzduchu a jeho variabilita	94
4. 3.	Metody pro určení pole rychlosti větru a jejich přesnost	95
5.	Větrný potenciál na území ČR a v jednotlivých regionech	100
5. 1.	Definice pojmu potenciál větrné energie	100
5. 2.	Referenční větrný potenciál	100
5. 3.	Odhad realizovatelného větrného potenciálu v regionech ČR	104
6.	Předpověď výroby energie větrnými elektrárnami	106
6. 1.	Nestabilita větrné energie	106
6. 2.	Numerické předpovědní modely	106
6. 3.	Přesnost předpovědi výroby elektrické energie	106
7.	Větrné elektrárny a životní prostředí	107
7. 1.	Výstavba větrných elektráren ve vztahu ke krajině	107
7. 2.	Hluk emitovaný větrnými elektrárnami	107
7. 3.	Větrné elektrárny a avifauna	108
7. 4.	Větrné elektrárny a šíření radiového a televizního signálu	108
7. 5.	Větrné elektrárny a krajinný ráz	109
7. 6.	Větrné elektrárny a produkce škodlivin	109
8.	Závěr	110

Energetické využívání biomasy	113
1. Úvod	113
2. Nová legislativa	114
3. Hlavní typy biomasy využívané v ČR a další rozvoj	116
3.1. Hlavní typy biomasy v ČR	116
3.2. Energetický potenciál OZE v ČR	118
4. Základní technologie pro zpracování biomasy	118
4.1. Spalování a spalování biomasy	119
4.2. Termické zplyňování	120
4.3. Anaerobní fermentace	121
4.4. Produkce kapalných biopaliv	123
4.5. Další aplikace pro využívání energie z biomasy	124
5. Produkce tepla z biomasy a kogenerace	125
6. Doprovodné emise při využití biomasy	127
6.1. Persistentní organické látky a jejich vznik při spalování biomasy	127
6.2. Technologie k odstraňování persistentních organických látek	128

Postupný rozvoj využití sluneční energie fotovoltaickou technologií	131
1. Úvod	131
2. Popis současného stavu vývoje	131
2.1. Fotovoltaika, solární článek, solární panel	131
2.2. Fotovoltaické systémy a aplikace	132
2.3. Rozvoj fotovoltaiky ve světě	133
2.4. Vývoj a stav fotovoltaiky v ČR	137
3. Základní východiska a odhady potenciálů do roku 2010	140
3.1. Souhrn cílů a vizí ve fotovoltaice v zahraničí	140
3.2. Předpoklady rozvoje do roku 2010 v ČR	144
4. Specifické problémy dané oblasti	146
4.1. Vliv nerovnoměrné a decentralizované dodávky elektrické energie z FVS na elektroenergetickou síť	146
5. Souhrn	146

Elektrina z geotermální energie	147
Úvod	147
Energie teplých suchých hornin	147
Organický Rankinův cyklus (ORC)	148
Kalinův cyklus	148
Situace hlubokých vrtů v České republice	149
Geotermální projekt Litoměřice	149
Potenciál HDR v ČR	149

Ekonomické aspekty využívání OZE	151
1. Obecné principy ekonomického hodnocení projektů	151
1.1. Základní zásady ekonomického hodnocení projektů	151
1.2. Postup ekonomického hodnocení	152
2. Dva pohledy na cenu elektřiny a způsoby podpory	155

3.	Základní vstupy do ekonomického hodnocení projektů a specifika ekonomického hodnocení projektů na využití OZE	157
3.1	Citlivostní analýza	158
4.	Modelové příklady výpočtu ekonomické efektivity	159
4.1.	Vyhodnocení projektu větrné elektrárny	159
4.2.	Vyhodnocení projektu bioplynové stanice	161
5.	Vybrané technicko-ekonomické parametry projektů pro využití jednotlivých druhů OZE	163
6.	Vývoj podpor OZE v ČR	166
7.	Zákon 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie	168
7.1.	Základní zásady zákona	168
7.2.	Způsob stanovení výkupních cen a zelených bonusů	169
7.3.	Výkupní ceny versus zelené bonusy	169
7.4.	Výnos z vloženého kapitálu do investice na využití OZE a vliv financování	170
7.5.	Některé otevřené otázky zákona 180/2005 Sb.	171
8.	Literatura	172

ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o.	173
Poslání	173
Obnovitelné zdroje energie v současnosti	173
Výrobní zdroje společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o.	174
Výhled ve Skupině ČEZ do roku 2010	176
Plány rozvoje výroby elektřiny z OZE ve Skupině ČEZ	177
Ekologie ve společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o.	177
Stručná prognóza vývoje elektroenergetiky z pohledu Skupiny ČEZ	178

...místo závěru	181
------------------------	------------

POUŽITÉ ZKRATKY

AV ČR	Akademie věd ČR
BRKO	biologicky rozložitelný komunální odpad
ČEA	Česká energetická agentura
ČSÚ	Český statistický úřad
EC	Evropská komise
EHK EU	Evropská hospodářská komise Evropské Unie
EIA	Environmental Impact Assessment – posouzení vlivu na životní prostředí
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Evropské společenství
EU	Evropská unie
FV	fotovoltaika
FVS	fotovoltaický systém
HDP	hrubý domácí produkt
CHKO	chráněná krajinná oblast
IEA	International Energy Agency – Mezinárodní energetická agentura
MEŘO	methylester řepkového oleje
MF	Ministerstvo financí
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MVE	malá vodní elektrárna (instalovaný výkon do 10 MW)
MW _e	megawatt elektrický
MW _t	megawatt tepelný
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
nn	nízké napětí
OZE	obnovitelné zdroje energie
PS PČR	Poslanecká sněmovna (dolní komora) Parlamentu České republiky
PVE	přečerpávací vodní elektrárna
SEK	Státní energetická koncepce
SFŽP	Státní fond životního prostředí
TSPEZ	tuzemská spotřeba palivoenergetických zdrojů
VaV	věda a výzkum
VE	vodní elektrárna (instalovaný výkon nad 10 MW)
vn	vysoké napětí
vn	velmi vysoké napětí
VTE	větrná elektrárna
ŽP	životní prostředí

Vybrané jednotky

dB	decibel, jednotka akustického tlaku
J	joule, jednotka práce
GJ	gigajoule, rovno 10 ⁹ J
PJ	petajoule, rovno 10 ¹⁵ J
ktoe	kilo tons of oil equivalent, referenční jednotka primární energie, rovno 42 · 10 ¹² J
kWh	kilowatthodina, 1 kWh = 3600 kJ
MW(h)	megawatt(hodina), rovno 10 ⁶ W(h)
GW(h)	gigawatt(hodina), rovno 10 ⁹ W(h)
TW(h)	terawatt(hodina), rovno 10 ¹² W(h)

OBNOVITELNÉ ZDROJE ENERGIE V ČR A EU

Ing. Jan Motlík, CSc.

1. Úvod

Od prvního vydání této publikace o obnovitelných zdrojích energie v roce 2003 se událo několik skutečností, které posunuly náhled na obnovitelné zdroje do nové roviny.

Důležitou událostí byl náš vstup do Evropské Unie k 1. dubnu 2004 a z toho vyplývající plnění závazků vycházejících z principů koordinované energetické politiky EU. Zásadním dokumentem pro podporu elektřiny z OZE je Směrnice 77/2001 ES. Tato směrnice „Podpora výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v podmínkách jednotného trhu s elektřinou“ měla být implementována do naší legislativy se vstupem do EU. Návrh zákona o podpoře výroby elektřiny a tepelné energie z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů), který toto realizoval, byl předložen do vlády v listopadu 2003 a následně pak do Poslanecké sněmovny PČR.

Proces byl načasován tak, aby byl zákon přijat před vstupem do EU. Bohužel, projednávání bylo složité a zákon byl schválen v poslanecké sněmovně až 23. 2. 2005. Během projednávání doznal zákon značných změn. Především byly upraveny některé základní principy systému podpory výroby elektřiny, došlo k vyškrtnutí části o podpoře tepla a byla vložena část definující podporu biopaliv. Nekonečné diskuse se vedly zejména kolem spoluspalování. Ani v Senátu to nebylo jednoduché a tak předkladatelé byli moc rádi, že byl zákon vůbec Senátem dne 31. 3. 2005 schválen. Navíc pan prezident nepřipojil pod zákon svůj podpis, nicméně to pro vstoupení zákona v platnost není nutnou podmínkou a tak zákon nakonec vstoupil v platnost od 1. srpna roku 2005.

Nový název zákona je „Zákon o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů) a je uveden ve Sbírce zákonů č. 66 pod č. 180/2005 Sb. Jeho znění předpokládá vydání několika vyhlášek. Většina z nich byla připravena, projednána a následně vstoupily v platnost. Jedná se o vyhlášku ERÚ č. 475/2005 Sb., kterou se provádějí některá ustanovení zákona o podpoře využívání obnovitelných zdrojů, vyhlášku MŽP č. 482/2005 Sb., o stanovení druhů, způsobů využití a parametrů biomasy při podpoře výroby elektřiny z biomasy a vyhlášku ERÚ č. 502/2005 Sb., o stanovení způsobu vykazování množství elektřiny při společném spalování biomasy a neobnovitelného zdroje.

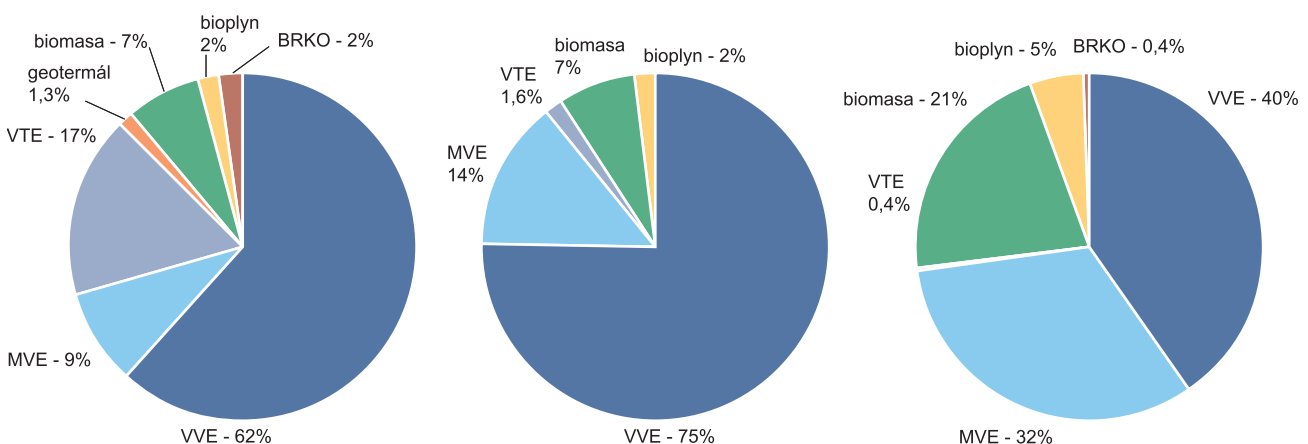
Dobu minulých let lze charakterizovat jako období, kdy skončila éra ne-li levných energií, pak alespoň levnějších. Nejsledovanějším celosvětovým ukazatelem, vypovídajícím o cenách energií, je cena ropy. Ta z průměru 28,8 USD/barel za rok 2003 vystoupala v r. 2004 na 38,2 USD/barel a v r. 2005 až na 54,4 USD/barel. V roce 2006 cena dále rostla a atakovala hranici 77 USD/barel. V závěsu za ropou se zvyšovaly ceny zemního plynu a, bohužel, (samozřejmě) i ceny elektřiny.

Kromě problému s růstem cen narůstá obava vyspělých průmyslových zemí ze závislosti na dovozech energetických surovin, které jsou v převážné většině uskutečňovány z problémových oblastí. U elektřiny se navíc projeví problémy v tranzitních přenosech, což jsme poznali i my na vlastní kůži dne 25. 7. 2006, kdy ČEPS vyhlásil v české přenosové soustavě stav nouze.

Ze strategických a koncepčních záležitostí byly v uplynulých létech diskutovány „Zelené knihy EU“ o energetické účinnosti a o strategii pro udržitelnou, konkurenceschopnou a bezpečnou energii.

V těchto a dalších dokumentech je příkládána velká důležitost rozvoji segmentu technologií na výrobu elektřiny, tepla a případně chladu z obnovitelných zdrojů. I když je nárůst využití obnovitelných zdrojů v některých zemích velký, přesto v průměru výsledky nejsou podle představ odborníků uspokojivé.

Elektřina z OZE v E15, E10 a ČR, skladby roku 2004



Vyvětlivky: VVE – velké vodní elektrárny (inst. výkon nad 10 MW), MVE – malé vodní elektrárny (inst. výkon do 10 MW), BRKO – biologicky rozložitelný komunální odpad, VTE – větrné elektrárny,

Evropská představa o celkové energetické strategii má následující kontury:

- Je nutné urychleně investovat. V samotné Evropě bude během příštích 20 let nutné investovat přibližně jeden bilion eur, aby bylo možné vyhovět očekávané poptávce po energii a nahradit stárnoucí infrastrukturu.
- Závislost na dovozech stále roste. Nedojde-li ke zvýšení konkurenceschopnosti energie z domácích zdrojů, bude v příštích 20 až 30 letech přibližně 70 % energetických požadavků EU, v porovnání s 50 % v současné době, uspokojováno dováženými produkty – převážně z regionů ohrožených nestabilitou.
- Zásoby jsou koncentrovány v několika málo zemích. V současné době je zhruba polovina spotřeby zemního plynu v EU pokryta dodávkami z pouhých tří zemí (Rusko, Norsko a Alžír). Podle současných tendencí by se závislost na dovozu zemního plynu během příštích 25 let zvýšila na 80 %.
- Celosvětová poptávka po energii stále roste. Očekává se, že celosvětová poptávka po energii (a s ní také emise CO₂) vzroste do roku 2030 přibližně o 60 %. Celosvětová spotřeba ropy se od roku 1994 zvýšila o 20 % a odhaduje se, že celosvětová poptávka po ropě poroste o 1,6 % za rok.
- Ceny ropy a zemního plynu rostou. V Evropské unii se během posledních dvou let téměř zdvojnásobily a ceny elektřiny tuto tendenci následovaly. Spotřebitele to staví do obtížné situace. Vzhledem k rostoucí celosvětové poptávce po fosilních palivech, napjatých dodavatelských řetězcích a zvyšující se závislosti na dovozech budou ceny zemního plynu a ropy pravděpodobně růst i nadále. Mohou však být impulsem pro vyšší energetickou účinnost a inovace.
- Naše klima se stále otepluje. Podle Mezivládního panelu pro změny klimatu (IPCC) již skleníkové plyny zeměkouli oteplily o 0,6 stupně. Nebudou-li učiněny žádné kroky, dojde do konce století k oteplení v rozsahu 1,4 až 5,8 stupně. Všechny regiony na světě – včetně Evropské unie – budou čelit závažným důsledkům pro hospodářství a ekosystémy.
- V Evropě se dosud nerozvinuly plně konkurenční vnitřní trhy s energií. Pro dosažení tohoto cíle by se měla rozvíjet vzájemná propojení, musí existovat účinné právní a regulační rámce, které se v praxi v plné míře uplatňují, a je třeba přísně vymáhat dodržování pravidel Společenství pro hospodářskou soutěž.

Kromě toho, má-li Evropa úspěšně čelit řadě úkolů, které před ní stojí, a řádně investovat do budoucnosti, měly by sjednocování odvětví energetiky řídit tržní síly.

Takové je nové energetické prostředí 21. století. Je to prostředí, v němž hospodářské regiony světa závisejí jeden na druhém, pokud jde o zabezpečení dodávek energie, prostředí stabilních hospodářských podmínek a zajištění účinných kroků proti změnám klimatu. Důsledky tohoto prostředí každý přímo pociťuje, neboť přístup k energii je základem každodenního života všech Evropanů. Občané jsou ovlivněni vyššími cenami, ohrožením dodávek energie i změnami evropského klimatu. Udržitelná, konkurenceschopná a bezpečná energie je jedním ze základních pilířů civilizace.

EU je světovou jedničkou v řízení poptávky, v podpoře nových a obnovitelných forem energie i ve vývoji nízkouhlíkových technologií. Jestliže Evropská unie jednotně podpoří novou společnou politiku v oblasti energetiky, pak může Evropa být v čele celosvětového úsilí o hledání energetických řešení.

Je třeba jednat rychle, protože v odvětví energetiky trvá mnoho let, než se inovace začnou projevovat. Rovněž musí být i nadále podporována rozmanitost typů energií, zemí původu a tranzitních zemí. Tímto způsobem se vytvoří podmínky pro růst, pracovní příležitosti, vyšší jistotu a lepší životní prostředí.

Z dokumentů jak EU, tak světových, vidíme velkou prioritu kladenou na podporu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Po přijetí Směrnice 2001/77/ES o podpoře elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektrickou energií Evropský parlament a Rada Evropské unie konstatovaly, že v současné době je potenciál obnovitelných zdrojů energie ve Společenství využíván nedostatečně.

Společenství uznává potřebu podporovat obnovitelné zdroje energie jako prioritní opatření, jelikož jejich využívání přispívá k ochraně životního prostředí a k udržitelnému rozvoji. Kromě toho umožňuje vytvořit lokální zaměstnanost, má pozitivní dopad na sociální soudržnost, přispívá k bezpečnosti zásobování a umožňuje splnit rychleji cíle z Kjóta. Proto je nutné zajistit, aby tento potenciál byl lépe využíván v rámci vnitřního trhu s elektřinou.

Podpora elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie je velkou prioritou Společenství z důvodů bezpečnosti a diverzifikace zásobování elektřinou, ochrany životního prostředí a sociální a hospodářské soudržnosti. Rostoucí využívání elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie představuje důležitou část balíčku opatření potřebných ke splnění Kjótského protokolu.

Směrnice 2001/77/ES o podpoře elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektřinou vstoupila v platnost 27. října 2001 s tím, že členské státy měly upravit svou národní legislativu v souladu s touto Směrnicí do 27. října 2003. Hlavním cílem Směrnice je zajistit, aby byl v rámci Společenství splněn globální indikativní cíl 12% podílu obnovitelných zdrojů energie v celkové energetické spotřebě v roce 2010 a zejména indikativní cíl 21% (pro celou EU25) podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie na hrubé spotřebě elektřiny v roce 2010.

V Příloze ke Směrnici jsou uvedeny národní indikativní cíle členských států EU spolu s prohlášeními těchto států za jakých předpokladů je mohou splnit, respektive co může splnění indikativního cíle ohrozit. V návaznosti na tyto cíle jsou členské státy povinny zavést takový systém podpory využívání elektřiny z obnovitelných zdrojů, který zajistí naplnění těchto cílů. Takto lze charakterizovat základní filozofii a ducha Směrnice.

Česká republika při podpisu Smlouvy o přistoupení k EU dohodla, že do Směrnice 2001/77/ES budou doplněny referenční hodnoty pro stanovení národního indikativního cíle pro ČR v této výši:

Stát	Výroba elektřiny z OZE v TWh v roce 1997	Podíl hrubé tuzemské spotřeby elektřiny z OZE v % v roce 1997	Podíl hrubé tuzemské spotřeby elektřiny z OZE v % v roce 2010
Česká republika	2,36	3,8	8

Dále se dohodlo, že v Příloze ke Směrnici se poznámky za ČR pod čarou doplní takto:

„Při přihlížení k orientačním referenčním hodnotám stanoveným v této příloze Česká republika poznamenává, že možnost dosažení uvedeného orientačního cíle vysoce závisí na klimatických faktorech, jež významně ovlivňují úroveň využití vodní, sluneční a větrné energie. Národní program hospodárného nakládání s energií a využívání jejích obnovitelných a druhotných zdrojů byl schválen vládou v říjnu roku 2001 a uvádí jako cíl podíl elektřiny z obnovitelných zdrojů 3,0 % hrubé spotřeby elektřiny (vyjma velkých vodních elektráren s výkonem nad 10 MW) a 5,1 % (včetně velkých vodních elektráren s výkonem nad 10 MW) do roku 2005. V případě nedostatku přírodních zdrojů je dodatečně významně rozšiřování výkonu u velkých i malých vodních elektráren vyloučeno.“

Klíčovým bodem směrnice měl být systém podpory. Byly diskutovány různé přístupy, včetně povinných kvót a jednotného systému podpory. Směrnice 2001/77/ES nestanovila jednotný či doporučený systém podpory, ale pouze to, že národní systémy podpory musí umožnit dosažení stanovených národních indikativních cílů. Směrnice zavazuje Komisi EU k vyhodnocení zkušeností získaných členskými státy při používání různých systémů podpory a případnému předložení návrhu na sjednocení postupu v rámci EU.

Směrnice vedle splnění indikativního cíle požaduje:

1. pregnantně definovat účel zákona,
2. definovat precizně obnovitelné zdroje, zvláště biomasu a vymežit druhy obnovitelných zdrojů, na které se bude vztahovat podpora,
3. vytvořit pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů takové podpůrné schéma, které zajistí dosažení vytčených národních cílů a zároveň bude kompatibilní s principy fungování vnitřního trhu s elektřinou,
4. popsat a zabezpečit proces certifikace elektřiny z obnovitelných zdrojů,
5. předložit způsob, jakým budou zjednodušeny správní postupy při povolování zařízení na výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů,
6. stanovit transparentní pravidla rozdělení nákladů na připojení obnovitelných zdrojů elektřiny do sítě,
7. určit, kdo bude vypracovávat požadované zprávy pro Evropskou komisi.

2. Zákon č. 180/2005 Sb.

Česká legislativa implementovala požadavky Směrnice 77/2001/ES do zákona č. 180/2005 Sb. (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů), jehož cíle lze shrnout do následujících bodů:

- Zvýšit podíl výroby elektřiny v zařízeních na bázi obnovitelných energetických zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny v takovém rozsahu, aby ČR splnila indikativní cíl ve výši 8 % v roce 2010.
- Přispět odpovídajícím snížením emisí skleníkových plynů k ochraně klimatu.
- Přispět odpovídajícím snížením emisí ostatních škodlivin do prostředí k ochraně životního prostředí.
- Přispět ke snížení závislosti na dovozu energetických surovin.
- Přispět ke zvýšení diverzifikace a decentralizace zdrojů energie a tím ke zvýšení bezpečnosti dodávek energie.
- Přispět ke zvýšení podnikatelské jistoty investic do obnovitelných zdrojů energie.
- Podpořit vytvoření institucionálních podmínek pro zavádění nových technologií a k jejich proniknutí na trh jak v tuzemsku tak v zahraničí.
- Využíváním biomasy přispět k péči o krajinu.
- Podporou využívání obnovitelných zdrojů energie přispět k vyšší zaměstnanosti v regionech.

2.1. Komentář ke znění zákona

Paragraf 1 vymezuje předmět a účel zákona, má spíše deklarativní charakter a je jakousi preambulí celého zákona. Paragraf 1 však obsahuje i jedno z klíčových ustanovení zákona, protože v § 1, odstavec 2, písmeno d) je uvedeno, že účelem zákona je „vytvořit podmínky pro naplnění indikativního cíle podílu elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny v České republice ve výši 8 % k roku 2010 a vytvořit podmínky pro další zvyšování tohoto podílu po roce 2010“. Toto ustanovení vymezuje účel zákona nejen proklamativně, ale i kvantitativně.

Cíl 8 % je základním východiskem pro stanovení výše výkupních cen a bonusů dle § 6, proto je jeho stanovení mimořádně důležité. Cíl 8 % je, jak je uvedeno výše, stanoven Směrnicí a ČR se ke splnění tohoto cíle zavázala v rámci Přístupové dohody k EU. Ve Směrnici je stanoveno, že výše cíle je indikativní (směrná či doporučená) hodnota. Současně je v článku 3, odst. 4 Směrnice uvedeno, že Komise zveřejní každé dva roky hodnotící zprávu a že dojde-li Komise v této zprávě k závěru, že vnitrostátní pokroky k naplnění cíle jsou neodůvodněně v rozporu s globálním cílem ES, může pro daný stát stanovit tento

cíl jako závazný. To značí, že cíl 8 % je v souladu s globálním cílem a neměl by být zpochybněn ani ze strany Komise (tlak na zvýšení), ani ze strany ČR (snaha o snížení). V Přístupové dohodě je u cíle ČR obsažena poznámka, která zohledňuje vliv klimatických podmínek na průběh plnění cíle (viz výše). Tato poznámka však znamená pouze možnost určité meziroční fluktuace v průběhu plnění cíle, ale neznamená možnost nesplnění cíle k roku 2010. Tento výklad se opírá o znění poznámky č. 6 v příloze Směrnice, která se týká plnění švédského cíle (Švédsko má ve směrnici obdobnou poznámku jako ČR, přičemž ve švédské poznámce je přímo uvedeno, že jde pouze o meziroční fluktuaci z důvodu klimatických podmínek, nejde o možnost nesplnění celkového cíle k roku 2010). Pasáž § 1, odst. 2, písmo d) týkající se zvyšování podílu po roce 2010 souvisí také s tím, že podle článku č. 3, odst. 2 Směrnice je v roce 2007 ČR povinna přijmout a zveřejnit zprávu, ve které bude stanoven vnitrostátní indikativní cíl na dalších 10 let. Komise tento závazek posoudí a může stanovit i závazný cíl.

Paragraf 2 vymezuje základní pojmy použité v textu zákona, tj. pojmy “obnovitelné zdroje energie”, “biomasa”, “elektřina z obnovitelných zdrojů”, “hrubá spotřeba elektřiny”, “zelený bonus” a “provozovatel regionální distribuční soustavy”.

Definice obnovitelných zdrojů energie vychází ze znění Směrnice, je pouze zúžena o obnovitelné zdroje, které nejsou pro podmínky ČR relevantní (energie přílivu, energie vln). Jde o definici obnovitelných zdrojů jako takových, nikoliv definici obnovitelných zdrojů určených výhradně pro výrobu elektřiny. Z tohoto důvodu je tato definice považována za obecnou definici obnovitelných zdrojů energie. Pokud bude například jiným právním předpisem stanovena podpora výroby tepla z obnovitelných zdrojů, může se i na tuto podporu vztahovat tato obecná definice. Tato obecná definice nahrazuje původní pojmy uvedené v energetickém zákoně a zákoně o hospodaření energií. Fakticky by bylo možné tuto definici ukončit slovy “energie biomasy”, nicméně Směrnice uvádí též podmnožiny biomasy, tj. skládkový plyn, kalový plyn a bioplyn. Proto jsou do definice obnovitelných zdrojů zahrnuta i tato plynná paliva, ačkoliv ve skutečnosti vznikají z biomasy. Energii skládkového plynu a kalového plynu nelze považovat za druhotný zdroj energie dle energetického zákona. Tato definice zajišťuje, že veškerá elektřina vyrobená z těchto zdrojů bude započítána do doplnění cíle ČR dle § 1, odst. 2 písmo d). To je významné z toho důvodu, že ne veškerá elektřina z obnovitelných zdrojů je předmětem podpory dle zákona (například elektřina z některých druhů biomasy).

Také definice biomasy je převzata ze Směrnice. Důležitým pojmem je zde výrobek, přičemž podstatným rozlišujícím znakem je biologická rozložitelnost, kterou lze vymezit jako schopnost organické látky podléhat biologickému rozkladu působením mikroorganismů. Pokud jde o výrobky, mohou pocházet pouze ze zemědělství, lesnictví a souvisejících průmyslových odvětví. Za související průmyslové odvětví se považuje průmyslové odvětví, které zpracovává vstupní suroviny mající charakter nefosilního zdroje biologického původu. Jednotlivé druhy biomasy, které jsou předmětem podpory, jsou vymezeny vyhláškou MŽP č. 482/2005 Sb. Netříděné komunální a průmyslové odpady nejsou biomasou ve smyslu této definice.

K definici pojmu “elektřina z obnovitelných zdrojů” je nutné uvést, že zařízením ve smyslu této definice se rozumí výroba elektřiny (viz § 2, odst. 2, bod 29 energetického zákona) pro přeměnu obnovitelného zdroje energie na elektřinu. Pro výrobu elektřiny z biomasy připadají z hlediska zdroje paliva v zásadě tři možnosti – výroba elektřiny spaluje výlučně biomasu, výroba elektřiny spaluje v jednom topeništi biomasu a fosilní palivo (společné spalování dle § 3, odst. 3), výroba spaluje v jednom topeništi biomasu a v druhém fosilní palivo a vzniklý nosič energie (například pára) z obou topenišť proudí do společného produktovodu (například parovodu). Toto platí například i pro plynná paliva. Pro výrobu elektřiny z ostatních druhů obnovitelných zdrojů přichází v úvahu zpravidla pouze výroba výlučně z obnovitelného zdroje.

K definici pojmu “hrubá spotřeba elektřiny” je možno poznamenat, že jde o jeden ze statistických ukazatelů elektroenergetiky, vykazovaný v současné době Energetickým regulačním úřadem. Jde o elektřinu, která zahrnuje celkovou výrobu elektřiny v ČR včetně vlastní spotřeby elektroenergetických provozů korigovanou bilancí dovozu a vývozu (mínus vývoz plus dovoz). Ve smyslu celních předpisů platí, že dovoz a vývoz je výměna zboží přes hranice ES. Pro účely tohoto zákona je však vývoz a dovoz chápán v ekonomické kategorii obchodní bilance, tj. jako výměna zboží (elektřiny) přes hranice ČR. Toto vymezení dovozu a vývozu odpovídá duchu Směrnice, která v článku 2 písmo d) hovoří o vnitrostátní (tj. tuzemské) výrobě elektřiny.

Pojem “zelený bonus” je jedním ze stěžejních pojmů zákona. Je příplatkem k tržní ceně elektřiny. Touto tržní cenou se rozumí průměrná cena elektřiny z obnovitelných zdrojů, za kterou výrobci elektřiny z daného obnovitelného zdroje na trhu svoji elektřinu prodávají. Tržní cena závisí mimo jiné na kvalitě elektřiny. Celkový příjem výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů, který bude získávat podporu v režimu zelených bonusů, tedy bude součet tržní ceny elektřiny a ceny zeleného bonusu. Vzhledem k tomu, že zelený bonus bude stanovován dopředu na příští kalendářní rok, je nutné vycházet z očekávané průměrné výše tržní ceny elektřiny a to jak té z obnovitelných zdrojů, tak silové z konvenčních zdrojů na tento následující kalendářní rok. Příjemcem zeleného bonusu je výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Výši zeleného bonusu stanoví podle § 6, který je pro stanovení této výše rozhodující, Energetický regulační úřad. Definice zeleného bonusu v sobě sice obsahuje i další pravidla pro stanovení jeho výše, podstatný je však z tohoto hlediska pouze § 6. Nárok na zaplacení zeleného bonusu vzniká na základě § 4, odst. 7. Zelený bonus je prémie za to, že výrobce produkuje environmentálnější produkt (elektřinu z obnovitelných zdrojů). Dále je tento příplatek také prémie za to, že tento výrobce na sebe bere určitá rizika spojená s tímto schématem podpory (zelený bonus je pro výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů rizikovějším schématem podpory v porovnání se schématem povinného výkupu za stanovené ceny, kde tržní riziko prakticky neexistuje). Kvalitou elektřiny se pro účely tohoto zákona rozumí zejména míra spolehlivosti dodávek elektřiny, předpověditelnost dodávky elektřiny v čase a regulovatelnost výroby elektřiny. Kvalita elektřiny z různých druhů obnovitelných zdrojů je různá (například elektřina z větru je méně spolehlivá, předpověditelná a regulovatelná než elektřina z biomasy). Zohlednění kvality dodávané elektřiny pak znamená, že méně kvalitní silová elektřina bude mít ve výpočtech nižší tržní cenu, takže zelený bonus bude muset tuto nižší cenu zohlednit, tudíž bude muset být vyšší. Neznamená to tedy, že čím nižší je kvalita elektřiny, tím nižší musí být zelený bonus.

Definice pojmu “provozovatel regionální distribuční soustavy” je kombinací definice provozovatele distribuční soustavy (§ 2, odst. 1, bod 20 Energetického zákona) a definice regionální distribuční soustavy (všeobecná ustanovení Cenového rozhodnutí ERÚ č. 1/2002). Důvodem zavedení tohoto pojmu je, že z provozovatelů distribučních soustav jsou pouze provozovatelé regionálních distribučních soustav povinni vykupovat elektřinu z obnovitelných zdrojů za stanovené ceny a vyplácet zelené bonusy.

Paragraf 3 vymezuje předmět podpory. Odstavec 1 stanoví, že předmětem podpory je pouze elektřina z obnovitelných zdrojů vyrobená v zařízeních umístěných na území ČR (nikoliv tedy například elektřina vyrobená v zařízeních v zahraničí provozovaných českými subjekty). Specifikace omezení určujícího, že předmětem podpory jsou pouze větrné elektrárny s celkovým instalovaným výkonem do 20 MW na 1 km², spočívá ve stanovení maximální výše instalovaného výkonu na plochu zaujímanou větrnými elektrárnami. Vzhledem k nejednoznačnosti tohoto ustanovení (nekonečné množství případů vymezení plochy 1 km²) se jeví jako nejjednodušší řešení vymezení této plochy 1 km² jako kružnice o poloměru 564 metrů se středem v ose jakékoliv elektrárny posuzovaného souboru větrných elektráren.

Vyhláška MŽP č. 482/2005 Sb. stanovuje, které druhy biomasy a které způsoby výroby elektřiny z biomasy jsou předmětem podpory podle tohoto zákona.

Ustanovení odstavce 2 vychází ze základního principu zákona, kterým je diferenciací podpory pro výrobu elektřiny z různých druhů obnovitelných zdrojů, založená na odlišných provozních a měrných investičních nákladech na výrobu této elektřiny. Pokud jsou tyto ekonomické charakteristiky odlišné, pak podle tohoto ustanovení musí být podpora v případě existence ekonomických důvodů diferencována podle druhu obnovitelného zdroje (například jiná podpora musí být pro větrné elektrárny a jiná pro fotovoltaické elektrárny) a podle parametrů biomasy (například jiná podpora musí být pro elektřinu získanou z účelově pěstovaných rostlin a jiná pro elektřinu z pilin).

Protože nelze podporu poskytovat pro jednotlivá zařízení, úřad pro stanovení výše podpory stanovuje kategorie podle druhu obnovitelného zdroje, velikosti zařízení a u biomasy i dle jejích parametrů. Parametry jsou v tomto ustanovení obecný pojem, může jít o nejrůznější parametry (například o ekonomické, technické, fyzikální, environmentální a jiné parametry). Naproti tomu v ustanovení § 6, odst. 1 je již pojem “parametr” vymezen konkrétně (“ekonomické a technické parametry”).

Účelem ustanovení odstavce 3 je diferenciací podpory na jedné straně pro elektrárny, které jsou provozovány výlučně na biomasu a na druhé straně pro elektrárny kde probíhá společné spalování biomasy a fosilního paliva. V ČR existuje relativně stabilizovaný trh biomasy pro malé decentralizované zdroje především tepla (například obecní výtopny na biomasu).

Relativně stabilizovaný je i trh se zbytky z dřevozpracujícího průmyslu používanými např. na výrobu dřevotřískových desek. Cílem tohoto ustanovení je prostřednictvím ekonomického nástroje (ceny elektřiny z biomasy) stabilizovat trh s biomasou a zachovat biomasu jako zdroj energie pro malé decentralizované výtopny. Cestou k dosažení tohoto cíle je oddělení trhu různých druhů biomasy odlišením výše podpory elektřiny získané z různých druhů biomasy. Pro účely společného spalování biomasy a fosilního paliva je ekonomicky zvýhodněna elektřina získaná z účelově pěstovaných rostlin. Protože toto společné spalování se týká především ekonomicky silných subjektů, očekává se, že právě tyto subjekty jsou schopny vytvořit dostatečnou poptávku po tomto druhu biomasy a tím podpořit jejich pěstování (v současné době je produkce těchto rostlin v ČR velmi omezená). Při ekonomickém zvýhodnění výroby elektřiny z odpadní biomasy pro účely výlučného spalování se vychází z relace výlučného spalování a společného spalování biomasy a fosilního paliva, kdežto při ekonomickém zvýhodnění výroby elektřiny z účelově pěstované biomasy při společném spalování se vychází z relace účelově pěstované biomasy a odpadní biomasy.

V praxi to znamená, že v případě společného spalování bude mít vyšší podporu elektřina z účelově pěstovaných rostlin a nižší podporu elektřina získaná z odpadní biomasy (například piliny) – diferenciací podle druhu biomasy. Zároveň však elektřina získaná výlučným spalováním nebo paralelním spalováním odpadní biomasy bude mít vyšší podporu než elektřina získaná spoluspalováním odpadní biomasy – diferenciací podle druhu zařízení. Dřevovýroba a průmyslové zpracování dřeva v tomto smyslu zahrnují těžbu dřeva, produkci řeziva i produkci finálních výrobků (nábytkářský průmysl, papírenský průmysl apod.).

Ustanovení odstavce 4 bylo do zákona velmi nevhodně doplněno při projednávání v Poslanecké sněmovně. Důvodem této nevhodnosti je, že důlní plyn z uzavřených dolů není obnovitelným zdrojem energie a do zákona o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů nepatří. Tento plyn je však nebezpečný z hlediska úniků do objektů (riziko samovolných explozí) a zároveň je tvořen převážně metanem, který je velmi agresivním skleníkovým plynem. Je proto žádoucí nejen důlní plyn z uzavřených dolů kontrolovaně jímat, ale i stimulovat jeho energetické využívání (tj. jeho přeměnu na více než 20krát méně agresivní skleníkový plyn oxid uhličitý).

V souladu s § 3, odst. 1, písmeno n) horního zákona je důlním plynem technicky využitelný přírodní plyn s výjimkou zemního plynu. Z této definice tedy jednoznačně vyplývá, že důlním plynem z uzavřených dolů nemůže být zemní plyn z úložiště zemního plynu v uzavřeném dole. Uzavřeným dolem se rozumí dobývací prostor, kde dobývání výhradního ložiska skončilo nebo bylo trvale zastaveno a o jehož zrušení rozhodl obvodní báňský úřad podle § 27, odst. 8 horního zákona. Schéma podpory výroby elektřiny z důlního plynu z uzavřených dolů je obdobné jako u výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Výjimku tvoří ustanovení o záruce původu a o dovozu elektřiny, která se pro důlní plyn nepoužijí. Důvodem je, že tato ustanovení se týkají vykazování elektřiny z obnovitelných zdrojů pro účely splnění cíle výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Paragraf 4 stanovuje práva a povinnosti subjektů na trhu s elektřinou z obnovitelných zdrojů. Základní povinností z pohledu výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů je to, že provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatelé distribučních soustav jsou povinni na svém licenci vymezeném území přednostně připojit k přenosové soustavě nebo k distribučním soustavám zařízení výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů. Předpokladem je splnění podmínek připojení a dopravy elektřiny stanovených energetickým zákonem, potažmo provozními pravidly pro provozování přenosové a distribučních soustav.

Odstavec 3 dává výrobcí elektřiny z obnovitelných zdrojů, na kterou se vztahuje podpora, právo vybrat si, zda svoji elektřinu nabídne k výkupu za výkupní ceny, nebo zda za ni bude požadovat zelený bonus. Změna tohoto výběru je možná nejdříve za rok poté, co si výrobce závazně z těchto dvou možností jednu vybral a začal ji využívat. Změna výběru je prováděna vždy k 1. lednu následujícího kalendářního roku.

Provozovatelé regionálních distribučních soustav a provozovatel přenosové soustavy jsou povinni vykupovat veškerou elektřinu z obnovitelných zdrojů, na kterou se vztahuje podpora, a uzavřít smlouvu o dodávce, pokud výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů k výkupu nabídl. Součástí povinnosti provozovatelů soustav je i převzetí odpovědnosti za odchylku. Provozovatelé regionálních distribučních soustav a provozovatel přenosové soustavy využívají elektřinu vykoupěnou za výkupní ceny na krytí ztrát. V případě, že okamžitý výkon povinně vykupované elektřiny z obnovitelných zdrojů přesáhne objem elektřiny na krytí ztrát, je tento přesah hodnocen jako odchylka příslušného provozovatele regionální distribuční soustavy nebo provozovatele přenosové soustavy. Náklady spojené s odchylkou způsobenou výrobcí elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupěné podle výkupu za výkupní ceny jsou uznatelnými náklady provozovatelů distribučních soustav a provozovatele přenosové soustavy pro výpočet regulovaných cen za distribuci a přenos.

Pro případ výroby elektřiny vyráběné společně z obnovitelného zdroje a neobnovitelného zdroje energie je podpora poskytována pouze formou zelených bonusů.

Pokud výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů, na kterou se vztahuje podpora, nenabídl tuto elektřinu k povinnému výkupu za výkupní ceny a prodal ji na trhu s elektřinou, je provozovatel příslušné regionální distribuční soustavy nebo provozovatel přenosové soustavy povinen hradit výrobcí za tuto elektřinu zelený bonus vyjádřený v Kč/MWh.

Odstavec 8 explicitně uvádí, že odchylky výkonu zařízení na výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů z důvodů přirozené povahy obnovitelných zdrojů nesmí být důvodem neplnění povinnosti výkupu za výkupní ceny.

Na základě odstavce 13 Operátor trhu s elektřinou vydává na písemnou žádost výrobce vyrábějícího elektřinu z obnovitelných zdrojů potvrzení původu elektřiny z obnovitelných zdrojů. Záruku původu vydá operátor trhu s elektřinou do 30 kalendářních dnů od obdržení žádosti.

Výrobce, který vyrábí elektřinu z obnovitelných zdrojů a uplatňuje nárok na úhradu zeleného bonusu, je povinen uzavřít smlouvu na dodávku elektřiny s jiným účastníkem trhu s elektřinou. Právo na úhradu zeleného bonusu se vztahuje také na výrobce, který vyrábí elektřinu z obnovitelných zdrojů pro vlastní spotřebu. Povinnost hradit zelený bonus tomuto výrobcí vzniká provozovateli regionální distribuční soustavy, na jehož vymezeném území se taková výrobní elektřina nachází.

Paragraf 5 vymezuje podmínky podpory, výkupu a evidence výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Odstavec 2 deklaruje, že základním časovým úsekem pro vyhodnocování a zúčtování výkupu elektřiny z obnovitelných zdrojů je 1 měsíc.

O uskutečněné výrobě a výkupu elektřiny z obnovitelných zdrojů předává její výrobce naměřené nebo vypočtené údaje podle jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů příslušnému provozovateli regionální distribuční soustavy nebo provozovateli přenosové soustavy. Předáním údajů o množství elektřiny z obnovitelných zdrojů provozovateli regionální distribuční soustavy nebo provozovateli přenosové soustavy vzniká výrobcí vyrábějícímu v režimu zelených bonusů nárok na úhradu těchto bonusů.

Paragraf 6 v odstavci 1 uvádí pravidla pro stanovení výkupních cen a cen zelených bonusů. Odlišuje se při tom postup při jejich stanovení. Poprvé byla výše cen a zelených bonusů dle zákona stanovena Energetickým regulačním úřadem pro rok 2006. Východiskem pro stanovení výkupních cen jsou ustanovení odstavce 1, písmeno b). Základním neopominutelným pravidlem je dosažení minimálně patnáctileté doby návratnosti investic. V této souvislosti je třeba poznamenat, že se zde jedná o prostou dobu návratnosti, která prakticky nevypovídá nic o ekonomii investice.

Tato zaručená doba návratnosti se vztahuje na ideální průměrné zařízení splňující technické a ekonomické parametry stanovené vyhláškou ERÚ č. 475/2005 Sb. Smyslem této vyhlášky je dát veřejnou informaci, z jakých výchozích technických a ekonomických parametrů výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů byla stanovena výše výkupních cen a zelených bonusů. Tyto parametry jsou stanoveny jako průměrné veličiny vycházející z přírodních podmínek skutečně existujících na území ČR a stávající technické úrovně nových dostupných zařízení na úrovni nejlepších dostupných technik (BAT). Cílem každého investora by mělo být, aby jeho projekt dosahoval minimálně těchto průměrných hodnot parametrů, které mu zajistí návratnost za dobu životnosti projektu, nebo aby jeho projekt měl tyto parametry lepší a tím dosáhl kratší návratnosti a tedy i lepších ekonomických výsledků. Projekty s horšími než průměrnými parametry budou méně ekonomicky výhodné. Tyto parametry tedy též nepřímou brání v realizaci méně ekonomicky efektivních projektů.

V § 6, odst. 1, písmeno b), bod 1 jsou výslovně uvedeny parametry, které musí ERÚ ve své vyhlášce stanovit. Jsou to náklady na instalovanou jednotku výkonu, účinnost využití primárního obsahu energie v obnovitelném zdroji a doba využití zařízení.

Pod náklady na instalovanou jednotku výkonu se rozumí průměrné měrné investiční náklady. V případě účinnosti využití primárního obsahu energie v obnovitelném zdroji se opět jedná o průměrně stanovenou hodnotu. Tento parametr se týká především stanovení cen elektřiny z biomasy a bioplynu. Doba využití zařízení znamená průměrné využití kapacity instalovanou

vaného výkonu zařízení za rok. Podle odstavce 3 je při stanovení výše výkupních cen a zelených bonusů ERÚ povinen dále vycházet z průměrných nákladů na připojení a z průměrných nákladů na provoz zařízení. To znamená, že výše výkupních cen a zelených bonusů se odvozuje od součtu průměrných investičních nákladů zdroje, průměrných nákladů na připojení zdroje k elektrizační soustavě a průměrných provozních nákladů a je stanovena vždy pro průměrné hodnoty parametrů dle odstavce 1, písmeno b), bod 1.

Výkupní cena stanovená podle uvedených parametrů a pravidel bude korigována zohledněním dalšího neopominutelného pravidla, kterým je podle ustanovení § 6, odstavec 1, písmeno a) závazek splnění cíle podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny ve výši 8 % v roce 2010. Výše výkupních cen a zelených bonusů musí být tedy pro jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů v takové výši, aby došlo k dostatečnému využívání potenciálu jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů, který je předpokládán k roku 2010. Pokud tedy nebude v období od roku 2006 do roku 2010 naplňována odpovídající míra využití potenciálu některého druhu obnovitelného zdroje v dostatečné výši, měl by ERÚ tuto skutečnost zohlednit při stanovení výše cen zvýhodněním druhů obnovitelných zdrojů, u nichž tento objem není naplňován.

Dalším doplňujícím pravidlem pro stanovení výkupních cen je ustanovení § 6, odst. 4, které stanoví maximální limit pro meziroční pokles výše výkupních cen (meziroční pokles výkupních cen může být maximálně 5 %). Důvodem pro zavedení tohoto pravidla je zlepšení podmínek pro financování projektů komerčními bankovními úvěry. Projektová příprava instalací obnovitelných zdrojů a zajištění financování těchto projektů obvykle představuje několik roků, zatímco cena je stanovována pro jeden rok. Toto vytváří legitimní otázku ze strany bank, jaká bude cena elektřiny v roce uvedení daného projektu do provozu. Ustanovení o meziročním snížení výkupní ceny o nejvýše 5 % snižuje riziko financování projektu. Toto ustanovení neznamená meziroční decesi, jak ji známe z německého zákona na podporu elektřiny z obnovitelných zdrojů (EEG). Důvodem je, že rozhodujícími pravidly pro stanovení ceny jsou pravidla uvedená výše a pravidlo maximálně 5% snížení je zákonem stanovený limit pro možný pokles výše výkupních cen pro zařízení nově uváděná do provozu.

Základním neopominutelným pravidlem pro stanovení výše zelených bonusů je ustanovení § 6, odst. 2, které ukládá při jejich stanovení přihlídnout ke zvýšené míře rizika uplatnění elektřiny z obnovitelných zdrojů na trhu s elektřinou. Pro systém zelených bonusů není uplatněn princip povinného výkupu, což znamená vyšší riziko při uplatnění vyrobené elektřiny. Toto vyšší riziko ERÚ zohledňuje při stanovení výše ceny zelených bonusů, tj. stanoví tuto výši tak, aby její součet s tržní cenou elektřiny z obnovitelných zdrojů byl za jinak stejných podmínek (tj. pro stejnou technologii a stejné přírodní podmínky) vyšší než výkupní cena.

Obecně tedy lze z ustanovení § 6, odst. 1, písmeno a), odst. 3, dále § 2, odst. 2, písmeno d) a § 3, odst. 2 dovodit, že pravidla pro stanovení výše výkupních cen jsou obdobná jako pravidla pro stanovení výše podpory formou zelených bonusů. Ačkoliv není v § 6, odst. 1, písmeno b), bod 1 výslovně uvedeno, že se toto pravidlo vztahuje i na stanovení výše podpory formou zelených bonusů, je nezbytné jej při výpočtu této výše podpory použít, protože obě schémata podpory musí být stanovena za srovnatelných podmínek.

Podstatné však je, že zatímco v případě výkupních cen se vypočítává přímo výše cen a tato výše je zároveň příjmem výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů za vyrobenou jednotku elektřiny, v případě schématu zelených bonusů je celkový příjem výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů za vyrobenou jednotku elektřiny stanoven jako součet průměrné tržní ceny elektřiny z obnovitelných zdrojů z daného druhu obnovitelného zdroje a zeleného bonusu a patnáctiletou návratnost tedy musí zohlednit tento součet, nikoliv pouze výše zeleného bonusu. ERÚ při stanovení ceny zeleného bonusu vychází z toho, že v součtu průměrné tržní ceny elektřiny z obnovitelných zdrojů z daného druhu obnovitelného zdroje a zeleného bonusu má být patnáctiletá návratnost obsažena, v důsledku rizika dle § 6, odst. 2 je však výše zeleného bonusu navýšena, čímž je ve schématu podpory formou zelených bonusů umožněno zkrácení doby návratnosti formou zvýšení diskontní míry. Vzhledem k tomu, že průměrná tržní cena elektřiny z obnovitelných zdrojů se bude meziročně měnit v závislosti na výši tržní ceny elektřiny z konvenčních zdrojů, musí mít ERÚ nástroj ke zohlednění této skutečnosti. Tímto nástrojem je právě možnost meziroční změny výše zeleného bonusu. Pravidlo podle § 6, odst. 4, které stanoví limit poklesu výše výkupních cen maximálně o 5 %, se proto ve schématu podpory formou zelených bonusů neuplatní.

K ustanovení odstavce 1, písmeno b), bod 2 je nutné poznamenat, že zde stanovená patnáctiletá garance zachování výše výnosů se vztahuje pouze na podporu systémem výkupních cen. Jde přitom o zachování výkupní ceny platné v roce uvedení zařízení do provozu po dobu 15 let, přičemž tato cena se bude navyšovat o změnu cen průmyslových výrobců. Pro zelené bonusy toto ustanovení neplatí, protože ty samy o sobě nemohou být dlouhodobě fixovány vzhledem k jejich vazbě na tržní cenu prodávané elektřiny, která se bude nepochybně měnit. Lze však předpokládat, že výše zelených bonusů bude po toto patnáctileté období stanovována tak, aby celkový výnos v systému zelených bonusů (tj. součet tržní ceny elektřiny z obnovitelných zdrojů a zeleného bonusu) byl v tomto patnáctiletém období stabilní. Ustanovení o patnáctileté garanci ceny platí též pro nově zrekonstruovaná zařízení.

Podle ustanovení odstavce 1, písmeno b), bod 3 budou pro zařízení uvedená do provozu před 1. 8. 2005 po dobu 15 let zachovány výkupní ceny platné v roce 2005 (Cenové rozhodnutí ERÚ č. 10/2004).

Zjednodušené shrnutí je takové, že každý rok bude stanovena výkupní cena pro nová zařízení a tato cena, včetně cen doposud určených se bude meziročně navyšovat indexem cen průmyslových výrobců, takže vznikne „cenová matice“.

Ustanovení odstavce 1, § 7 znamená povinnost ERÚ pravidelně vyhodnocovat výši podílu elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny a zároveň zveřejňovat ekonomické dopady výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů na cenu elektřiny (tj. o kolik se navýší cena elektřiny z titulu podpory obnovitelných zdrojů v nadcházejícím roce). Ustanovení odstavce 2 stanovuje povinnost každoročně předkládat zprávu o plnění cíle 8% podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů

na hrubé spotřebě elektřiny. Účelem této zprávy je každoroční hodnocení reálnosti splnění cíle k roku 2010, mimo jiné i jako podklad pro ERÚ pro stanovení cen (viz ustanovení § 6, odst. 1, písmeno a). Tato zpráva též bude podkladem pro reporting pro Evropskou komisi dle čl. 3 bod 3 Směrnice.

Společná ustanovení, tedy § 8 až 12, obsahují úpravu správních deliktů, kdy kontrola, ukládání, vybírání a vymáhání pokut za jejich spáchání náleží státní energetické inspekci, orgánu zřízenému na základě energetického zákona. Dále jsou v hlavě III obsažena přechodná ustanovení a zmocnění pro Ministerstvo životního prostředí ČR, Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR a Energetický regulační úřad k vydání prováděcích právních předpisů.

Ustanovení paragrafu 14 jsou přímou novelou zákona č. 861/2002 Sb., o ochraně ovzduší, ve znění pozdějších předpisů, a zavádějí systém podpory biopaliv v dopravě (bioetanol, bionafta). Zavedení takové podpory je nutné, protože vyplývá z požadavků Směrnice 2003/30/ES. Tato směrnice stanoví indikativní cíl, že v roce 2010 by měl podíl biopaliv na celkové spotřebě pohonných hmot dosáhnout 5,75 % (v současné době je tento podíl něco přes 1 %). Důvody pro podporu biopaliv jsou jednak environmentální (biopaliva produkují nižší emise řady škodlivin) a dále jde o podporu zemědělské výroby.

Zákon vstoupil v platnost 1. srpna 2005.

2.2. Prováděcí předpisy k zákonu

Zákon obsahuje zmocnění k následujícím prováděcím právním předpisům.

2.2.1. Vyhláška ERÚ č. 475/2005,

kteřou se provádějí některá ustanovení zákona o podpoře využívání obnovitelných zdrojů.

Tato vyhláška stanoví termíny a podrobnosti výběru způsobu podpory elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů, termíny oznámení záměru nabídnout elektřinu vyrobenou z obnovitelných zdrojů k povinnému výkupu a technické a ekonomické parametry.

Vyhláška vymezuje tyto pojmy, pod kterými se rozumí:

- elektřinou vyrobenou z obnovitelných zdrojů – elektřina vyrobená z obnovitelných zdrojů ve výrobně naměřená v předávacím místě výroby a sítě provozovatele distribuční soustavy nebo přenosové soustavy, nebo svorková výroba elektřiny snížená o technologickou vlastní spotřebu elektřiny, v případě společného spalování biomasy a neobnovitelného zdroje poměrná část elektřiny pocházející z obnovitelných zdrojů,
- technologickou vlastní spotřebou elektřiny – spotřeba elektrické energie na výrobu elektřiny při výrobě elektřiny nebo elektřiny a tepla v hlavním výrobním zařízení i pomocných provozech, které s výrobou přímo souvisejí, včetně ztrát v rozvodu, vlastní spotřeby i ztrát na zvyšovacích transformátorech pro dodávku do distribuční soustavy nebo přenosové soustavy, je-li fakturační měření instalováno na jejich primární straně,
- ostatní vlastní spotřebou elektřiny – elektřina z obnovitelných zdrojů, na kterou se vztahuje právo na úhradu zeleného bonusu a která je účelně využita výrobcem či jinou fyzickou nebo právnickou osobou bez použití regionální distribuční soustavy nebo přenosové soustavy,
- svorkovou výrobou elektřiny – celková výroba elektřiny měřená na svorkách generátorů instalovaných ve výrobně,
- váženými průměrnými náklady kapitálu – vážený průměr očekávané úrokové sazby pro úvěry na investice do projektů na využití obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny a očekávaného výnosu vlastního kapitálu investora do projektů výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Vyhláška upravuje v principu dvě oblasti, ke kterým je zmocněna zákonem:

1. Stanovení termínů a podrobností oznámení jednak o samotné výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů a jednak o výběru způsobu podpory. Tyto termíny jsou vázány na běžný kalendářní rok.
2. Specifikaci technických a ekonomických parametrů, které je třeba, aby podle § 6, odst. 1, písmeno b) zákona splnily výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů uvedené do provozu po dni nabytí účinnosti zákona, aby při podpoře výkupními cenami vyhlášenými Energetickým regulačním úřadem byla dosažena patnáctiletá (prostá) doba návratnosti investic.

Parametry jsou definovány ve vyhlášce komplexně a v příloze jsou uvedeny konkrétní příklady indikativních hodnot jednotlivých technických a ekonomických parametrů u vybraných technologií výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Komplexní definice technických a ekonomických parametrů a specifikace indikativních parametrů umožňuje, aby z garance patnáctileté doby návratnosti investice nebyli zbytečně vyloučeni ti výrobci, kteří překročí dílčí technický či ekonomický parametr, ale v kombinaci všech ostatních parametrů naplní požadovanou efektivnost.

Uvedené ekonomické a technické parametry regulují efektivitu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. V praxi to znamená, že v důsledku těchto ustanovení bude podporována pouze taková výroba elektřiny, která je efektivní a jako efektivní využívání obnovitelných zdrojů má pozitivní dopady na životní prostředí. Navrhovaná právní úprava zajišťuje, že budou budovány výroby elektřiny pouze tam, kde to má smysl a kde využívání takového obnovitelného zdroje bude finančně rentabilní.

Příloha č. 3 k vyhlášce č. 475/2005 Sb., indikativní hodnoty technických a ekonomických parametrů.

Energie vody - vodní elektrárny

1. Předpokládaná doba životnosti nové výroby: 30 let.
2. Požadavek účinnosti využití primárního obsahu energie: Účinnost nově instalované turbíny je uvažována v provozním optimu minimálně 85 % (měřeno na spojce turbíny), u renovací starších typů alespoň 80 %.
3. Měrné investiční náklady a roční využití instalovaného výkonu zdroje:

Celkové měrné investiční náklady [Kč/kW _e]	Roční využití instalovaného výkonu [kWh/kW _e]
< 90 000	>3 700
< 110 000	>4 500
< 130 000	>5 000

Energie biomasy

1. Předpokládaná doba životnosti nové výroby: 20 let.
2. Požadavek účinnosti využití primárního obsahu energie: U výroben spalujících biomasu pro výrobu elektřiny se předpokládá racionální využití odpadního tepla.
3. Měrné investiční náklady a roční využití instalovaného výkonu zdroje:

Charakteristika výroby	Celkové měrné investiční náklady [Kč/kW _e]	Roční využití instalovaného výkonu [kWh/kW _e]
Zdroj spalující čistou biomasu	< 50 000 Kč/kW _e	>5 000
Zdroj spalující (samostatně) plyn ze zplyňování pevné biomasy	< 50 000 Kč/kW _e	>5 000

Měrné investiční náklady – celkové měrné investiční náklady vztahované na instalovaný elektrický výkon.

Indikativní parametry u energie biomasy byly použity za předpokladu cen biomasy v roce 2005 v obvyklé úrovni odpovídající její kvalitě a množství.

Bioplyn, skládkový plyn, kalový a důlní plyn z uzavřených dolů

1. Předpokládaná doba životnosti nové výroby spalující skládkový, kalový nebo důlní plyn: 15 let, výroby spalující bioplyn pak 20 let.
2. Požadavek účinnosti využití primárního obsahu energie: U výroben spalujících bioplyn pro výrobu elektřiny se předpokládá racionální využití odpadního tepla.
3. Měrné investiční náklady a roční využití instalovaného výkonu zdroje:

Charakteristika výroby	Celkové měrné investiční náklady [Kč/kW _e]	Roční využití instalovaného výkonu [kWh/kW _e]
Výroby spalující skládkový plyn, kalový plyn	< 50 000	>7 000
Výroby spalující bioplyn	< 80 000	>7 000
Výroby spalující bioplyn včetně nové technologie produkce bioplynu	< 150 000	>7 500
Výroby spalující důlní plyn z uzavřených dolů	< 50 000	>7 000

Energie větru – větrné elektrárny

1. Předpokládaná doba životnosti nové výroby: 20 let.
2. Požadavek účinnosti využití primárního obsahu energie: Roční průměrná rychlost větru v lokalitě výstavby větrné elektrárny ve výšce osy rotoru navrhované elektrárny se předpokládá 6 a více m/s.
3. Měrné investiční náklady a roční využití výkonu instalovaného zdroje:

Celkové měrné investiční náklady [Kč/kW _e]	Roční využití instalovaného výkonu [kWh/kW _e]
< 36 500	>1 800
< 38 500	>1 900

Geotermální energie – využití nízkopotenciálního tepla

1. Předpokládaná doba životnosti nové výroby: 20 let.
2. Požadavek účinnosti využití primárního obsahu energie: Energetický potenciál zdroje geotermální energie se předpokládá alespoň v takové výši, aby z něj bylo možné prostřednictvím teplonosného média trvale získávat minimální tepelný zisk odpovídající 50 až 70 litrům vody za sekundu o teplotě vyšší než 95 °C na jeden megawatt instalovaného elektrického výkonu zdroje.

3. Měrné investiční náklady a roční využití výkonu instalovaného zdroje:

Celkové měrné investiční náklady včetně vrtů [Kč/kW _e]	Roční využití instalovaného výkonu [kWh/kW _e]
< 275 000	>5 700

Fotovoltaika

1. Předpokládaná doba životnosti nové výroby: 15 let.
2. Požadavek účinnosti využití primárního obsahu energie: Předpokládá se konstrukce a umístění fotovoltaických článků tak, aby bylo dosaženo roční svorkové výroby elektřiny alespoň 150 kWh na metr čtvereční aktivní plochy solárního panelu.
3. Měrné investiční náklady a roční využití výkonu instalovaného zdroje:

Celkové měrné investiční náklady [Kč/kW _p]	Roční využití instalovaného špičkového výkonu [kWh/kW _p]
< 135 000	> 980

Pozn.: kW_p vyjadřuje jednotku špičkového elektrického výkonu solárního panelu dosažitelného za daných podmínek.

2.2.2. Vyhláška MŽP č. 482/2005,

o stanovení druhů, způsobů využití a parametrů biomasy při podpoře výroby elektřiny z biomasy.

Vyhláška stanoví druhy a způsoby využití biomasy, na které se z hlediska ochrany životního prostředí vztahuje podpora podle zákona Vyhláška stanoví parametry biomasy, podle kterých se stanovují kategorie biomasy s odlišnou podporou výroby elektřiny.

Pro účely vyhlášky se rozumí:

- a) biologicky rozložitelným materiálem – materiál podléhající biologickému anaerobnímu nebo aerobnímu rozkladu za podmínek přirozeně se vyskytujících v biosféře,
- b) biologicky rozložitelnou částí vytríděného průmyslového a komunálního odpadu – oddělené, biologicky rozložitelné složky vytríděné z komunálního nebo průmyslového odpadu nebo pocházející z odděleného sběru,
- c) biopalivem – palivo vyrobené z biomasy,
- d) způsoby využití biomasy – jednostupňové a vícestupňové technologické procesy výroby elektřiny,
- e) vysokoteplotním zplyňováním – termický proces zplyňování nebo obdobných fyzikálních nebo chemických procesů, které probíhají při teplotě alespoň 2000 °C,
- f) nízkoteplotním zplyňováním – termický proces zplyňování, zkapalňování, pyrolýzy nebo obdobných fyzikálních nebo chemických procesů, které probíhají při teplotě nižší než 2000 °C,
- g) společným spalováním – spalování biomasy a neobnovitelného zdroje energie, s výjimkou případů, kdy je výroba elektřiny z biomasy možná jen prostřednictvím zažehnutí nezbytného množství paliva jiného, než je biomasa, a kdy veškerá elektřina vyrobená tímto způsobem se považuje za elektřinu z biomasy, za účelem výroby elektřiny, nebo za účelem společné výroby elektřiny a tepelné energie:
 1. v zařízeních, kde dochází k míšení neobnovitelného zdroje energie a biomasy v jednom topeništi, nebo před vstupem do topeniště, přičemž fyzikálně je možné rozlišit energii vzniklou spálením směsi pouze na základě parametrů jednotlivých složek paliva, jakými jsou například hmotnostní podíl, vlhkost, výhřevnost, obsah popelovin, poměr uhlíku a dusíku,
 2. v zařízeních, kde dochází ke spalování biomasy a neobnovitelného zdroje energie v samostatných kotlích, dodávajících vyrobené teplo do společné parní sběrnice, ze které se uskutečňuje odběr tepla pro výrobu elektřiny v jednom nebo více parních turbosoustrojích (dále jen „paralelní spalování“).
- h) mechanicko-biologickou úpravou – úprava směsného komunálního odpadu a průmyslového odpadu svou charakteristikou a složením podobným komunálnímu odpadu, spočívající v kombinaci mechanických a jiných fyzikálních postupů, jako jsou například rozdrobení a třídění, s biologickými postupy, jako jsou zejména hnití a fermentace, k oddělení některých složek obsažených v těchto odpadech a k jejich biologické stabilizaci.

Koncepce vyhlášky zabezpečuje soulad norem ochrany životního prostředí při procesech výroby elektřiny z biomasy prostřednictvím interakce mezi požadavky na biologická paliva na jedné straně a příslušnými procesními technologiemi v souladu s ostatními předpisy na ochranu životního prostředí na straně druhé. Záměrně se vyhýbá stanovení dodatečných požadavků na příslušné technologie, neboť ty povětšinou jsou součástí jiných právních předpisů.

S ohledem na skutečnost, že za určitých podmínek může být předmětem podpory veškerá biomasa, která není z podpory vyloučena, je v příloze 1 vyhlášky uveden přehled biomasy, který je nutno chápat jako pokud možno úplný v rámci současných dostupných znalostí. Biomasou jsou přitom jak samotné rostlinné a živočišné materiály tak i paliva z nich vyrobená. Zároveň je však nezbytné vycházet z toho, že zavedení a dodržování správné praxe při zařazování biomasy má své limity, resp. vyžaduje delší časový horizont.

Příloha 2 vymezuje potenciálně rizikové rostliny z hlediska ochrany přírody a krajiny a vylučuje je proto z podpory.

Pokud bude biomasa získaná likvidací porostu na původním stanovišti v příloze 2 uvedených rostlin energeticky využita, je tato energie předmětem podpory, neboť se nejedná o účelové pěstování. Tato výjimka je poměrně dobře kontrolovatelná

a může přispět k ošetření mnohých lokalit, na nichž se samovolně rozšířily invazivní druhy rostlin. Předpokládá se, že pravidelnou likvidací (sečí) těchto rostlin dojde k jejich zeslabení a postupné náhradě v biotopu jinými druhy.

Součástí vyhlášky je výčet těch druhů biomasy, resp. paliv z biomasy, které nejsou předmětem podpory dle zákona. Vyloučení rašeliny vychází z potřeby absolutní kontrolovatelnosti v této oblasti.

Kategorizace biomasy podle § 3 odst. 2 zákona je provedena podle parametrů, které vymezuje tato vyhláška. Základními parametry jsou výhřevnost a náklady (tj. kvantitativní parametry), doplňkovým parametrem je přínos k udržitelnému rozvoji (kvalitativní parametr).

V případě společného spalování biomasy a fosilních paliv není předmětem podpory elektřina z biomasy o výhřevnosti nižší než 5,1 MJ/kg, v případě ostatních způsobů přímého spalování biomasy je tato minimální hodnota 7 MJ/kg. Důvodem je, že spalování biomasy o takto nízké výhřevnosti je z energetického hlediska neefektivní (obsah vody přesahuje hodnotu 50 %) a problematická je tak i logistika biomasy. V případě společného spalování by využívání biomasy o nízké výhřevnosti mohlo navádět k pokusům o různé způsoby neoprávněného vykazování elektřiny vyrobené v rámci spoluspalování (např. převod části elektřiny vyrobené z fosilního zdroje na biomasu).

Dalším základním parametrem pro rozčlenění biomasy do kategorií jsou ekonomicky oprávněné náklady na její produkci. Tento parametr zároveň zásadně ovlivňuje výši podpory výroby elektřiny z biomasy. Tato vyhláška ovšem není vyhláškou cenovou, nemůže tedy výši podpory elektřiny z biomasy stanovovat. Ustanovení této vyhlášky však má, v souladu s § 3, odst. 2 zákona, nastavením kategorií napomoci snazšímu a přesnějšímu stanovování cen cenovými rozhodnutími ERÚ. Regulátor by tedy měl k této kategorizaci biomasy při stanovení výše cen a zelených bonusů pro elektřinu z biomasy přihlídnout. Míra tohoto přihlídnutí je však nepochybně výhradně záležitostí regulátora.

V případě udržitelného rozvoje se obecně jedná o celý komplex ukazatelů, na jejichž základě by bylo možné posoudit celkový přínos využívání daného druhu biomasy daným způsobem k udržitelnému rozvoji. Tato vyhláška však celý tento komplex nemůže postihnout, ani to není jejím účelem. I proto je tento parametr pro kategorizaci doplňkový, tj. má při zařazení daného druhu biomasy do kategorie menší váhu.

Na základě výše zmíněných parametrů byly vyčleněny kategorie 1 až 3. Zjednodušeně lze říci, že v kategorii 1 je biomasa z účelově pěstovaných energetických rostlin, v kategorii 2 především zbytková biomasa nemající jiné než energetické využití a v kategorii 3 biomasa mající i jiné než energetické využití (materiálové apod.).

Vytvořené kategorie jsou v souladu s definicí biomasy a s dalšími ustanoveními v zákoně a nejsou v rozporu s definicemi uvedenými např. v Nařízení vlády č. 352/2002 Sb., kterým se stanoví emisní limity a další podmínky provozování spalovacích stacionárních zdrojů znečišťování ovzduší. Současně je přihlídnuto k definicím tuhých biopaliv uvedeným v technické normě ČSN 83 8200 Tuhá biopaliva – Terminologie, definice a popis tak, aby nedocházelo k nejasnostem či sporům při nakládání s daným druhem biomasy.

Kategorie biomasy, na jejichž základě je diferencována cena elektřiny vyráběné z této biomasy a také druhy biomasy jsou definovány tak, aby v maximálním množství případů (dle odhadu u více než 95 % objemu uvažované energetické biomasy) bylo možné přiřadit každému jednotlivému druhu biomasy explicitně příslušnou kategorii. Ve většině případů je zařazení daného druhu biomasy do příslušné kategorie zcela zřejmé a nevznikají žádné pochybnosti (např. též s pomocí definic v ČSN 83 82000). Ve zbylých případech bude zařazení provedeno na základě správné praxe a dohody všech zúčastněných stran.

V paragrafu 5 jsou uvedeny obecné způsoby využití biomasy, které jsou předmětem podpory bez ohledu na to, jaká biomasa bude v těchto zařízeních energeticky využívána. V § 5 jsou dále vymezeny technologie, jejichž použití pro výrobu elektřiny z biomasy je předmětem podpory dle zákona. Jde v podstatě o všechny základní technologie použitelné pro výrobu elektřiny z biomasy, protože při bližším zkoumání nebyl objeven žádný způsob výroby elektřiny z biomasy, který by z hlediska ochrany životního prostředí neměl být předmětem podpory.

Za biomasu ve smyslu zákona nelze považovat směsi spalované ve specializovaných zařízeních, jako jsou spalovny odpadů. Spalovny odpadů jsou tedy z podpory dle zákona zcela vyloučeny. Důvodem je mimo jiné, že jejich podpora je zajištěna jiným způsobem (zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání, výkonu státní správy v energetických odvětvích a změně některých zákonů – energetický zákon, ve znění pozdějších předpisů).

Příloha 1 obsahuje seznam biomasy, která je předmětem podpory a současně určuje u těchto druhů biomasy způsob využití, který je předmětem podpory (tj. anaerobní digesce – AD, vysokoteplotní zplyňování – VZ, přímé spalování v rámci spoluspalování – S a paralelního spalování – P a ostatní způsoby přímého spalování – O) a jejich kategorii (pro S, P a O1 až O3, pro AD a VZ). Konkretizuje tedy § 3 a § 4 vyhlášky. Cílem tohoto seznamu je usnadnění identifikace konkrétní biomasy z hlediska podpory (zda je předmětem podpory), usnadnění identifikace podporovaného způsobu využití biomasy a usnadnění jejího přiřazení do konkrétní kategorie.

Příloha 2 uvádí seznam z hlediska ochrany přírody rizikových rostlin, které mohou mít určitý potenciál v oblasti energetického využití, avšak zároveň je u nich riziko nekontrolovaného šíření a potlačování původních druhů. Energetické využití účelově pěstovaných rostlin uvedených na seznamu proto nebude předmětem podpory podle zákona č. 180/2005 Sb.

2.2.3. Vyhláška ERÚ č. 502/2005,

o stanovení způsobu vykazování množství elektřiny při společném spalování biomasy a neobnovitelného zdroje.

Tato vyhláška stanoví při společném spalování biomasy a neobnovitelného zdroje způsob vykazování množství elektřiny z obnovitelných zdrojů, způsob vykazování skutečného nabytí množství biomasy a její kvalitu a způsob vykazování skutečného využití veškeré nabyté biomasy pro účely výroby elektřiny.

Pro účely vyhlášky se rozumí

1. spoluspalováním – společné spalování biomasy a neobnovitelného zdroje energie ve stejném kotli,
2. paralelním spalováním – společné spalování biomasy a neobnovitelného zdroje, při kterém se oba druhy paliv spalují odděleně v samostatných kotlích dodávajících vyrobené teplo do společné parní sběrnice, ze které se uskutečňuje odběr tepla pro výrobu elektřiny.

Vyhláška specifikuje vykazování množství elektřiny vyrobené při společném spalování biomasy a neobnovitelného zdroje na základě měření spotřeby paliv a jejich klíčových parametrů. Vyhláška rozlišuje dva režimy společného spalování biomasy a neobnovitelného zdroje tj. spoluspalování a paralelní spalování. Vyhláška je koncipována tak, aby vyhovovala nejen jednoduchému schématu zapojení kotle, ale i složitějším schématům, která se mohou v praxi objevit. Výkazy se vyplňují měsíčně, a to vždy za skupinu kotlů a turbogenerátorů, které jsou napojeny na společnou parní sběrnici. Množství energie obsažené v biomase a v neobnovitelných palivech při jejich společném spalování se stanovuje na základě předem definované metodiky, která zohlední specifika konkrétní technologie i používané formy biomasy a upřesní především způsob vzorkování a měření spotřeby používaných paliv, jejich výhřevnosti a obsahu vody.

Výpočet množství vyrobené elektřiny při společném spalování biomasy a neobnovitelného zdroje, který bezprostředně váže i na výši podpory, je konstruován tak, že u kombinované výroby elektřiny a tepla upřednostňuje pro výrobu elektřiny primárně teplo vyrobené z biomasy, a tím eliminuje znevýhodnění kombinované výroby elektřiny a tepla v situaci, kdy je zákonem podporována pouze výroba elektřiny ale nikoliv tepla. Obdobně se postupuje i při kombinaci spoluspalování a paralelního spalování, kdy se pro výrobu elektřiny počítá primárně teplo vyrobené paralelním spalováním biomasy, které je svým charakterem v podstatě čisté spalování biomasy v jednom kotli bez příměsi neobnovitelných zdrojů.

Samotnou povinnost výrobců, tj. vykazovat množství elektřiny vyrobené při spalování biomasy a neobnovitelného zdroje, ukládá zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů, a navrhovaná vyhláška pouze stanoví způsob zjišťování a formu vykazování. Vyhláška v určitém ohledu zrovnoprávňuje postavení kombinované výroby elektřiny a tepla ve srovnání s čistě elektrárenským provozem bez odběru tepla a tím narovná podnikatelské podmínky na trzích deformovaných jednostrannou podporou pouze výroby elektřiny a nikoliv tepla z obnovitelných zdrojů.

Úprava dále umožňuje zvýhodnit paralelní spalování, které může být z ekologického hlediska výhodnější než prosté spoluspalování. Klíčovou částí vyhlášky je definice dvou nových pojmů, tj. spoluspalování a paralelní spalování, a to z toho důvodu, aby bylo možné vykazovat množství elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů při společném spalování biomasy a neobnovitelných zdrojů odděleně právě pro případ spoluspalování a paralelního spalování. Toto je provedeno především pro uplatňování odlišné výše podpory v obou režimech.

Vzhledem k široké rozmanitosti používaných technologií, jejich konfigurace a způsobu zapojení v praxi, k možnostem daným stávajícími technologiemi ale i k jejich omezením, není možné uvést dostatečně podrobnou konkrétní metodiku měření a sledování jednotlivých parametrů nutných pro výpočet a vykazování množství elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, která by byla zároveň dostatečně přesná v každém konkrétním případě, ale i dostatečně obecná, aby vyhovovala všem možným reálným případům.

Z tohoto důvodu vyhláška specifikuje, že způsob měření a sledování vstupních parametrů paliv, které se využívají pro výpočet a vykazování množství elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů, je upraven předem definovanou metodikou měření, která je zároveň ověřená odborně způsobilou osobou. Tento přístup zajistí, že bude použitý způsob vykazování dostatečně věrohodný, transparentní a kontrolovatelný ve všech praktických řešeních.

Měření a sledování veličin podle předem ověřené metodiky měření využívá zjednodušeným způsobem obdobný princip, jaký se již používá v emisním obchodování při sledování a vykazování množství emisí skleníkových plynů, respektive spotřebovaných paliv. To mj. umožní těm zařízením, která spadají do systému emisního obchodování, využít efektivním způsobem již zavedenou praxi měření a sledování spotřeby paliva a snížit tak administrativní zátěž a náklady související se sledováním, měřením a vykazováním.

2.2.4. Cenové rozhodnutí ERÚ

Jako červená niť se zákonem a vyhláškami táhne otázka, za kolik se bude prodávat vyrobená elektřina. Tuto zásadní odpověď dává Energetický regulační úřad, který podle § 2c zákona č. 265/1991 Sb., o působnosti orgánů České republiky v oblasti cen, ve znění pozdějších předpisů, § 17, odst. 6, písm. e) a § 32, odst. 4 zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, a § 6 zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů) vydává cenové rozhodnutí o cenách elektřiny, vyrobené z OZE. Tato cenová rozhodnutí jsou uvedena v Energetickém regulačním věstníku a na internetových stránkách ERÚ.

Zásadní věci z aktuálního cenového rozhodnutí

1. Ceny uváděné v cenovém rozhodnutí neobsahují daň z přidané hodnoty.
2. Výkupní ceny jsou stanoveny jako minimální ceny podle zákona č. 526/1990 Sb., o cenách. Zelené bonusy jsou stanoveny jako pevné ceny podle stejného zákona. V rámci jedné výroby nelze kombinovat režim výkupních cen a režim zelených bonusů.
3. Výkupní ceny se uplatňují za elektřinu dodanou a naměřenou v předávacím místě výroby a sítě provozovatele příslušné distribuční soustavy nebo provozovatele přenosové soustavy.
4. Zelené bonusy se uplatňují za elektřinu dodanou a naměřenou v předávacím místě výroby a sítě provozovatele regionální distribuční soustavy nebo přenosové soustavy a dodanou výrobcem obchodníkovi s elektřinou nebo oprávněnému zákazníkovi a dále za ostatní vlastní spotřebu elektřiny.

Výkupní ceny elektřiny a cena zelených bonusů pro rok 2007

Zdroj energie / Datum uvedení do provozu	Výkupní ceny elektřiny dodané do sítě v Kč za 1 MWh			Zelené bonusy v Kč za 1 MWh		
	VT	NT		VT	NT	
Malá vodní elektrárna						
Uvedená do provozu po 1. lednu 2006 včetně nových lokalit	2 390	3 800	1 685	1 340	2 415	825
Uvedená do provozu po 1. lednu 2005 vč. a rekonstruované MVE	2 170	3 470	1 520	1 120	2 085	660
Uvedená do provozu před 1. lednem 2005	1 690	2 700	1 185	640	1 315	325
Biomasa	kat. O1	kat. O2	kat. O3	kat. O1	kat. O2	kat. O3
Výroba elektřiny spalováním čisté biomasy	3 375	2 890	2 340	2 255	1 770	1 220
Biomasa – společné spalování				kat. S1	kat. S2	kat. S3
Výroba elektřiny společným spalováním palivových směsí biomasy a fosilních paliv	–	–	–	1 275	790	240
Biomasa – paralelní spalování				kat. P1	kat. P2	kat. P3
Výroba elektřiny paralelním spalováním palivových směsí biomasy a fosilních paliv	–	–	–	1 530	1 045	495
Bioplyn, skládkový a důlní plyn						
Výroba elektřiny spalováním skládkového plynu pro zdroj uvedený do provozu po 1. lednu 2006 včetně		2 270			1 150	
Výroba elektřiny spalováním kalového plynu pro zdroj uvedený do provozu po 1. lednu 2006 včetně		2 270			1 150	
Výroba elektřiny spalováním bioplynu v bioplynových stanicích pro zdroj uvedený do provozu po 1. lednu 2006 včetně		3 040			1 920	
Výroba elektřiny spalováním důlního plynu z uzavřených dolů		2 270			1 150	
Výroba elektřiny spalováním bioplynu ve výrobě uvedené do provozu od 1. lednu 2004 do 31. prosince 2005		2 570			1 450	
Výroba elektřiny spalováním bioplynu ve výrobě uvedené do provozu před 1. lednem 2004		2 640			1 550	
Větrná elektrárna						
Uvedená do provozu po 1. lednu 2007 včetně		2 460			1 950	
Uvedená do provozu od 1. ledna 2006 do 31. prosince 2006		2 510			2 000	
Uvedená do provozu od 1. ledna 2005 do 31. prosince 2005		2 750			2 240	
Uvedená do provozu od 1. ledna 2004 do 31. prosince 2004		2 890			2 380	
Uvedená do provozu před 1. lednem 2004		3 200			2 690	
Geotermální energie						
Výroba elektřiny využitím geotermální energie pro zdroj uvedený do provozu po 1. lednu 2006 včetně		4 500			3 510	
Sluneční záření						
Výroba elektřiny využitím slunečního záření pro zdroj uvedený do provozu po 1. lednu 2006 včetně		13 460			12 750	
Výroba elektřiny využitím slunečního záření pro zdroj uvedený do provozu před 1. lednu 2006		6 410			5 700	

Malou vodní elektrárnou se rozumí vodní elektrárna s instalovaným výkonem do 10 MW_e včetně. Pro měření a účtování dodávky elektřiny z malé vodní elektrárny za výkupní ceny elektřiny mohou být stanovena dvoutarifní pásma.

Rekonstruovanou malou vodní elektrárnou se rozumí stávající výroba, na které byla po 13. srpnu 2002 provedena a dokončena rekonstrukce zařízení výroby zvyšující technickou, provozní, bezpečnostní a ekologickou úroveň zařízení na úroveň srovnatelnou s nově zřizovanými výrobny.

Za takovou rekonstrukci zařízení se považuje:

- a) výměna nebo generální oprava turbíny,
- b) výměna nebo převinutí generátoru,
- c) oprava elektročásti spočívající v zabránění působení zpětných vlivů na síť a vyhovující ČSN EN 50160,
- d) výměna regulačních zařízení,
- e) výměna nebo instalace nového automatizovaného systému řízení.

Rekonstrukce zařízení výroby je dokončena provedením všech prací uvedených pod písmenem a) až e), přičemž jednotlivé výrobní technologické celky, kterými je nahrazeno stávající zařízení, nesmí být ke dni ukončení rekonstrukce starší než 5 let. Novou lokalitou se rozumí lokalita, kde dosud nebyla umístěna výrobní elektřiny připojená k přenosové nebo distribuční soustavě.

Pro výkupní ceny a zelené bonusy pro výrobu elektřiny z biomasy platí zařazení upravené Vyhláškou MŽP č. 482/2005 Sb., kterou se stanoví druhy, způsoby využití a parametry biomasy při podpoře výroby elektřiny z biomasy. Ta rozlišuje jednotlivé druhy biomasy do kategorií O1–O3 pro účely spalování čisté biomasy, kategorií S1–S3 pro účely společného spalování pali-
vových směsí biomasy a fosilních paliv a kategorií P1–P3 pro účely paralelního spalování biomasy a fosilních paliv.

U větrných elektráren uvedených do provozu od 1. ledna 2005 do 31. prosince 2005 a po 1. lednu 2006 včetně se minimální výkupní ceny uplatňují pouze pro nově zřizované výrobní elektřiny, jejichž výrobní technologické celky (zejména rotor a generátor) nejsou starší než dva roky. U nově zřizované výrobní elektřiny se uvedením do provozu rozumí den, kdy výrobce začal na základě rozhodnutí o udělení licence na výrobu elektřiny v dané výrobě vyrábět a dodávat elektřinu do ES.

Podmínkou uplatnění výkupní ceny je předání údajů o předpokládaném množství elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů v jednotlivých výrobních nad 1 MW_e výrobcem příslušnému provozovateli regionální distribuční soustavy nebo provozovateli přenosové soustavy, a to následujícím postupem:

- a) upřesněné měsíční množství elektřiny je předáno výrobcem příslušnému provozovateli soustavy do patnáctého dne kalendářního měsíce předcházejícího kalendářnímu měsíci, ve kterém se má dodávka uskutečnit,
- b) upřesněné týdenní množství elektřiny je předáno výrobcem příslušnému provozovateli soustavy ve formě hodinových diagramů pro jednotlivé dny kalendářního týdne do 10 hodin prvního pracovního dne kalendářního týdne před kalendářním týdnem, ve kterém se má dodávka uskutečnit,
- c) upravený denní diagram dodávek je předáván výrobcem provozovateli příslušné soustavy do 8 hodin kalendářního dne, který předchází kalendářnímu dni, ve kterém se má dodávka uskutečnit. Tento postup se nevztahuje na větrné elektrárny a výroby elektřiny využívající sluneční záření.

Pro zdroje s instalovaným výkonem nad 1 MW_e s výjimkou malých vodních elektráren, větrných elektráren a výroben elektřiny využívajících sluneční záření se výkupní cena elektřiny stanovená podle tohoto cenového rozhodnutí snižuje za vykázané množství elektřiny o 20 %:

- a) pro každý den kalendářního měsíce, kdy bylo skutečně vykoupené množství elektřiny větší než součet množství uvedený v příslušném denním diagramu o více než 10 %,
- b) pro každý den kalendářního měsíce, kdy bylo skutečně vykoupené množství elektřiny menší než součet množství uvedený v příslušném denním diagramu o více než 15 %.

2.2.5 Zprávy

Zákon 180/2005 Sb. v § 7 stanovuje povinnost pro ERÚ pravidelně k 30. červnu vyhodnocovat výši podílu elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny za uplynulý kalendářní rok a zároveň zveřejňovat ekonomické dopady výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů na cenu elektřiny pro konečné zákazníky v nadcházejícím kalendářním roce. Tuto zprávu ERÚ zveřejňuje v Energetickém regulačním věstníku.

Zpráva o plnění 8% cíle

Dále zákon stanovuje povinnost pro MPO, MŽP a ERÚ každoročně předkládat do 30. září zprávu o plnění cíle 8% podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny. Zpráva je podkladem pro reporting pro Evropskou komisi dle čl. 3, bod 3 Směrnice 77/2001. Za rok 2005 byla zpráva vypracována a předána do Bruselu s následujícími závěry.

Předpoklad pro splnění 8% indikativního cíle představuje pro ČR výrobu 5,8 TWh elektřiny z obnovitelných zdrojů. Základní předpoklady jsou:

- produkce velkých vodních elektráren na úrovni 1 100 000 MWh
- maximalizace využití stávajících kapacit pro spoluspalování biomasy – výroba 500 000 MWh
- výstavba nových kapacit uvedených do provozu v období 2006 – 2010

Vzhledem k dostupnosti využitelného energetického potenciálu je pro splnění indikativního cíle klíčová výstavba instalovaných kapacit v biomase (cca 250 MW), malých vodních elektrárnách (cca 100 MW), větru (cca 600 MW) a bioplynu.

Oproti původním předpokladům dochází vlivem vyšší hrubé domácí spotřeby elektřiny rovněž ke zvýšení potřebné výroby elektřiny z OZE v roce 2010 z 5,7 na 5,9 TWh, aby byl zachován podíl 8 % odpovídající indikativnímu cíli. Vzhledem k technickým možnostem jednotlivých obnovitelných zdrojů je toto navýšení možné teoreticky realizovat pouze prostřednictvím

biomasy. V níže uvedené projekci byla proto aktualizována hodnota nových potřebných instalovaných kapacit zdrojů využívajících biomasu ze 150 na 250 MW.

Pro zajištění ekonomické výhodnosti investic se předpokládají následující podmínky:

1. Minimální zachování současné úrovně výkupních cen.
2. Neomezování podpory ekonomicky reálných způsobů využití OZE (zejména spalování).
3. Investiční podpora 20–30 % investičních nákladů, podle podmínek využití jednotlivých druhů OZE.
4. Zvýšení motivace v sektoru zemědělství tak, aby bylo dosaženo výnosů srovnatelných s produkcí plodin pro potravinářské využití.

Závěr ze zprávy pro rok 2005

Podíl elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny v ČR v roce 2005 činil 4,48 %. Oproti roku 2004 se tento podíl zvýšil o 0,44 %.

Hrubá výroba elektřiny z OZE meziročně stoupla o 362,6 MWh, tj. o 13,1 %. Největší nárůst byl zaznamenán u vodních elektráren. Hrubá výroba elektřiny ve vodních elektrárnách meziročně stoupla o 17,9 %. U bioplynu stoupla meziroční výroba o 15,9%. Oproti roku 2004 se též o 117,2 % zvýšila výroba elektřiny z větru. Zato výroba elektřiny z biomasy stagnovala.

	Hrubá výroba elektřiny MWh	Podíl na hrubé dom. spotřebě elektřiny %	Podíl na hrubé výrobě elektřiny %
Vodní elektrárny	2 379 910,0	3,40	2,88
Biomasa celkem	560 251,9	0,80	0,68
Bioplyn celkem	160 856,9	0,23	0,19
Větrné elektrárny (nad 100 kW)	21 441,6	0,68	0,03
Tuhé komunální odpady (BRKO)	10 612,3	0,34	0,01
Fotovoltaické systémy	120,1	0,01	0,00
Celkem	3 133 192,8	4,48	3,79

První rok účinnosti zákona o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů ukázal, že nastavený systém nevede k rovnoměrnému rozvoji všech OZE. Charakter podpory je zaměřen především na ekonomické parametry projektů, proto se rozvíjí především ty zdroje, které nejsou zatíženy dodatečným investičním rizikem (nepokrytými zákonem) a současně nabízejí krátké doby návratnosti:

- malé vodní elektrárny,
- fotovoltaika,
- využití bioplynu,
- větrné elektrárny.

Na dynamickém rozvoji uvedených oblastí se významně podílí dostupnost dotací ze strukturálních fondů.

Naopak využití biomasy stagnuje, především z důvodu množstevních omezení odpadní biomasy a nedostatečné motivace zemědělců k pěstování energetických plodin. K malému zájmu o investice do oblasti biomasy vede především dlouhá doba návratnosti takového zařízení a již zmíněný nedostatek energetických plodin.

Základním předpokladem pro další navýšování podílu OZE na výrobě elektřiny jsou investice do výstavby nových zařízení, zejména v oblasti využití biomasy a větrné energie, z čehož plyne nutnost poskytnutí podmínek zajišťujících atraktivnost investice.

1. Zachování minimálně současné úrovně výkupních cen.
2. Zvýraznění motivace k využití energetických plodin oproti odpadní biomase.
3. Podpora a maximalizace využití ekonomicky reálných způsobů výroby elektřiny z OZE (například spalování biomasy s uhlím).
4. Investiční podpora nových projektů minimálně v úrovni 20–30 % resp. podle podmínek jednotlivých programů (využití prostředků strukturálních fondů EU).
5. Zvýšení motivace zemědělců k pěstování energetických plodin – současná úroveň podpory ve výši 2000 Kč/ha přináší čistý výnos cca o 1/3 nižší než při pěstování plodin pro potravinářské účely.

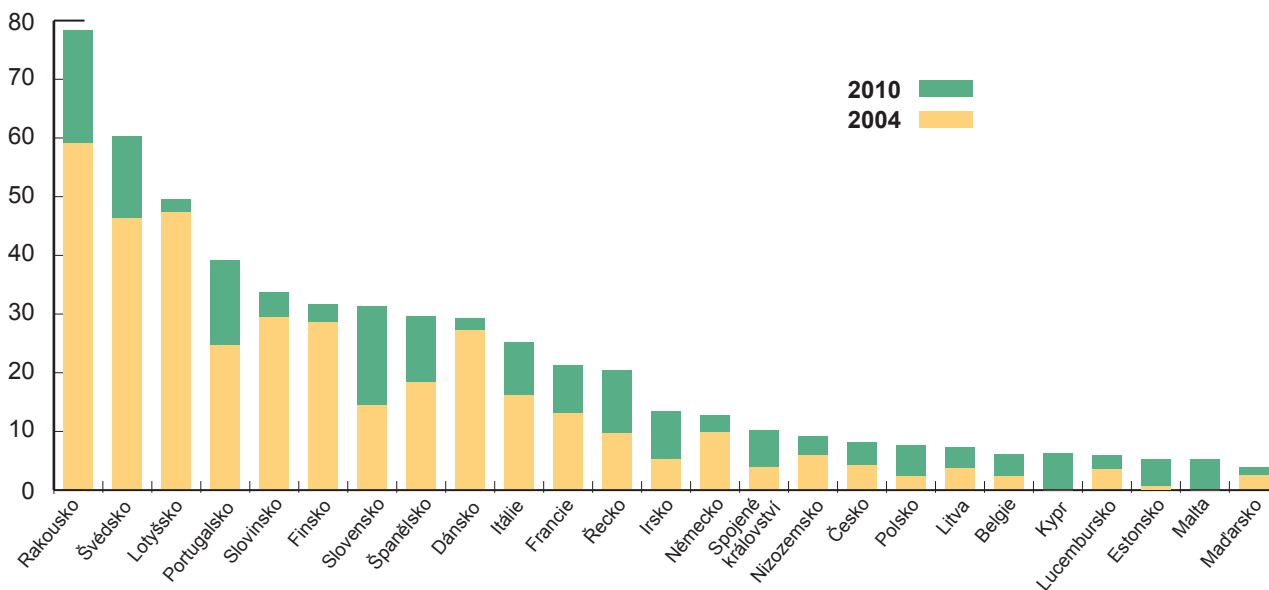
3. Indikativní cíle

O vnitrostátních indikativních cílech pojednává článek 3 Směrnice 77/2001/ES, který konstatuje:

- Členské státy učiní vhodné kroky na podporu větší výroby elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie v souladu s vnitrostátními indikativními cíli uvedenými v odstavci 2. Tyto kroky musí být úměrné cíli, kterého má být dosaženo.
- Nejpozději do 27. října 2002 a poté každých pět let členské státy přijmou a zveřejní zprávu, ve které budou stanoveny vnitrostátní indikativní cíle týkající se budoucí výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie jako procentní sazba spotřeby elektřiny na dalších 10 let. Zpráva také uvede opatření, která byla na národní úrovni přijata nebo která jsou plánována k dosažení těchto vnitrostátních indikativních cílů. Při stanovení těchto cílů do roku 2010 členské státy:
 - zohlední referenční hodnoty (indikativní cíl),
 - zajistí, aby byly cíle slučitelné se všemi vnitrostátními závazky přijatými v rámci závazků týkajících se ochrany klimatu, které Společenství přijalo podle Kjótského protokolu k Rámcové úmluvě Spojených národů o změně klimatu.
- Členské státy zveřejní poprvé nejpozději do 27. října 2003 a poté každé dva roky zprávu, která zahrnuje analýzu pokroku dosaženého při plnění vnitrostátních indikativních cílů při zohlednění zejména těch klimatických faktorů, které mohou ovlivnit dosažení těchto cílů, a která uvádí, v jakém rozsahu jsou učiněná opatření v souladu s vnitrostátními závazky k ochraně klimatu.
- Na základě zpráv členských států uvedených v odstavcích 2 a 3 Komise posoudí, v jaké míře:
 - učinily členské státy pokrok směrem k dosažení svých vnitrostátních indikativních cílů,
 - jsou vnitrostátní indikativní cíle v souladu s globálním indikativním cílem 12 % hrubé národní spotřeby elektrické energie v roce 2010 a zejména s 21% podílem elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie na celkové spotřebě elektrické energie ve Společenství do roku 2010.

Komise zveřejní své závěry ve zprávě poprvé nejpozději do 27. října 2004 a poté každé dva roky. Tato zpráva bude případně doprovázena vhodnými návrhy pro Evropský parlament a Radu. Dojde-li Komise ve své zprávě k závěru, že vnitrostátní indikativní cíle pravděpodobně nejsou v souladu s globálním indikativním cílem z důvodů, které jsou neopodstatněné a/nebo z důvodů, které nejsou založeny na nových vědeckotechnických důkazech, uvede v návrzích vhodnou formou vnitrostátní cíle včetně případných závazných cílů.

Podíl výroby elektřiny z OZE na hrubé spotřebě elektřiny v EU



3.1. Výťah ze zprávy Komise č. COM366/2004

o podílu obnovitelných zdrojů energie v EU, vyhodnocení účinku legislativních nástrojů a ostatních politik Společenství na rozvoj příspěvku zdrojů obnovitelné energie v EU a návrhy konkrétních opatření.

- Zpráva hodnotí stav rozvoje obnovitelných zdrojů energie v Evropské unii a slouží třem účelům:
 - Oficiální zpráva, kterou je Komise povinna vypracovat podle Směrnice 2001/77/ES, hodnotí pokrok dosažený zeměmi patnáctky při plnění státních cílů do roku 2010 ohledně elektřiny z obnovitelných zdrojů;
 - Posouzení šancí na dosažení cíle 12% podílu obnovitelných zdrojů energie na celkové spotřebě energie v zemích patnáctky v roce 2010 (včetně vytápění, elektřiny a dopravy), které bere ohled na právní předpisy EU přijaté od roku 2000 a na další opatření v oblasti obnovitelných zdrojů energie a energetické účinnosti;
 - Návrhy konkrétních akcí na národní úrovni a na úrovni Společenství pro zajištění dosažení cílů EU v oblasti obnovitelných zdrojů energie do roku 2010 v kontextu Světové konference o obnovitelných zdrojích energie konané v Bonnu (červen 2004), a na jejich základě linie, kterou bude sledovat scénář do roku 2020.

Pokud členské státy přijmou opatření nezbytná pro dosažení svých státních cílů, měl by se podíl elektřiny z obnovitelných zdrojů energie na výrobě elektřiny v zemích patnáctky přiblížit 21 %, jak předpokládá Směrnice.

Analýza zpráv o dosaženém pokroku, které členské státy předložily Komisi, ale ukazuje, že politiky a opatření, která se v současné době provádějí, pravděpodobně povedou k dosažení podílu pouze 18–19 % v roce 2010 ve srovnání se 14 % dosaženými v roce 2000.

Zdá se, že jedním z důvodů tohoto rozporu je, že mnoho členských států ještě nepřijalo aktivní politiku v souladu s přijatými cíli. Komise bude podrobně sledovat situaci v těchto členských státech a kompletní provádění všech požadavků Směrnice, aby mohla později připravit následná opatření.

Z obecného pohledu v současné době investice do obnovitelných zdrojů energie nepatří k nejlevnějším způsobům snižování emisí skleníkových plynů. Levnější je efektivnější využívání energie. Investice do obnovitelných zdrojů energie ale přesto mají zásadní význam z dlouhodobého pohledu. Zkušenosti z odvětví, ke kterým patří například větrná energie, ukazují, že udržitelné investice podporují vývoj nových technologií, které zlevňují používání obnovitelných zdrojů energie. A naopak, náklady na realizaci opatření pro další zefektivnění využívání energie se po sklizení „snadno dostupného ovoce“ zvyšují. Investice v obou směrech jsou proto nezbytné.

Očekává se, že Evropská unie bude i po svém rozšíření na 25 členů reprezentovat pouze 7% zvýšení světové spotřeby energie mezi roky 2000 a 2020. Očekává se, že více než třetina zvýšení připadne na Čínu a Indii. Rozhodnutí těchto a dalších zemí s rostoucím průmyslem bude mít rostoucí vliv na míru a způsob využívání energie ve světě.

Morálním a praktickým úkolem Evropské unie a dalších zemí OECD je umožnit zemím s rostoucím průmyslem, aby přijaly politiky, které jim pomohou zabezpečit dodávky energie a kontrolu nad změnou klimatu, aniž by došlo k ohrožení růstu národního hospodářství.

Průměrný občan zemí pětadvacitky spotřebuje zhruba pětkrát více fosilních zdrojů energie než průměrný občan Asie, Afriky a Středního východu (totéž platí pro občany Japonska a Tichomoří. Občané Spojených států spotřebují téměř 12krát více). Pokud nejbohatší země nesníží svou spotřebu fosilních paliv, je jen malá šance, že ke snížení přesvědčí ty méně bohaté – zejména když tolik lidí v rozvojových zemích nemá přístup k odpovídajícím službám v oblasti energií.

Evropská unie poskytla konkrétní praktický příspěvek v oblasti obnovitelných zdrojů energie, a sice tím, že vyvinula lepší a levnější technická a institucionální řešení. Evropa je průkopníkem ve vývoji a zavádění moderních postupů v oblasti obnovitelných zdrojů energie. Západní Evropa s 16 % světové spotřeby energie představuje 31 % celosvětového zvýšení výroby elektřiny z biomasy mezi roky 1990 a 2000; 48% nárůst výroby elektřiny v malých vodních elektrárnách; a 79% nárůst využití energie z větrných elektráren. Evropská unie a její členské státy jako první zavedly regulační opatření a opatření v oblasti politik, jako například cíle a finanční programy nezbytné pro prosazování obnovitelných zdrojů energie. Evropské firmy jsou první na světě v technologii obnovitelných zdrojů energie.

Přesto, že obnovitelné zdroje energie zažívají rozvoj, je důležité si všimnout některých problémů.

Za prvé, dostupnost obnovitelných zdrojů energie při úměrných nákladech má své technické a praktické hranice. V intenzitě větrné a sluneční energie existují výrazné zeměpisné rozdíly. Výroba biomasy musí konkurovat dalším způsobům využití půdy, zejména v zemědělství. Počet lokalit, které mohou být využity pro výrobu elektřiny z vodní energie, je omezen.

Za druhé, obnovitelné zdroje energie potřebují tradiční zdroje energie jako zálohu. Větrná a sluneční energie je nestálá a omezená. Klimatické faktory mohou v jednotlivých letech způsobit velké rozdíly v dostupnosti biomasy a vodní energie. Z těchto důvodů existuje určitá hranice podílu obnovitelných zdrojů energie, které jsou naše současné systémy zásobování energií schopny zpracovat. Tak může vzniknout záložní nadměrná kapacita tradičních zdrojů, která povede k dalším nákladům. Rozvoj obnovitelných zdrojů energie může také vyžadovat nové investice do současných energetických systémů, jako například elektrických sítí a záložních systémů. Energetická politika vyžaduje rozvoj nejrůznějších zdrojů energie (diverzifikace zdrojů).

A konečně, rozvoj diverzifikovanějšího a bezpečnějšího energetického systému včetně většího podílu obnovitelných zdrojů energie zůstává v současné době, obecně vzato, politikou vyšších nákladů. Je pravda, že velká hydroenergetika a tradiční způsoby využití dřeva mohou konkurovat tradičním formám energie, a že větrná energie se blíží konkurenceschopnosti v některých pobřežních oblastech s velkou průměrnou rychlostí větru. Nicméně mnohé formy obnovitelných zdrojů energie – například elektřina z biomasy a biopaliva – stojí nejméně dvakrát více než jejich tradiční protějšky, pokud je srovnáme jednotlivě a nebereme v úvahu vliv celkových nákladů energetického systému. Jiné, jako například fotoelektřina, jsou ještě dražší.

Stále tedy přetrvávají určité překážky rozvoje obnovitelných zdrojů energie. I když nám současný stav technologického vývoje brání představit si svět, ve kterém by tradiční zdroje energie byly úplně nahrazeny obnovitelnými zdroji energie, určitě si můžeme představit jejich nahrazování postupně.

Již nyní se objevují lepší analytické a řídicí nástroje, které by měly umožnit správně reagovat na tyto problémy a zásadní překážky. Tyto nástroje zahrnují dokonalejší kalkulační vzorce, které berou v úvahu vliv vyššího podílu obnovitelných zdrojů energie na celkové náklady energetického systému, dokonalé nástroje pro předpověď počasí je možné integrovat do moderních systémů řízení energií pro lepší sladění nabídky a poptávky. Pro deset nových členských států EU platí požadavky Směrnice 2001/77/ES o elektřině z obnovitelných zdrojů energie. Státní směrné cíle určující podíl elektřiny z obnovitelných

zdrojů energie v jednotlivých nových členských státech jsou stanoveny ve smlouvě o přistoupení. Celkem vzato to znamená, že kolektivní cíl pro evropskou pětadvacítku je dosáhnout 21% podíl elektřiny z obnovitelných zdrojů v roce 2010.

Dokument hovoří také o tom, že podpora obnovitelných zdrojů energie v rámci environmentální dimenze zapadá do filozofie Lisabonského procesu.

Evropská rada v Lisabonu v březnu 2000 deklarovala závěr, že "novým strategickým cílem pro další dekádu je stát se co nejvíce konkurenceschopní, s využitím dynamiky světové ekonomiky, se schopností udržitelného ekonomického růstu, s růstem pracovních příležitostí a větší sociální soudržností".

Závěry ze zprávy Komise č. COM 366/2004

Obnovitelné zdroje energie představují nezanedbatelný potenciál. To je důležité v situaci, kdy má zásobování energií v EU své strukturální slabiny a geopolitické, sociální a environmentální nedostatky, zejména vzhledem k evropským závazkům uvedeným v Kjótském protokolu. Rozvíjení evropského potenciálu pro využití obnovitelných zdrojů energie přispěje k zabezpečení dodávek energie, ke snížení dovozu paliv a závislosti na něm, snížení emisí skleníkových plynů, zlepšení ochrany životního prostředí, k tlaku na zlepšování energetické efektivity, vytváření pracovních míst a sjednocení úsilí při budování znalostní společnosti.

Všude na světě je vhodný čas pro lepší využití tohoto potenciálu s cílem snížení chudoby a zlepšení dostupnosti energie i pro ty nejméně. Pokud jde o Evropskou unii, v mnoha členských státech je nezbytné podniknout další kroky k urychlení růstu využívání obnovitelných zdrojů energie a zajištění dosažení cílů Unie.

3.2. Sdělení Komise COM(2005)627

V prosinci roku 2005 bylo zveřejněno sdělení Komise COM(2005)627 „Podpora elektřiny z obnovitelných zdrojů energie“. Jedná se o materiál hodnotící pozici obnovitelných zdrojů v mezidobí povinných zpráv. O tomto materiálu pohovoříme podrobněji, protože v něm již je hodnocena i ČR a tudíž máme možnost porovnat naši pozici s ostatními členskými státy.

Preambule konstatuje, že uznávaný přínos zvyšování podílu obnovitelných zdrojů v rámci objemu elektrické energie v EU spočívá především v tom, že:

- zásobování elektřinou je lépe zabezpečeno,
- v průmyslových odvětvích v oblasti technologií pro obnovitelné zdroje energie má EU výhodu oproti konkurenci,
- odvětví energetiky EU sníží emise skleníkových plynů,
- v regionálním a místním měřítku dojde k snížení emisí znečišťujících látek.

To jsou hlavní důvody proč si Evropská unie dává za cíl, aby do roku 2010 pocházelo 21 % elektřiny z obnovitelných zdrojů. Tento cíl je stanoven ve Směrnici 2001/77/ES o podpoře elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektřinou, která rovněž stanovuje cíle odlišené pro jednotlivé členské státy. Směrnice dále stanoví, že členské státy musejí poskytnout zařízením vyrábějícím energii z obnovitelných zdrojů lepší přístup do distribuční soustavy, zefektivnit a usnadnit povolovací řízení a zavést systém záruk původu.

To, že se pronikání ekologické elektřiny na trh s elektřinou dostává zvláštní veřejné podpory, má své opodstatnění, protože výše zmíněné přínosy se plně neodrážejí v čisté přidané hodnotě, kterou přinášejí výrobci v rámci hodnotového řetězce elektřiny získané z obnovitelných zdrojů (internalizace externalit).

Podle této Směrnice si členské státy jednotlivě stanovily cíle pro oblast elektřiny z obnovitelných zdrojů energie. V zájmu splnění těchto cílů si mohou zvolit, který systém podpory považují za nejlepší, a/nebo tento proces volby může pokračovat po dobu přechodného období alespoň sedmi let poté, co bude přijat nový předpisový rámec na úrovni EU. Směrnice uvádí, že nejpozději 27. října 2005 Komise předloží podrobně dokumentovanou zprávu o zkušenostech získaných při uplatňování a současné existenci různých systémů používaných v členských státech. Zpráva posoudí úspěch, včetně účinnosti nákladů, systémů podpory, které podporují výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie v souladu se státními směrnými cíli. Tento článek také uvádí, že zpráva může případně být doprovázena návrhem na rámec Společenství ve věci systému podpory.

Plán koordinace stávajících systémů spočívá na dvou pilířích: spolupráci mezi zeměmi a optimalizaci vnitrostátních programů, které pravděpodobně povedou ke konvergenci systémů.

3.2.1. Posouzení stávajících systémů podpory

V EU se používá několik podpůrných schémat, jejichž charakteristika je uvedena níže.

Výkupní ceny (feed-in tariffs) existují ve většině členských států. Tyto systémy jsou charakterizovány specifickou cenou, platnou po dobu několika let. Tato výkupní cena musí být placena tuzemským výrobcům zelené elektřiny elektroenergetickými společnostmi, obvykle distributory. Pevné výkupní ceny jsou většinou svázané s povinností výkupu této elektřiny. Vícenáklady tohoto systému jsou placeny obchodníky z příplatku k ceně elektřiny pro konečné spotřebitele. Tato schémata mají výhodu zejména pro investory do obnovitelných zdrojů, protože jim dávají určité záruky, spočívající v povinném výkupu

elektřiny z těchto zdrojů za zaručenou cenu po stanovenou dobu. Na druhé straně je obtížné sladit tento systém na evropské úrovni. Variantou schématu těchto výkupních cen je systém zelených bonusů používaný v ČR, Dánsku a Španělsku. V tomto systému regulátor (nebo vláda) nastaví za vyrobenou elektřinu z obnovitelných zdrojů fixní prémii nebo environmentální bonus placený k normální tržní ceně elektřiny.

Zelené certifikáty jsou systémem v současnosti používaným ve Švédsku, Itálii, Spojeném království a Belgii. Elektřina vyrobená z obnovitelných zdrojů je prodána ze tržní ceny silové elektřiny. Za účelem financování vícenáskladů vyráběné zelené elektřiny a pro zajištění, aby požadovaná zelená elektřina byla vyrobena, všichni spotřebitelé (nebo v některých zemích producenti) jsou zavázáni koupit/vygenerovat jisté množství zelených certifikátů odpovídající požadované výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů. Množství požadovaných bonusů je dáno požadovaným objemem výroby z obnovitelných zdrojů, které je stanoveno nejčastěji vládní direktivou. K dispozici je množství certifikátů, odpovídající vyrobené elektřině z obnovitelných zdrojů. Důležitým instrumentem jsou penalizační platby za nesplnění požadované kvóty. Takto získané prostředky jsou využívány pro podporu obnovitelných zdrojů, nebo jdou do státního rozpočtu. Se zelenými certifikáty se normálně obchoduje, což dává tomuto systému tržní charakter. Jestliže systém dobře funguje, zajišťuje optimální hodnotu realizovaných investic a je relativně přesným nástrojem pro naplnění předurčené kvóty podílu elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny. Tento systém je pro investory rizikovější než ostatní podpůrné systémy, ale na druhou stranu nemá problémy v mezinárodním kontextu. Zelené bonusy nejsou příhodné pro drahé technologie (fotovoltaika). Tuto nectnost měl vyřešit systém předkládaný českou vládou do Sněmovny v roce 2003. Princip byl v tom, že zelené certifikáty z různých zdrojů měly odlišnou váhu a tudíž i hodnotu odpovídající vyrobené MWh.

Tendrové systémy (tendering procedures) jsou praktikovány v Irsku a částečně ve Francii. Spojené království od tohoto systému odstoupilo. Nabídkový systém spočívá v tom, že stát vypíše požadavek na určitý objem výkonu (výroby elektřiny) ze stanovených obnovitelných zdrojů. Zájemci podávají nabídky a s těmi, kteří vyhrají, jsou uzavřeny dlouhodobé smlouvy na odběr za cenu, která vzešla z výběrového řízení. Dá se hovořit o tržním systému, u kterého se však ukázalo, že nabízející často předkládají ceny, za které pak nejsou schopni investici realizovat.

Významným systémem jsou **investiční pobídky**, které jsou praktikovány v mnoha zemích, zejména jako doplňkové. Mohou mít různou formu, nejčastěji se vyskytují jako dotace anebo jako měkké úvěry dotované státem.

Systémy založené na daňových stimulech jsou aplikované zejména na Maltě a ve Finsku. O tomto systému se hovoří zejména jako o politickém nástroji. Nejinak je tomu i v ČR, kde použití této podpory je relativně bezvýznamné.

Uvedená kategorizace do výše uvedených skupin je zjednodušenou prezentací podpor výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Uvedené systémy jsou často kombinovány, což platí i pro ČR.

Belgie	Zelené certifikáty v kombinaci s minimálními výkupními cenami.	Federální vláda stanovila minimální výkupní ceny. Flandry a Valonsko používají zelené certifikáty se závazkem na obchodnících s elektřinou. V Bruselu žádné podpůrné schéma dosud nebylo implementováno. Vítr offshore je podporovaný na federální úrovni.
Česká republika	Výkupní ceny, zelené bonusy, investiční pobídky	Výkupní ceny jsou zaručené na 15 let. Výrobce si může vybrat mezi výkupními cenami nebo zelenými bonusy. Pro spalování je možné využít pouze zelené bonusy. Některé obnovitelné zdroje mohou využít daňové stimuly.
Dánsko	Zelené bonusy (environmentální zohlednění), tendrová schémata pro vítr offshore.	Výkupní ceny jsou platné 10 let. Tarifní hladina je nyní relativně nízká ve srovnání s předchozími vysokými výkupními tarify.
Estonsko	Výkupní ceny.	Výkupní tarif platí 7 let pro biomasu a hydroelektrárny a až 12 let pro větrné elektrárny a další technologie. Relativně nízké tarify způsobují nezájem investorů o elektrárny s obnovitelnými zdroji.
Finsko	Osvobození od energetické daně v kombinaci s investičními stimuly.	Vrácení daně a investiční stimuly představují až 40 % investičních nákladů pro vítr, až 30 % pro výrobu elektřiny z ostatních obnovitelných zdrojů.
Francie	Výkupní ceny.	Pro elektrárny s výkonem <12 MW jsou výkupní ceny zaručené na 15 let nebo 20 let (hydroelektrárny a fotovoltaika). Pro elektrárny s výkonem >12 MW se používá tendrových mechanismů.
Irsko	Tendrový systém. Bylo oznámeno, že tento systém bude nahrazen systémem s výkupními cenami.	Tendrová schémata pro technologické skupiny. Přidavně jsou implementovány daňové stimuly pro investici do výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů.
Itálie	Zelené certifikáty, pro fotovoltaické systémy výkupní ceny.	Naplnění kvóty se vztahuje na všechny výrobce elektřiny. Certifikáty jsou vydávány pro nové instalace obnovitelných zdrojů pro prvních 8 let.
Kypr	Grantové schéma pro podporu obnovitelných zdrojů je financované energetickou spotřební daní.	Podpůrné schéma je fixováno jen pro tříleté období.
Lotyšsko	Zelené certifikáty kombinované s výkupními cenami.	Časté politické změny a krátká doba pro ověření zavedených systémů mají za následek vysokou investiční nejistotu.

Lucembursko	Výkupní ceny.	Výkupní ceny jsou zaručeny na 10 let (pro fotovoltaiku na 20 let) a je možné využít investičních pobídek.
Maďarsko	Výkupní ceny kombinované s investičními pobídkami.	Střední úroveň tarifů (6 až 7 c€/kWh) bez rozlišení mezi technologiemi. Podpůrné akce nejsou koordinované a odrážejí v sobě politickou nestabilitu. Pro investory není segment obnovitelných zdrojů atraktivní, čemuž odpovídá malé využití obnovitelných zdrojů.
Německo	Výkupní ceny.	Výkupní ceny jsou zaručené na 20 let, pro MVE 30 let. Jako další pobídky se používají investiční pobídky, zvýhodněné půjčky a daňové stimuly.
Nizozemsko	Výkupní ceny.	Výkupní ceny zaručené na 10 let. Fiskální instrumenty pro budované zdroje jsou k dispozici.
Portugalsko	Výkupní ceny v kombinaci s investičními pobídkami.	Investiční stimuly reprezentují až 40 % investičních nákladů.
Rakousko	Výkupní ceny v kombinaci s oblastními investičními stimuly.	Výkupní ceny zaručené pro 13 let. Systém je výhodný pro nové instalace.
Řecko	Výkupní ceny v kombinaci s investičními stimuly.	Výkupní ceny jsou zaručené na 10 let. Investiční stimuly až 40 % invest. nákladů.
Spojené království	Zelené certifikáty.	Závazek naplnění stanovené kvóty mají dodavatelé elektřiny. Za nesplnění kvóty je vysoký finanční postih. Jsou použity daňové stimuly.
Španělsko	Výkupní ceny.	Výrobci z obnovitelných zdrojů mají na výběr mezi výkupními cenami anebo zelenými bonusy. Jsou k dispozici zvýhodněné půjčky, daňové stimuly a oblastní investiční podpory.
Švédsko	Zelené certifikáty.	Závazek naplnění stanovené kvóty mají spotřebitelé elektřiny. Pro větrné elektrárny jsou dostupné investiční podpory a malá environmentální prémie.

Náklady na výrobu energií z obnovitelných zdrojů se značně liší a závisí na mnoha faktorech. Jakékoliv posouzení programů podpory by se tudíž mělo věnovat každému odvětví jednotlivě. Stávající výše podpory elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie se mezi členskými státy EU výrazně liší.

Větrná energie

- Systémy zelených certifikátů v současné době představují značně vyšší úroveň podpory, než je tomu u výkupních cen. Nejúčinnější systémy pro větrnou energii jsou v současnosti systémy výkupních cen v Německu, Španělsku a Dánsku.
- Rozbory ukazují, že ve čtvrtině členských států je výše podpory příliš nízká na to, aby došlo k jakémukoliv rozmachu odvětví. Další čtvrtina států poskytuje dostatečnou podporu, dosažené výsledky jsou však stále průměrné. To je možné vysvětlit existencí distribučních a správních překážek.
- Pokud jde o zisk, jsou zkoumané systémy výkupních cen účinné s poměrně nízkým ziskem. Na druhé straně zelené certifikáty mají v současnosti vysoká zisková rozpětí. Je třeba zdůraznit, že systémy zelených certifikátů jsou poměrně novými nástroji. Současná situace se tedy stále může vyznačovat významnými jevy přechodového charakteru.

Biomasa z lesního hospodářství

- Dánský systém s výkupními cenami pro kogeneraci s centrálním zásobováním teplem využívající spalování slámy a finský hybridní systém podpory (daňové úlevy a investice) jednoznačně prokazují nejlepší výsledky, a to jak v účinnosti, tak v hospodárnosti podpory. Za hlavní důvody tohoto rozvoje lze považovat dlouhou tradici vysoce technologicky náročného využití biomasy k energetickým účelům, stabilní podmínky plánování a použití kogenerace.
- Rozbor situace odvětví biomasy z lesního hospodářství je složitější, jelikož z obecného pohledu sice výkupní ceny vykazují lepší výsledky, avšak zdá se, že v případě zelených certifikátů brání skutečnému rozmachu odvětví biomasy investiční rizika. Účinnost systémů je značně ovlivněna jinými faktory, než je volba finančního nástroje (překážky v oblasti infrastruktury, velikost zařízení, optimální hospodaření s lesy a existence druhotných nástrojů atd.).
- Téměř polovině evropských zemí podpora biomasy z lesního hospodářství nepostačuje k dalšímu využití velkého potenciálu tohoto odvětví. V mnoha regionech by bylo zapotřebí pobídek zaměřených na využívání lesa, aby se zvýšil objem přesunu dřeva z lesů EU ke všem uživatelům a aby se tak uhlídala rovnováha trhu s dřevními zbytky.

Bioplyn

Šest zemí má účinnost podpory vyšší než průměr EU, čtyři z nich za použití výkupních cen (Dánsko, Německo, Řecko a Lucembursko) a dvě za použití zelených certifikátů (Spojené království a Itálie). Podobně jako v případě odvětví biomasy z lesního hospodářství jsou tyto výsledky ovlivněny i jinými faktory:

- Agroekonomickými možnostmi a výběrem velikosti zařízení. Velká zařízení mají větší účinnost. Malá zařízení mají mít větší význam pro hospodářství venkova, jsou s nimi však spojeny vyšší náklady.
- Existencí doplňkového programu podpory. Odvětví bioplynu je úzce spojeno s environmentální politikou pro oblast zpracování odpadu. Země jako Spojené království podporují bioplyn za pomoci druhotného nástroje, jímž je např. daňová úleva. Rychlejšímu rozvoji této technologie může také pomoci doplňková investiční podpora.
- Náklady na výrobu energie jsou u zemědělského bioplynu vyšší než u skládkového plynu, ale vyšší je rovněž přínos z hlediska životního prostředí. V případě skládkového plynu jsou náklady nižší, přínos pro životní prostředí je však omezený.

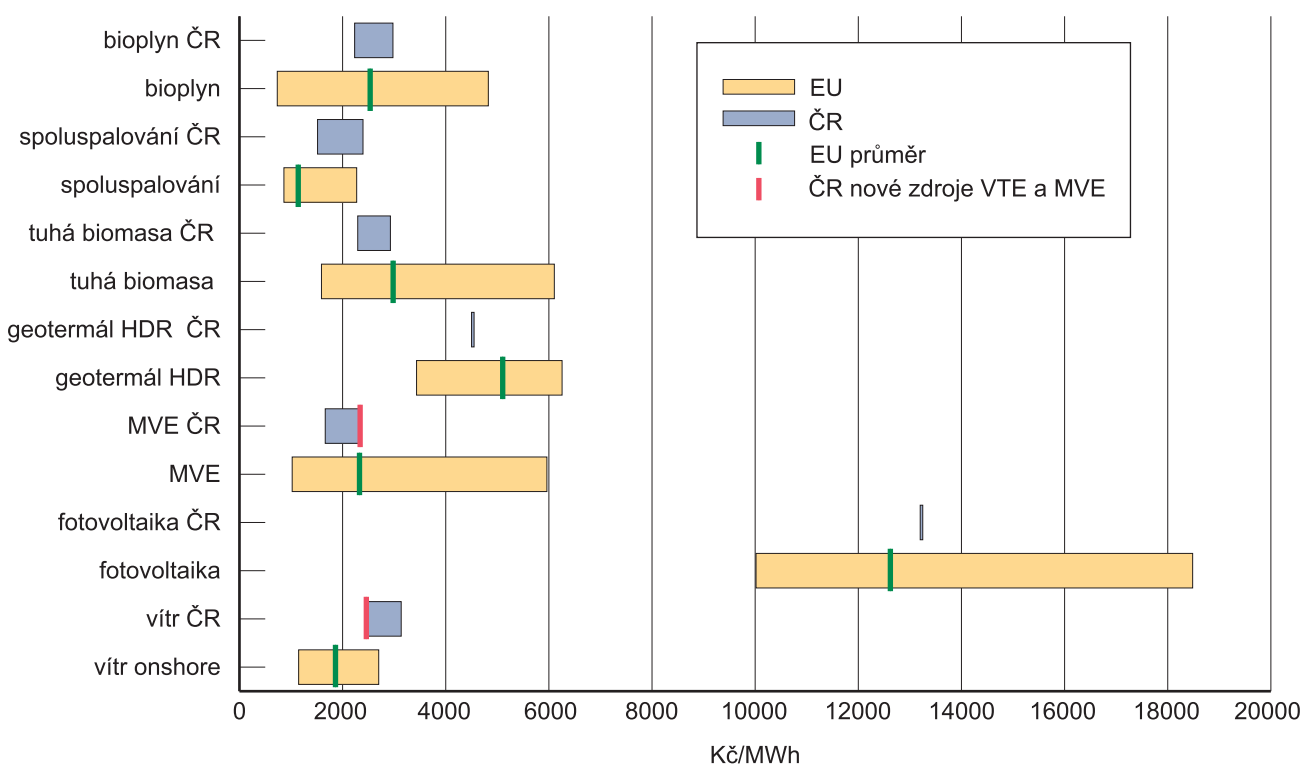
Jiné obnovitelné zdroje energie

Odvětví malých vodních elektráren vykazuje značné rozdíly co do podpor i nákladů na výrobu. Rozvoj této technologie pro obnovitelné zdroje energie je významně ovlivněn omezeným množstvím použitelných lokalit a existencí mnoha překážek zejména z oblasti životního prostředí.

Sluneční fotovoltaická energie se v současnosti aktivně podporuje v Německu (vedoucí postavení na světě), Nizozemí, Španělsku, Lucembursku a Rakousku.

Elektřina se vyrábí i z dalších obnovitelných zdrojů energií. Jedním z příkladů je vodní energie ve velkých vodních elektrárnách, což je rozvinutý způsob využívání obnovitelných zdrojů, který obecně nepotřebuje žádnou podporu. Geotermální energie, energie vln, přílivová energie a solárně-termální přeměna energie jsou dalšími obnovitelnými zdroji energie, které ve zprávě nejsou obsaženy, jelikož jsou podporovány pouze v některých členských státech nebo se dosud nepoužívají průmyslovým způsobem.

Cena elektřiny z OZ v EU – dlouhodobá marginální cena a výkupní ceny v ČR



3.2.2. Jednotný trh a obchodní hlediska

Jednotný trh s elektřinou a podpora elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů spolu úzce souvisejí. S rostoucím objemem elektřiny z obnovitelných zdrojů se objevují řešení, která přispívají k větší bezpečnosti zásobování a umožňují využití celého mixu zdrojů elektřiny.

Aspekty jednotného trhu, jako je volný obchod, průhlednost, oddělení činností výroby od přenosu s distribucí, poskytování informací a vybudování tranzitních vedení, mohou uplatnění elektřiny z obnovitelných zdrojů na vnitřním trhu s elektřinou urychlit. Podpory obnovitelným zdrojům energie se v mnoha případech týkají obecné pokyny Společenství ke státní podpoře na ochranu životního prostředí. Pravidla státní podpory mohou koncepci programu podpory ovlivnit.

Oddělení činností, průhlednost a subjekty s monopolním postavením

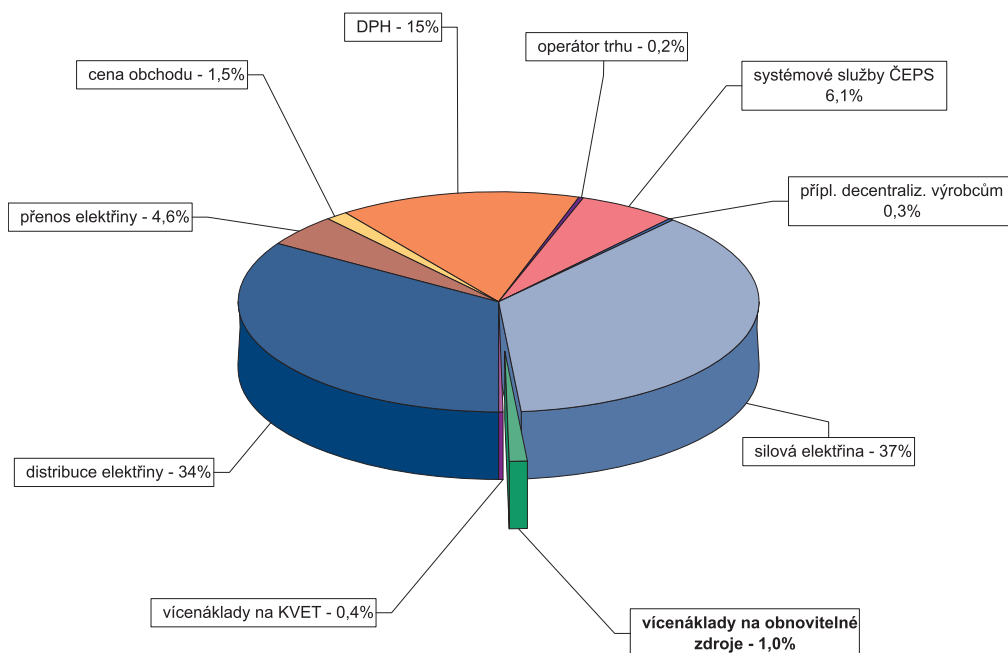
Po rozčlenění činností jsou nezávislý provozovatel přenosové soustavy a nezávislý provozovatel distribuční soustavy povinni zaručit všem výrobcům korektní přístup do distribuční soustavy, musejí rozvíjet síťovou infrastrukturu v souladu s dlouhodobou strategií a přitom brát v úvahu včlenění obnovitelných zdrojů energie.

Některé země stále charakterizuje vůdčí postavení jednoho nebo několika energetických podniků, často vertikálně integrovaných. Tato situace se blíží situaci monopolního postavení, což by mohlo bránit rozvoji výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Skutečná nezávislost provozovatelů přenosové a distribuční soustavy je velmi důležitým faktorem pro to, aby dobře fungovaly všechny systémy podpory pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Vlády musejí zajistit zlepšení informovanosti spotřebitelů o způsobech, díky kterým se náklady na podporu energie z obnovitelných zdrojů přenášejí na uživatele. Podle odhadů Evropské komise představuje podpora obnovitelných zdrojů energie

od 4 do 5 % podílu na tarifních sazbách za elektřinu ve Španělsku, Spojeném království a Německu. V Dánsku odpovídá dokonce 15 % podílu na tarifních sazbách za elektřinu. Podíl jiných obnovitelných zdrojů než vodních elektráren v těchto zemích v současnosti činí 3,5 % ve Spojeném království, 9 % v Německu, 7 % ve Španělsku a 20 % v Dánsku.

Skladba ceny elektřiny na úrovni nn v ČR 2005



Nerovnoměrnost výroby a schopnost soustavy vyregulovat toto kolísání

Zkušenosti ukazují, že pro řešení tohoto problému je potřeba vhodného právního předpisu kombinujícího předpis o vnitřním trhu s elektřinou a předpis o obnovitelných zdrojích energie. Řeší se zejména tyto otázky:

- Předpověď intenzity větru. V zemích jako Dánsko, Spojené království a Španělsko musejí výrobci předkládat prognózu své výroby tak, jako jakýkoliv jiný výrobce elektřiny. Čím je tato prognóza přesnější, tím více je možné ohodnotit proměnlivé obnovitelné zdroje.
- Systém organizování krátkodobého trhu s elektřinou. Čím kratší je doba pro uzavírání obchodů, tím přesnější prognózu výroby mohou technologie proměnlivých obnovitelných zdrojů předkládat.

Obchod s elektřinou

Dopad různých systémů podpory na obchod je důležitým hlediskem slučitelnosti opatření na podporu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů s vnitřním trhem. Je třeba rozlišovat mezi fyzickým obchodem s elektřinou a ekologickou hodnotou elektřiny. Fyzický obchod s elektřinou vyrobenou v obnovitelných zdrojích podléhá stejným omezením, jež se vztahují na konvenční elektřinu. Tento obchod je obecně vzato možný a v současnosti již probíhá. Výrazné uplatnění elektřiny z obnovitelných zdrojů by pravděpodobně zvýšilo potřebu přeshraničního obchodu s elektřinou včetně potřeby posílení propojovacího vedení.

Ustanovení čl. 3 odst. 6 Směrnice 2003/54/ES stanoví závazný systém poskytování informací, v jehož rámci musejí být zákazníci informováni o podílu každého zdroje energie na celkové skladbě zdrojů. Pokud by takové poskytování informací probíhalo v plné míře, zvýšilo by to ekologickou hodnotu obnovitelné elektřiny. Poskytování informací o původu elektřiny by rovněž přineslo přidanou hodnotu do portfolia výrobce, v němž mají obnovitelné zdroje vyšší podíl.

Pravidla státní podpory

V rámci diskuse o hospodářské soutěži ve spojitosti s trhem s energií z obnovitelných zdrojů a evropskými ekonomickými obecně, by se měla věnovat pozornost tomu, že v důsledku podpory může být narušeno řádné fungování trhu. Podle Směrnice 2001/77/ES a zejména článků 87 a 88 Smlouvy je možné hovořit o veřejné podpoře. Na takovou podporu se obvykle vztahují obecné pokyny Společenství ke státní podpoře na ochranu životního prostředí a lze je ekonomicky odůvodnit řadou argumentů, poněvadž kladné účinky takových opatření na životní prostředí převažují nad účinky narušení hospodářské soutěže.

Jelikož využívání obnovitelných zdrojů energie patří mezi priority politiky Společenství, jsou zmíněné obecné pokyny vůči takovým programům podpory poměrně velkorysé. Na základě toho Komise v letech 2001 až 2004 schválila 60 programů podpory obnovitelných zdrojů energie.

Hlavní závěry

Ve střednědobém a dlouhodobém horizontu je velmi důležitá slučitelnost všech systémů podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie s rozvojem vnitřního trhu s elektřinou. Vybudování evropského jednotného trhu s elektřinou by mělo být dosaženo prostřednictvím příslušných právních předpisů s ohledem na kroky, jež je nutné učinit v zájmu rozvoje výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. To, jak je trh koncipován, je pro rozvoj a rozmach výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů velmi důležité. Při tvorbě programů podpory je nutné vhodným způsobem zahrnovat pravidla státní podpory.

3.2.3 Existence současného systému podpor nebo harmonizace

V důsledku značně se lišícího potenciálu a stupně rozvoje v různých členských státech, pokud jde o obnovitelné zdroje energie, se zdá, že dosáhnout harmonizace by bylo v krátkodobém horizontu velmi obtížné. Navíc krátkodobé změny systému by mohly narušit některé trhy a ztížit některým členským státům splnění cílů. Je nicméně třeba provést rozbor výhod a nevýhod harmonizace různých stávajících systémů a jejich střednědobý a dlouhodobý vývoj nadále sledovat.

Případné výhody harmonizace

- Z řady studií vyplývá, že celkové náklady na dosažení cílového podílu elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů v roce 2010 by mohly být nižší v případě harmonizace systémů zelených certifikátů nebo výkupních cen (ve srovnání s pokračováním nynějších rozdílných vnitrostátních politik). Nicméně k dosažení zefektivnění nákladů je potřeba, aby jednotný trh s elektřinou fungoval lépe a aby se zvětšila tranzitní kapacita, přičemž by měla být odstraněna distorze vznikající dosavadní podporou konvenčních zdrojů elektřiny.
- Včlenění do rámce jednotného trhu s jedním základním souborem pravidel by mohlo přinést úspory nutné pro rozmach a větší konkurenceschopnost energetiky vyrábějící elektřinu z obnovitelných zdrojů.
- Celoevropský program zelených certifikátů by pravděpodobně vedl k většímu, a tudíž likvidnějšímu trhu s certifikáty, což by vyústilo ve stabilnější ceny zelených certifikátů, než jaké panují na menších (vnitrostátních) trzích. Bylo by však zapotřebí posoudit správné náklady takového systému oproti správním nákladům, jež jsou spojeny se stávající situací.
- Celoevropský program výkupních cen zohledňující dostupnost místních zdrojů by mohl snížit náklady pro různé technologie pro obnovitelné zdroje v různých členských státech, jelikož stanovení výkupních cen by se nevázalo na určité členské státy. Takový systém výkupních cen by mohl obsahovat buď pevné sazby nebo sazby „prémii“ k základní ceně odvozené od průměrné ceny elektřiny.

Případné nevýhody harmonizace

- Harmonizovaný program zelených certifikátů by mohl fungovat pouze v tom případě, že by po celé EU vedl ke korektním cenám a sankcím pro certifikáty, a tudíž k nejefektivnějšímu způsobu budování obnovitelných zdrojů v různých zemích. Významnější výkyvy cen zelených certifikátů mohou způsobit větší nejistotu investorů a zpomalit rozvoj výroby z obnovitelných zdrojů.
- K optimalizaci sazeb a k udržení nízkých nákladů na harmonizovaný systém výkupních cen je nutná široká informovanost o technologiích, což představuje značné náklady. Pokud tedy tyto záležitosti nejsou náležitě řízeny, hrozí, že by se systém mohl prodražit a ztratit flexibilitu.
- Harmonizace provedená prostřednictvím systému zelených certifikátů bez rozlišování jednotlivých technologií by negativně ovlivnila dynamickou účinnost. Jelikož by takový program prosazoval v první řadě hledisko nákladů, rozšířily by se jen technologie, které by byly v daném okamžiku nejkonkurenceschopnější. Takový výsledek by byl sice prospěšný z krátkodobého hlediska, ale investice do jiných slibných technologií by prostřednictvím programu zelených certifikátů nemusely být dostatečně stimulovány. Takový program by tedy bylo nutné doplnit jinými politikami.
- Členské státy, provozující dovoz elektřiny z obnovitelných zdrojů v harmonizovaném systému, by možná nebyly ochotny přispívat, pokud by se jich netýkal místní přínos (zaměstnanost a rozvoj venkova, rozmanitost a z ní vyplývající bezpečnost domácích dodávek a omezení místního znečištění životního prostředí), který by nastal, pokud by se energie z obnovitelných zdrojů vyráběly na jejich území.
- Na druhé straně dokonce ani vyvázející země by nemusely souhlasit s tím, že budou mít větší kapacity pro výrobu z obnovitelných zdrojů, než potřebují ke splnění cílů, poněvadž by to mohlo mezi obyvatelstvem vyvolat protesty proti budování těchto zdrojů.

3.3. Správní překážky

Diskusi o programech podpory nelze oddělovat od otázky správních překážek. Pro hospodárné splnění cílů v oblasti proniknutí obnovitelných zdrojů na trh je nutné vytvořit postup, díky kterému se zvýšení výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů usnadní a zjednoduší v příhodný okamžik.

3.3.1. Zjištěné překážky

Překážky, na něž narážejí tvůrci projektů a investoři při budování nových kapacit, mohou být správní, distribuční, sociální a finanční povahy. Komise vede veřejné konzultace s cílem zjistit, v čem jsou překážky spatřovány.

Zjištěné správní překážky lze rozdělit do těchto kategorií:

1. Zapojení velkého množství orgánů a nedostatečná koordinace mezi nimi.
Důležitou otázkou, která by mohla bránit většímu rozšíření obnovitelných zdrojů energie, je existence několika úrovní kompetence při povolovacím řízení pro výrobní zařízení. Požadavky kladené četnými orgány, které se účastní řízení (celostátními, regionálními a obecními), vedou často ke zpožděním, nejistotě investorů, znásobení úsilí a potenciálně větším požadavkům tvůrců projektů na pobídky, jež by měly kompenzovat investiční rizika nebo počáteční kapitálovou náročnost daného projektu.
V případech, kdy je zapojeno více správních úrovní, by členské státy měly jmenovat jedno správní místo pro účely povolování, odpovědné za koordinaci několika správních úkonů, jako je např. v Německu orgán Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie v případě energie větru na moři. Různé orgány by rovněž měly používat standardní formuláře a požadavky.
2. Dlouhé lhůty na vydání nezbytných povolení.
Povolovací řízení trvá u některých projektů několik let a v některých případech se objevily náznaky, že v důsledku toho se rozvoj některých segmentů zcela „zmrazil“.
Doporučují se jasné pokyny k povolovacímu řízení a povinná lhůta na odpověď, kterou musí zúčastněné orgány řízení dodržet.
3. Obnovitelné zdroje jsou nedostatečně zohledňovány v energetických koncepcích oblastí a při územním plánování.
V mnoha zemích a regionech není budoucí rozvoj projektů obnovitelných zdrojů zohledněn při sestavování energetických koncepcí a územních plánů. To znamená, že je třeba v zájmu uskutečnění určitého projektu s obnovitelnými zdroji pro danou oblast přijmout nové územní plány. Tento proces se může značně protáhnout. Získávání povolení spojených s územním rozhodnutím často představuje nejdelší úsek celkového období, které je nezbytné pro vývoj určitého projektu. Orgány by měly být motivovány k tomu, aby formou určení vhodných lokalit předvíдалy vývoj budoucích projektů obnovitelných zdrojů ve svém regionu.
V případech, kdy je zapojeno více správních úrovní, by mohlo být řešením plánování jaké se provádí v Dánsku a Německu, kde jsou obce povinny určit lokality, které jsou k dispozici na projekty využívající obnovitelné zdroje. V případě těchto vytypovaných lokalit jsou požadavky na povolení zjednodušené a vyřizování je rychlejší. Např. ve Švédsku se tyto lokality nazývají „oblasti národního zájmu významné pro větrnou energii“.
Proces plánování a povolování rovněž souvisí s evropskými právními předpisy pro oblast životního prostředí, jakými jsou např. rámcová směrnice o vodě a směrnice o územích evropsky významných lokalit nebo ptačích oblastech. Komise podniká určité kroky, např. iniciativa Komise týkající se vazby mezi rámcovou směrnicí o vodě a směrnicí o podpoře elektřiny z obnovitelných zdrojů. Snahou je, aby se zvýšila korektnost a srozumitelnost při používání těchto směrnic z oboru životního prostředí ve vztahu k obnovitelným zdrojům energie.

3.3.2. Doporučení ohledně správních překážek

Jelikož se situace v oblasti povolovacího řízení v jednotlivých členských státech značně liší, lze doporučení k jejímu zlepšení formulovat pouze v obecné rovině. Směrnice o obnovitelných zdrojích energie (2001/77/ES) vyzývá ke zkrácení celého povolovacího řízení. Toho lze dosáhnout pouze plným odhodláním a zapojením vlád spolu s regionálními a obecními orgány a to s naprostou jasně danými pravomocemi pro každou úroveň. Komise doporučuje tyto kroky:

1. Mělo by být zřízeno vždy jedno správní místo pro účely povolování, které převezme odpovědnost za vyřizování žádostí o povolení a poskytování pomoci žadatelům.
2. Členské státy by měly sestavit jasné pokyny k povolovacímu řízení s jasně rozdělenou odpovědností. Jak uvádí judikatura Soudního dvora, povolovací řízení musí být založeno na objektivních, nediskriminačních kritériích, jež jsou příslušným investorům známa předem a musí být dán rámec pravomocí orgánů, aby nedocházelo k jejich svévolnému zneužívání úředníky. Členské státy by měly zavést v územním plánování mechanismy, v jejichž rámci mají regiony a obce povinnost stanovit lokality významné z hlediska různých obnovitelných zdrojů.
4. Pro menší projekty by mělo být umožněno zjednodušené řízení.
5. Mělo by být dostupné poradenství ohledně vztahu k evropským právním předpisům o životním prostředí.

Bohužel v českém zákoně není pasáž o zjednodušení správních postupů obsažena. Tato skutečnost se projevila v negativním hodnocení Komise, kde posuzovala administrativní bariery správních řízení.

3.4. Otázky přístupu do elektrizační soustavy

Přístup do elektrizační soustavy za rozumnou a průhlednou cenu je hlavním cílem článku 7 Směrnice 2001/77/ES a pro rozvoj výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů je nesmírně důležitý. Vyžaduje, aby členské státy uskutečnily opatření s cílem usnadnit elektřině z obnovitelných zdrojů přístup do elektrizační soustavy.

Infrastruktura přenosových a distribučních soustav byla převážně vybudována v době, kdy bylo odvětví elektroenergetiky ve veřejném vlastnictví a bylo koncipováno tak, aby bylo možné umísťovat velké elektrárny blízko dolů a řek nebo blízko hlavních spotřebitelských center. Výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů běžně neprobíhá na stejných místech jako výroba konvenční elektřiny a obecně vzato má jiné měřítko.

Třebaže některá výrobní zařízení pro biomasu mají kapacitu okolo 200 MW a větrné farmy rostou do podobného rozsahu, mají elektrárny na obnovitelné zdroje obvykle menší měřítko. Připojení výroby často vyvolává rozšíření a posílení elektrizační soustavy a rovněž výrazné investice do připojení k soustavě. Členské státy, až na několik výjimek, zavedly právní předpisy zajišťující, že provozovatelé distribuční soustavy zaručují přenos a distribuci elektřiny z obnovitelných zdrojů. V mnoha případech však přednostní přístup na úrovni přenosu a distribuce není stanoven.

Průhledná pravidla úhrady a sdílení nutných investičních nákladů na distribuční soustavu jsou nezbytná, protože jejich neexistence je způsobeno mnoho distribučních překážek. V pravidlech, která již byla zavedena, a ve stupni jejich průhlednosti jsou mezi členskými státy značné rozdíly. Mnoho práce je třeba učinit v otázce průhlednosti sdílení nákladů.

Osvědčené postupy je možno nalézt v řadě zemí – Dánsku, Finsku, Německu a Nizozemsku. V těchto zemích se již postupuje podle průhledných pravidel úhrady a sdílení různých investičních nákladů při připojení na elektrizační soustavu. Tyto země si vybraly přístup „přijatelných“ nákladů (shallow cost approach), v jehož rámci nesou náklady na připojení k elektrizační soustavě investoři projektu, kteří připojení požadují, nebo se tyto náklady sdílejí s provozovatelem soustavy, kdežto náklady spojené s nutnými rozšířeními a posíleními soustavy na přenosové i distribuční úrovni hradí provozovatelé distribuční soustavy a jsou umožněny prostřednictvím přenosových a distribučních poplatků.

V Dánsku nese některé náklady na připojení v souvislosti s větrnou energií rovněž provozovatel distribuční soustavy a ekonomická zátěž výrobců elektřiny z větrné energie, pokud jde o náklady na investice do distribuční soustavy, se tím snižuje. V Nizozemsku se sice přednostní přístup neposkytuje, ale všechny náklady na připojení obecně hradí provozovatelé distribuční soustavy.

Výrobci elektřiny z obnovitelných zdrojů se můžou potýkat s nedostatečnou kapacitou elektrizační soustavy. Tato překážka se ještě umocňuje v důsledku neexistence jasně dodržovaných pravidel úhrady a sdílení různých investičních nákladů, jakož i v důsledku vertikální integrace a dominantního postavení veřejných služeb.

K zajištění toho, aby elektřina vyrobená z obnovitelných zdrojů představovala významný podíl na skladbě zdrojů elektřiny, je potřeba zlepšit plánování a celkové řízení soustav. Program transevropské energetické sítě, jakož i rámcové programy výzkumu a vývoje technologií Evropské unie, již začaly s podporou studií o úpravách a optimalizaci elektrizační soustavy za účelem včlenění projektů na výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Komise zprv doporučuje, aby zásady úhrady a sdílení nákladů byly naprosto průhledné a nediskriminační. Zadruhé by se měl zajistit nezbytný rozvoj infrastruktury elektrizační soustavy, aby vyhovovala dalšímu vývoji v oblasti výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Za třetí by náklady spojené s rozvojem infrastruktury elektrizační soustavy měli hradit provozovatelé elektrizační soustavy. Za čtvrté by tvorba cen elektřiny po celé elektrizační síti měla být korektní a průhledná a měla by zohledňovat přínos včleněných výrobních zařízení.

3.5. Záruky původu

Členské státy musejí mít funkční systém záruk původu elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie v zájmu usnadnění obchodu a větší průhlednosti ve vztahu ke spotřebiteli. Jsou povinny zajistit, aby za tímto účelem byla na požádání vydávána záruka původu. Komise dospěla k závěru, že způsob uplatňování záruk původu se v současné době v jednotlivých členských státech liší.

Po Směrnici 2001/77/ES byla přijata nová směrnice o vnitřním trhu s elektřinou. Podle čl. 3, odst. 6 Směrnice 2003/54/ES jsou členské státy povinny provádět program poskytování informací o skladbě zdrojů energie. Komise považuje toto ustanovení za důležité opatření pro splnění cíle průhlednosti ve vztahu ke spotřebiteli, jelikož se týká celého odvětví elektroenergetiky a nikoliv pouze elektřiny z obnovitelných zdrojů energie. Záruku původu by bylo možné používat jako základ pro tyto informace.

Obchod s ekologickou elektřinou probíhá, ale prozatím nedochází k přenosům ekologické elektřiny vyrobené v jedné zemi do jiné země s cílem plnit tamější cíle. Aby nedošlo k dvojímu započítání, není nezbytně nutné mít jednotnou záruku původu. Pokud však má být systém odolný proti zneužití, musí být dohodnuty podmínky odkupu „použitých“ zelených certifikátů. Takový systém existuje v několika členských státech a je možné jej dále koordinovat nebo, bude-li potřeba, dokonce harmonizovat pro případ velkých objemů přeshraničního obchodu.

3.6. Závěry

V rámci získávání důležitých zkušeností se systémy podpory obnovitelných zdrojů energie v Evropské unii by se mělo na konkurenci si vnitrostátní systémy nahlížet jako na prospěšnou věc alespoň v rámci přechodného období. Konkurence mezi systémy by měla vést k větší rozmanitosti řešení a rovněž znamenat přínos: např. pro systém zelených certifikátů je existence programu výkupních cen prospěšná, jelikož náklady méně účinných technologií díky procesu osvojování technologií klesají, což zase snižuje náklady přenášené na spotřebitele. Navíc je příliš brzo porovnávat výhody a nevýhody dobře zavedených mechanismů podpory se systémy, jež se používají poměrně krátce. Z těchto důvodů a na základě rozborů v tomto sdělení Komise nepovažuje za vhodné v tomto stadiu předkládat harmonizovaný evropský systém.

Podle názoru Komise je zatím vhodný **koordinovaný přístup k systémům podpory** obnovitelným zdrojům energie, založený na dvou pilířích: spolupráce mezi zeměmi a optimalizace dopadu vnitrostátních systémů.

Spolupráce

Pro rozvoj různých systémů podpory v Evropě by mohlo být užitečné zintenzívnit koordinaci mezi zeměmi formou „spolupráce“. Jako příklad pro ostatní může sloužit rostoucí spolupráce mezi systémy výkupních cen v Německu, Španělsku a Francii nebo na trhu iberského poloostrova a nový společný švédsko-norský systém zelených certifikátů. Systémy členských států, jež jsou dostatečně podobné, by mohly později být předmětem nižšího stupně harmonizace.

Optimalizace

Komise navrhuje postup optimalizace vnitrostátních systémů a připomíná, že nestabilita nebo neúčinnost systémů se obvykle projevuje vyššími náklady pro spotřebitele. Optimalizace se týká hospodářských mechanismů a účinnosti nákladů, ale rovněž vyzývá k odstranění správních a distribučních překážek.

Členské státy optimalizují a vyladí programy podpory:

- **Zvýšením stability právních předpisů a snížením investičního rizika.**
Jedním z hlavních problémů vnitrostátních programů podpory je případný nárazový charakter činnosti systému. Jakákoliv nestabilita v systému vytváří vyšší investiční rizika, což se obvykle projeví ve formě vyšších nákladů pro spotřebitele. Účastníci trhu tedy musejí daný systém dlouhodobě vnímat jako stabilní a spolehlivý, aby se pocitovaná rizika snížila. Snížení investičního rizika a zvýšení likvidity představují důležitou otázku, zejména pokud jde o trh se zelenými certifikáty. Koncepce mechanismu podpory musí zbytečně tržní riziko snížit. Vyšší likvidita by mohla napomoci uzavírání dlouhodobých smluv a udávat jasnější tržní cenu.
- **Omezením správních překážek, včetně zefektivnění správních postupů.**
Správní požadavky, jejichž splnění je nutné pro přístup do programů podpory, by se měly omezit tak, aby se zátěž výrobců snížila na minimum. Členským státům se kromě toho, že by měly zcela splnit směrnici o elektřině z obnovitelných zdrojů, konkrétně navrhuje jasné pokyny, např. jedno správní místo pro účely povolování, zavedení efektivních územně plánovacích mechanismů a zjednodušení správních řízení.
- **Řešením otázek spojených s přenosovou a distribuční soustavou včetně průhlednosti podmínek připojení.**
Posílení přenosu a distribuce je nutné plánovat a vyvíjet předem spolu s náležitým financováním. Komise zaprvé doporučuje, aby zásady úhrady a sdílení nákladů byly naprosto průhledné a nediskriminační. Zadruhé by se měl zajistit nezbytný rozvoj infrastruktury přenosové a distribuční soustavy, aby vyhovovala dalšímu vývoji v oblasti výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Za třetí by náklady spojené s rozvojem infrastruktury přenosové a distribuční soustavy obvykle měli hradit provozovatelé těchto soustav. Za čtvrté by tvorba cen elektřiny v celé elektrizační síti měla být korektní a průhledná a měla by zohledňovat přínos decentralizované výroby.
- **Podporou rozmanitosti technologií.**
Některé programy podpory mají tendenci podporovat pouze ty technologie obnovitelných zdrojů, které jsou nejvíce konkurenceschopné z hlediska nákladů. Například využití energie větru na moři by se běžně nerozvíjelo, pokud by spadalo do téhož finančního rámce jako využití energie větru na pevnině. Takové programy by tudíž mohly být doplněny jinými nástroji podpory, aby byl rozvoj technologií rozmanitější. Dobrá celková politika podpory elektřiny z obnovitelných zdrojů by se pokud možno měla vztahovat na různé (všechny) technologie obnovitelných zdrojů.
- Tím, že by členské státy lépe využívaly možnost **osvobození od daně a snížení daně**, jež se nabízejí obnovitelným zdrojům energie podle Směrnice 2003/96/ES o rámcových předpisech zdanění energetických produktů a elektřiny.
- **Zajištěním slučitelnosti s jednotným trhem s elektřinou.**
Členské státy Evropské unie v současné době liberalizují svůj trh s elektřinou. Na základě tohoto požadavku je možno posoudit, jak snadno lze program podpory obnovitelných zdrojů včlenit do liberalizovaného trhu s elektřinou, a posoudit jeho účinnost v součinnosti se stávajícími a novými nástroji politiky.
- **Podporou zaměstnanosti a místního a regionálního přínosu.**
Podstatná část veřejného přínosu, který sledují politiky podporující obnovitelné zdroje energie, souvisí s politikou zaměstnanosti a sociální politikou, s rozvojem venkova.
- **Spojením s činností týkajícími se energetické účinnosti a řízení poptávky.**
Pokroky ve výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů energie vyrovnává nadměrný růst spotřeby, jehož je nutné se vyvarovat. Pouze spojením opatření na podporu elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů s opatřeními, jejichž účelem je zvýšení účinnosti při spotřebě elektřiny, posune Evropu blíže ke splnění cílů její energetické politiky.

Další kroky

V krátkodobém horizontu se vzhledem k plnění cílů do roku 2010 nedoporučují významné regulativní změny na úrovni Společenství. Komise však bude vzhledem k úsilí o dotvoření jednotného trhu s elektřinou a ve snaze dosáhnout vyšší účinnosti nákladů nadále analyzovat možnosti a dopady intenzivnější optimalizace, koordinace a případné harmonizace a podmínky větší liberalizace, přičemž využije dalších zkušeností získaných s různými programy podpory v členských státech.

Komise bude pečlivě sledovat stav politiky Evropské unie pro energii z obnovitelných zdrojů a nejpozději do prosince 2007 vypracuje zprávu o stavu systémů členských států podporujících elektřinu z obnovitelných zdrojů v souvislosti s probíhajícím posuzováním cílů pro rok 2020 a rámcem politiky pro energii z obnovitelných zdrojů po roce 2010. Na základě výsledků tohoto hodnocení může Komise navrhnout jiný přístup a rámec programů pro podporu elektřiny vyráběné z obnovitelných zdrojů v Evropské unii, přičemž zohlední potřebu náležitých přechodných období včetně legislativy. Zejména bude proveden rozbor výhod a nevýhod další harmonizace.

Podle článku 4 Směrnice 2001/77/ES bude Komise nadále posuzovat úspěšnost systémů podpory, včetně efektivity nákladů. Tato zpráva bude případně doprovázena návrhem na rámec Společenství ve věci systému podpory pro elektřinu vyrobenou z obnovitelných zdrojů. Návrh na rámec by měl:

- příspěk k dosažení státních směrných cílů;
- být slučitelný se zásadami vnitřního trhu s elektřinou;
- zohlednit povahu různých obnovitelných zdrojů energie, společně s různými technologiemi a zeměpisnými rozdíly;
- podporovat využívání obnovitelných zdrojů energie účinným způsobem, který bude jednoduchý a současně co nejúčinnější, zejména pokud jde o náklady;
- zahrnovat dostatečná přechodná období pro vnitrostátní programy podpory v délce nejméně sedmi let a zachovat si důvěru investorů.

4. Obnovitelné zdroje ve Státní energetické koncepci

Státní energetická koncepce byla schválena vládou ČR dne 10. 3. 2004. Koncepce definuje priority a cíle České republiky v energetickém sektoru a popisuje konkrétní realizační nástroje energetické politiky státu. Součástí koncepce je výhled do roku 2030.

Využití obnovitelných zdrojů je ve státní energetické koncepci cílem s vysokou prioritou. V souladu se záměrem EU je nutné využít optimálně obnovitelných zdrojů energie k posílení nezávislosti na vnějších zdrojích, ke zvýšení spolehlivosti energetických systémů, ke snížení nepříznivého vlivu energetiky na životní prostředí, k řešení problémů ochrany krajiny a řešení problémů sociálních včetně zaměstnanosti. Podíl předpokládaného využití obnovitelných zdrojů energie je významný a tempa růstu výroby elektřiny a tepelné energie jsou mimořádně vysoká.

Koncepce počítá se zpracováním důkladné a průkazné analýzy potenciálu jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů energie v ČR. Dále je nutné stanovit konkrétní strategii vycházející z průkazného ekonomického hodnocení a navrhnout případně další opatření a nástroje k prosazení předpokládaných trendů. Strategie musí zahrnout i podmínky a aktivity v zemědělství, lesnictví, petrochemii a v dalších odvětvích, které vytvoří podmínky pro pěstování biomasy, produkci bioplynu, biopaliv apod. Při přípravě těchto materiálů je nutné spolupracovat s orgány regionální samosprávy.

Pravděpodobná výše a struktura výroby elektřiny zakotvená ve státní energetické koncepci

TWh	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Elektřina celkem	73,73	78,20	82,37	80,85	84,95	87,49	89,17
• z toho obnovitelné zdroje	1,71	4,16	8,17	9,84	11,58	14,20	15,06
Biomasa	0,01	1,60	4,86	6,32	7,81	10,25	10,96
MVE	0,52	0,80	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Vítr	0,01	0,57	0,93	1,01	1,25	1,44	1,44
Fotovoltaika	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
Bioplyn	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,16

Plnění indikativních cílů státní energetické koncepce

% z bto spotřeby elektřiny	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Obnovitelné zdroje	2,7	6,2	11,3	12,1	12,9	15,4	16,8

5. Současný stav ve výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů

MPO vydalo 21. 9. 2006 oficiální statistiku výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů za rok 2005. Z předložených informací provedeme závěr o stavu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů.

Výroba elektřiny z OZE v roce 2004

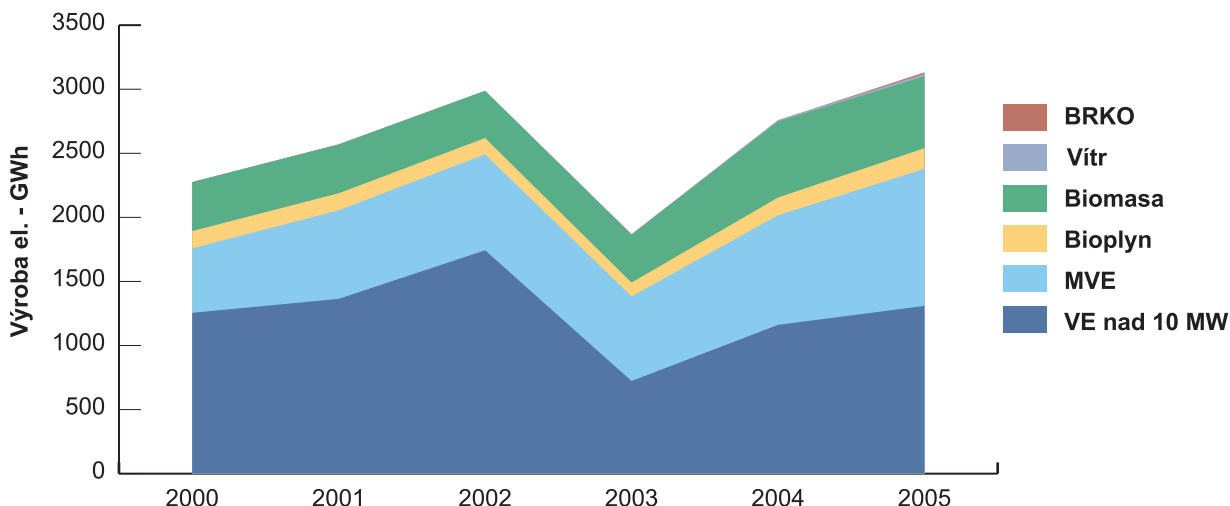
	Hrubá výroba elektřiny MWh	Dodávka do sítě MWh	Podíl na zelené elektřině %	Podíl na hrubé dom. spotřebě elektřiny %	Podíl na hrubé výrobě elektřiny %
Vodní elektrárny celkem	2 019 400,0	1 615 520,0	72,88	2,94	2,39
Malé vodní elektrárny do 1 MW	286 100,0	228 880,0	10,33	0,42	0,34
Malé vodní elektrárny od 1 do 10 MW	617 400,0	493 920,0	22,28	0,90	0,73
Velké vodní elektrárny nad 10 MW	1 115 900,0	892 700,0	22,28	1,62	1,32
Biomasa celkem	592 704,8	222 827,3	21,39	0,86	0,73
Štěpka apod.	272 948,5	201 274,7	9,85	0,40	0,32
Celulózové výluhy	296 297,0	0,0	10,69	0,43	0,35
Rostlinné materiály	20 839,7	19 670,7	0,75	0,03	0,02
Pelety	2 619,6	1 881,9	0,09	0,003	0,003
Bioplyn celkem	138 793,4	81 913,2	5,00	0,20	0,16
Komunální ČOV	63 590,6	15 342,8	2,29	0,09	0,075
Průmyslové ČOV	2 001,2	363,7	0,07	0,002	0,002
Zemědělský bioplyn	7 130,4	4 405,4	0,26	0,01	0,01
Skládkový plyn	66 071,2	61 801,3	2,38	0,1	0,08
Tuhé komunální odpady (BRKO)	10 031,0	3 421,2	0,36	0,01	0,01
Větrné elektrárny (nad 100 kW)	9 870,8	9 743,3	0,36	0,015	0,01
Fotovoltaické systémy (odhad)	77,3	9,2	0,002	0,000	0,000
Celkem	2 770 877,3	1 933 434,2	100	4,038	3,285

Výroba elektřiny z OZE v roce 2005

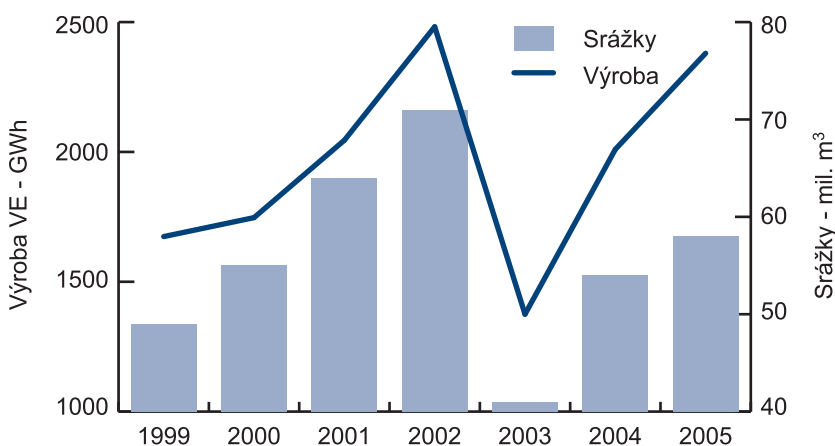
	Hrubá výroba elektřiny MWh	Dodávka do sítě MWh	Podíl na zelené elektřině %	Podíl na hrubé dom. spotřebě elektřiny %	Podíl na hrubé výrobě elektřiny %
Vodní elektrárny celkem	2 379 910,0	2 370 300,0	75,95	3,40	2,88
Malé vodní elektrárny do 1 MW	342 980,0	340 900,0	10,95	0,49	0,42
Malé vodní elektrárny od 1 do 10 MW	727 730,0	725 800,0	23,23	1,04	0,88
Velké vodní elektrárny nad 10 MW	1 309 200,0	1 303 600,0	41,78	1,87	1,59
Biomasa celkem	560 251,9	210 379,2	17,88	0,80	0,68
Štěpka apod.	222 497,2	153 793,8	7,10	0,32	0,27
Celulózové výluhy	279 582,3	0,0	8,92	0,40	0,34
Rostlinné materiály	53 735,4	52 382,4	1,71	0,08	0,07
Pelety	4 437,0	4 203,0	0,14	0,01	0,01
Bioplyn celkem	160 856,9	93 413,4	5,13	0,23	0,19
Komunální ČOV	71 446,5	14 857,9	2,28	0,10	0,09
Průmyslové ČOV	2 869,1	501,3	0,09	0,00	0,00
Zemědělský bioplyn	8 242,5	5 613,5	0,26	0,01	0,01
Skládkový plyn	78 298,8	72 440,7	2,50	0,11	0,09
Tuhé komunální odpady (BRKO)	10 612,3	3 825,6	0,34	0,02	0,01
Větrné elektrárny (nad 100 kW)	21 441,6	21 262,8	0,68	0,03	0,03
Fotovoltaické systémy (odhad)	390,0	54,0	0,01	0,00	0,00
Celkem	3 133 462,7	2 699 235,0	100,00	4,48	3,79

Při rozboru skladby výroby z obnovitelných zdrojů pro rok 2004 a 2005 vidíme, že k nárůstu dochází u vodních elektráren. Čím je podložen nárůst výroby? Ze statistiky vyplývá, že nárůstem instalovaného výkonu to není. Nárůst je dán vyšším stavem vody ve vodních tocích. V následujících grafech je dokumentován vývoj výroby elektřiny z OZE v ČR a závislost výroby ve VE na celkových ročních srážkách.

Vývoj výroby elektřiny z OZE v ČR



Výroba ve VE a celkové roční srážky



Ze statistických zjištění se dá vysledovat, že o r. 2004 můžeme hovořit jako o průměrně vodném roce, a při zjednodušení můžeme hovořit o výrobě z VE jako o průměrné výrobě. Jak by se nám korigovala výroba z elektřiny z obnovitelných zdrojů ukazují následující tabulky.

Skutečnost 2005

	VE nad 10 MW	MVE	Bioplyn	Biomasa	Vitr	BRKO	Celkem E
2004	1 116	903	139	593	10	10	2 771
2005	1 309	1 071	161	560	21	11	3 133

Korekce 2005 s průměrně vodným rokem (2004)

	VE nad 10 MW	MVE	Bioplyn	Biomasa	Vitr	BRKO	Celkem E
2004	1 116	903	139	593	10	10	2 771
2005	1 161	903	161	560	21	11	2 817

Z tabulek je vidět, že výroba po korekci je pro oba roky srovnatelná. Jak se úvaha promítne do plnění cíle 8% podílu elektřiny z obnovitelných zdrojů? Při mechanickém hodnocení je závěr následující – v roce 2005 vzrostl podíl elektřiny z obnovitelných zdrojů na 4,48 %. Po korekci na průměrně vodný rok dojdeme k následujícím závěrům.

Vyhodnocení po korekci na průměrně vodný rok

	2004	2005	2005 korigovaný
Hrubá spotřeba elektřiny – TWh	68,6	69,9	69,9
Elektřina z OZ – TWh	2,77	3,13	2,82
Procentní podíl elektřiny z OZE	4,04%	4,48%	4,03%

Z údajů lze vyvodit závěr, že výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů stagnuje. Ve stejném duchu hovoří i „Hodnocení Státní energetické koncepce“ provedené MPO v letošním roce. K plnění dílčího cíle konstatovalo:

Využití OZE v ČR se zvyšuje velmi pomalu. Indikativní cíl SEK pro rok 2005 (5–6 % OZE na bto spotřebě elektřiny) nebude naplněn, ohroženo je i plnění cíle v roce 2010, i když přijatá legislativní opatření (zákon č. 180/2005 Sb., o podpoře využití výroby elektřiny z OZE a cenová rozhodnutí ERÚ) vytvářejí lepší podmínky pro využití OZE a lepší plnění cílů SEK ve využití OZE.

6. Závěr

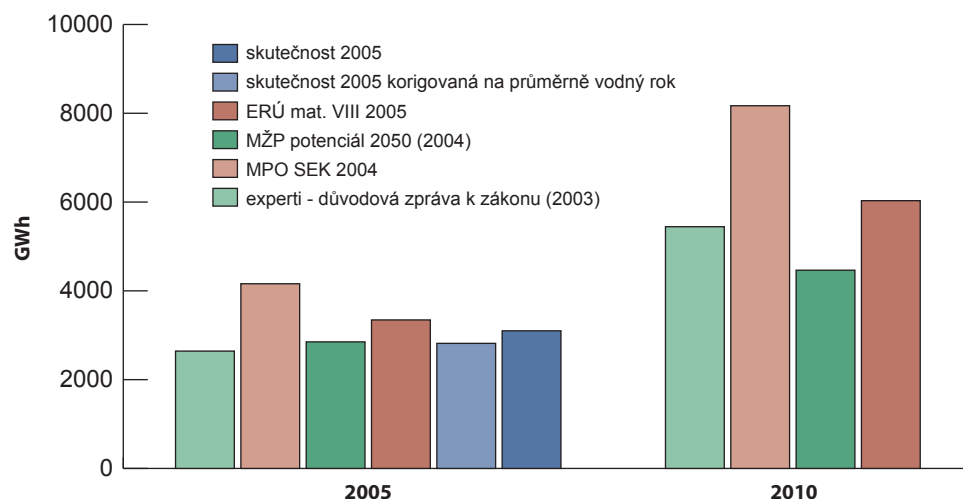
Ve všech nově vypracovaných analýzách došlo k významnému poklesu budoucího využití OZE (biomasy) pro kogeneraci a to zejména v partii elektřiny, neboť novější studie o disponibilním potenciálu OZE pro energetické využití prokazují značně nižší úroveň tohoto potenciálu, než se uvažovalo v době zpracování podkladů pro SEK.

Indikativní cíl ukazatele výroby elektřiny z OZE na hrubé spotřebě elektřiny v roce 2005 a 2010 nebyl plněn u žádné z ověřovacích a citlivostních analýz.

Modelové propočty uvažovaly platný systém podpory využití OZE v ČR. Problematika OZE musí být proto analyzována samostatně a podrobněji v rámci požadavku SEK „Dlouhodobé indikativní koncepce využití OZE v ČR“, která by měla být připravena a využívána jako nástroj SEK ještě během r. 2006.

Na přiloženém grafu je vidět postup poznání zmíněné problematiky v letech 2003–2005 včetně toho, jak jednotlivé pracovní skupiny různých institucí předpokládaly vývoj situace. Vývoj odhadů byl ovlivněn také prognózovanou hrubou spotřebou elektřiny pro průřezová léta 2005, 2010 a tím i významně jinou odpovídající hodnotou 8 procentního závazku vůči EU přiřazenému k r. 2010.

Předpoklady výroby elektřiny z OZE



Použité zdroje

Směrnice 2001/77/EC Podpora elektřiny z obnovitelných zdrojů v podmínkách jednotného trhu s elektřinou

Smlouva o přistoupení ČR k EU z 3.4.2003

Zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů)

Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)

Vyhláška ERÚ č. 475/2005 Sb, kterou se provádějí některá ustanovení zákona o podpoře využívání obnovitelných zdrojů

Vyhláška MŽP č. 482/2005 Sb, o stanovení druhů, způsobů využití a parametrů biomasy při podpoře výroby elektřiny z biomasy

Vyhláška ERÚ č. 502/2005 Sb, o stanovení způsobu vykazování množství elektřiny při společném spalování biomasy a neobnovitelného zdroje

Materiál EU COM(2004)366 o podílu obnovitelných zdrojů energie v EU

Materiál EU COM(2005)627 o podpoře elektřiny z obnovitelných zdrojů energie“

Cenové rozhodnutí ERÚ 10/2005

Státní energetická koncepce schválená vládou ČR dne 10. 3. 2004.

Zpráva MPO, MŽP a ERÚ o plnění indikativního cíle výroby elektřiny z OZ za rok 2005

DALŠÍ ROZVOJ HYDROENERGETIKY

Libor Šamánek

1. Úvod – využívání vodní energie

Potřeba hledat nové, alternativní energetické zdroje a zdokonalovat obnovitelné zdroje již známé je stále naléhavější. Neustále se obnovujícím zdrojem energie je koloběh vody v přírodě. Nejběžnější způsob jeho využívání představuje přeměna energie vodního toku v energii elektrickou. Právě takto získaná energie se jeví jako ekonomicky nejvýhodnější, přičemž způsob její výroby je navíc ekologicky čistý. Dvacáté století poznamenalo nevratně tvář země velkými vodními díly, jejichž realizace, jak dnes víme, nebyly ve všech případech nutné. Nyní se s ohledem na životní prostředí vracíme zpět k „malým vodám“. Malé vodní elektrárny se zaručeným výkonem a vyráběnou energií představují v souhrnu velký energetický zdroj a mohou tak ušetřit mnoho tuhých, plyných a kapalných paliv, jejichž spalování škodí životnímu prostředí.

Přestože vodní energie patří k nejdéle využívaným energetickým zdrojům, měl vývoj jejího využití nerovnoměrný a poměrně pomalý průběh. Rozvoj techniky v této oblasti se na dlouhé období prakticky zastavil a její efektivnost se zvyšovala pouze velikostí vodních kol. Překonání tohoto stavu bylo podmíněno vynálezy, které postupně odstraňovaly některé nevýhody a těžkosti spojené s uplatněním vodní energie. První přetlaková turbína byla sestavena v roce 1827, Francisova turbína v roce 1847, Peltonova turbína v roce 1880 a Kaplanova turbína v roce 1918. Další rozhodující podstatou rozvoje hydroenergetiky byl přenos elektrické energie na větší vzdálenosti, což přiblížilo zdroje vodní síly k místům spotřeby. První vodní elektrárna vyrábějící střídavý elektrický proud byla uvedena do provozu v roce 1896 na Niagaře v USA.

Zcela zásadní význam pro rozvoj hydroenergetiky však měla až rozvíjející se elektrizační soustava. Ta umožnila rovnoměrně využít vyrobenou energii jak z velkých, tak i z malých zdrojů a vyrovnala nedostatek způsobený závislostí na měnícím se potenciálu vodních toků v jednotlivých ročních obdobích. Rozvinutá elektrizační soustava využívá možnosti rychlého najetí hydroagregátů v akumulačních elektrárnách při krytí zatížení ve špičkách a energie z průtočných elektráren pro pokrytí základního zatížení. K propojení izolovaně pracujících elektrizačních soustav došlo na území naší republiky až v polovině dvacátého století a připojení k centrálnímu evropskému energetickému systému až v devadesátých letech. Teprve v současné době jsou v plné míře splněny všechny rozhodující podmínky k úspěšnému využití i malých vodních energetických zdrojů – byly vyvinuty moderní vodní turbíny s vysokou účinností, spolehlivé a hlavně ekologicky nezávadné. Máme moderní rozvinutou přenosovou elektrizační soustavu, která umožňuje přenos energie z kteréhokoliv zdroje ke spotřebiteli. Bylo by proto chybou tento čistý, stále se obnovující zdroj energie plně nevyužít.

1.1. Situace v oblasti využití hydroenergetického potenciálu na území ČR

Převážná část hydropotenciálu, kterou bude ještě možno využít, je soustředěna na menších tocích, kde pro výstavbu velkých elektráren VE (nad 10 MW) již nejsou k dispozici příznivé podmínky. Ve stádiu úvah a studií je pouze výstavba přečerpacích vodních elektráren (PVE), přičemž jejich realizace nemá také zatím konkrétní podobu.

Rozvoj hydroenergetiky v oblasti malých vodních elektráren, tj. do výkonu 10 MW (dále jen MVE), doznal v období od roku 1990 na území České republiky výrazného pokroku. V této souvislosti došlo také k významnému posunu v poměru energeticky využitých k dosud nevyužitým lokalitám, jinak řečeno v poměru energetického využití vodních toků. Hodnota uvádějí využití celého našeho hydropotenciálu (cca 1500 GWh), zhruba na 50 %, je v posledním období cca od r. 2001 upravována hlavně se zřetelem na hydrologické podmínky a skutečný ještě využitelný spád. Přijatelnější odhad počítá již se 70 % využitého potenciálu a pouze se 30 % k dispozici pro využití. Potenciál zbývající k využití má již výrazně horší hydrologické podmínky než potenciál využitý, z čehož vyplývá, že ekonomie u budoucích realizací se bude vyznačovat delší dobou návratnosti investic a tím i sníženým zájmem investorů. Zřejmě krajní mezí pro již méně ekonomické podnikatelské záměry se zřetelem na hydrologické podmínky je hranice spádu kolem hodnoty 2 m.

Z provedených šetření lze rozdělit dosud nevyužívaný hydroenergetický potenciál podle četnosti lokalit na vodních tocích se zřetelem na získání spádu do tří skupin:

- **spád větší než 5 m** četnost 10 %,
- **spád od 2 do 5 m** četnost 55 %
- **spád menší než 2 m** četnost 35 % (extrémně nízké spády)

Z tohoto pohledu je zřejmé, že obecně udávaná hodnota našeho využitelného potenciálu v MVE na úrovni 1500 GWh/r představuje teoreticky plné pokrytí vodních toků stávajícími a nově doplněnými vzdouvacími objekty, navazujícími svým vzduším navzájem. V současné době však rozhodující vodoprávní orgány povolují stavby nových jezových stupňů jen velmi zřídka a ani perspektivně nelze uvažovat o jiných podmínkách (zvláště po nedávných povodních). Znamená to vyhledávat jezové stupně, které jsou dosud bez energetického využití, a lokality po bývalých vodních dílech, kde je možná obnova. Je také třeba hledat nové možnosti využití hydroenergetického potenciálu, aby pokračoval další rozvoj hydroenergetiky.

2. Vodní toky – jejich hydroenergetický potenciál

Vodní toky na území České republiky jsou řízeny celkem pěti správami. Jsou to: Povodí Labe, Povodí Vltavy, Povodí Ohře, Povodí Moravy a Povodí Odry. Do konce roku 2000 měly charakter akciových společností a od roku 2001 jsou státními podniky. Vedou veškerou legislativu provozu, užívání a využívání toků v rozvodí těchto řek. Hydroenergetický potenciál je rozložen i využíván nerovnoměrně, což je způsobeno právě hydrologickými podmínkami na území republiky.

Technicky využitelný hydroenergetický potenciál toků v ČR do 10 MW dělený podle dílčích povodí

Povodí	Výkon MW	Výroba GWh/rok
Labe	114	420
Vltava	164	430
Ohře	78	300
Odra	56	100
Morava	100	250
Celkem	512	1500

2.1. Současný stav ve využití hydroenergetického potenciálu u jednotlivých povodí

V přehledu jsou uvedena v % využití stávajícího potenciálu z hlediska objemu výroby u vybraných toků.

Povodí LABE:

Labe 90 %	Černá Nisa 65 %	Divoká Orlice 70 %	Doubrava 65 %	Chrudimka 65 %
Jizera 85 %	Kamenice 80 %	Loučná 75 %	Lužická Nisa 80 %	Novohradka 65 %

V působnosti povodí Labe je v provozu 540 MVE, o celkovém instalovaném výkonu 110 MW. Převážná většina nejvýhodnějších lokalit je obsazena a energeticky využívána. Na středním úseku Labe jsou lokality obsazeny – v případech, kde k realizaci nedošlo, se vyskytly technické komplikace, nebo realizace vycházela ekonomicky nevýhodně. Spády na nevyužitých lokalitách se pohybují v průměru od 1,2 do 2,5 m.

Horní úsek Labe je využit téměř na 100 %. Na dolním úseku Labe pod Ústím nad Labem se připravuje výstavba dvou zdymadel, která budou dispozičně řešena tak, aby mohla být v budoucnu též využita energeticky.

Na ostatních tocích by realizace nových vzdouvacích objektů byla velmi komplikovaná, především z hlediska ekologických požadavků.

Povodí VLTAVY:

Vltava 90 %	Malše 80 %	Černá 100 %	Stropnice 50 %	Lužnice 50 %	Kamenice 60 %
Žirovnice 60 %	Nežárka 60 %	Hamerský potok 30 %	Nová řeka 70 %	Smutná 50 %	Otava 40 %
Ostružná 50 %	Volyňka 40 %	Blanice 40 %	Zlatý potok 60 %	Lomnice 30 %	Skalice 30 %
Brzina 30 %	Mastník 30 %	Sázava 70 %	Želivka 50 %	Trnava 80 %	Blanice 50 %
Mže 40 %	Radbuza 40 %	Úhlava 50 %	Berounka 70 %	Úslava 20 %	Klabava 30 %
Střela 30 %	Litavka 30 %	kanál Vraňany–Hořín 15 %			

Lokality dosud nevyužité mají výrazně horší hydrologické podmínky. Jedná se převážně o využití velmi nízkých spádů, v rozmezí 1,2 až 2,5 m. Ekonomie investic na těchto lokalitách bude za současných podmínek jen stěží rentabilní.

Povodí OHŘE:

Bílina 70 %	Blšanka 60 %	Bystrá 65 %	Bystřice 60 %	Bílý Halštrov 50 %	Černá 70 %
Flájský potok 80 %	Chomutovka 75 %	Kamenice 85 %	Luční potok 70 %	Lužec 75 %	
Odrava 60 %	Ohře 90 %	Ploučnice 90 %	Rolava 80 %	Rotava 75 %	Skřiváň 70 %

O budování nových jezových stupňů na Povodí Ohře nelze uvažovat vzhledem k hydrologickým dispozicím toků. Také umělé zvyšování přelivných hran jezů pro dosažení vyšších spádů bude možné jen zřídkakde. V obvodu působnosti Povodí Ohře jsou až na malé výjimky téměř všechny využitelné lokality vyčerpány. Za současných ekonomických podmínek, kdy se návratnost investic u nejhodnějších lokalit pohybuje v desítkách let, nelze v budoucnu očekávat větší zájem o výstavbu malých vodních elektráren.

Povodí ODRY:

Odra 50 %	Opava 55 %	Moravice 50 %	Ostravice 65 %	Olše 45 %
Stonávka 45 %	Bělá 60 %	Morávka 50 %	Čeladěnka 30 %	Mohelnice 45 %
Č. Ostravice 45 %	Černý potok 30 %	Lučina 30 %	Lomná 45 %	Olešnice 50 %

Vyššímu využití brání ohrožení velkými vodami a také přístup Správy toku, který je pro výstavbu MVE málo vstřícný.

Povodí MORAVY:

Morava 70 %	Bečva 70 %	B. Rožnovská 70 %	B. Vsetínská 60 %	Moštěnka 50 %	
Olešnice 50 %	Strhanec 90 %	Bystřička 50 %	Hloučela 70 %	Boleloucký náhon 100 %	
Třebůvka 50 %	Stř. Morava 80 %	Oskava 50 %	Juhyně 50 %	Stanovice 70 %	
Mor. Sázava 60 %	Desná 70 %	Branná 50 %	Merta 50 %	Březná 50 %	Olšava 40 %
Dřevnice 60 %	Rusava 40 %	Dyje 70 %	Svratka 80 %	Svitava 70 %	Křetínka 40 %
Moravská Dyje 50 %	Želetavka 40 %	Jihlava 60 %	Oslava 50 %	Rokytná 40 %	Bělá 50 %

Zbývající volné lokality pro energetické využití v Povodí Moravy jsou pouze na dolních tocích a vyznačují se až na malé výjimky velmi nízkými spády, převážně do 2 m. Některé lokality Povodí Moravy ve svých vyjádřeních pro energetické využití nedoporučuje v souvislosti s možným ohrožením při velkých vodách.

Z přehledu o obsazení vodních toků z hlediska energetického využití vyplynulo, že zhruba ze 2/3 jsou říční toky obsazeny (čemuž nemusí odpovídat optimální využití) – zbylá třetina volných lokalit na tocích již disponuje ekonomicky méně výhodným potenciálem (nízké a extrémně nízké spády).

Navíc výhodnější lokality ze zbytku si Správy toků rezervují pro vlastní investice, pro ostatní investory tak zbývá jen menší část potenciálu, ekonomicky méně zajímavá. Právě proto se do popředí zájmu dostávají tzv. jiné možnosti energetického využití a především i optimalizace velkého počtu starých provozovaných MVE.

3. Jiné možnosti využití hydropotenciálu

Vedle nejčastějšího a nejběžnějšího využívání energie stavbou nových MVE na vodních tocích se nabízejí i další možnosti pro získání energie:

1. Využití retenčních nádrží a rybníků, případně jiných akumulacích nádrží, kde je možnost získání vhodného rozdílu hladin s málo se měnícím spádem. Také průtočné množství vody vykazuje malé změny vyrovnávané retencí nádrže.
2. Využití vodárenských objektů, vybudovaných pro účely zásobování pitnou nebo užitkovou vodou, kde je možno získat téměř konstantní vysoké spády s průtoky bez větších změn.
3. Rekonstrukce MVE se zastaralou technologií, což je více než polovina všech MVE, které jsou provozovány se soustrojími z let 1930 až 1950. Modernizací a optimalizací provozu lze získat další potenciál při nízké investici.

3.1. Využití přehradních nádrží, retenčních nádrží a rybníků

V České republice je zhruba 20 000 rybníků o celkové ploše přes 50 tis. ha. Většinu z nich, o ploše cca 45 000 ha, obhospodařuje Český rybářský svaz a Státní rybářství. Jejich energetické využití je zatím minimální a naráží na množství dosud nevyřešených problémů. Již před více než 10-ti lety byla posuzována možnost energetického využití u zhruba 200 rybníků. Byl pořízen jejich seznam a ve spolupráci s tehdejší Svazem ochránců přírody bylo vypracováno několik studií, při nichž bylo posuzováno:

- vliv denního kolísání hladiny na vodní ptactvo,
- vliv kolísání hladiny na faunu a floru,
- jiná problematika budování MVE na rybnících.

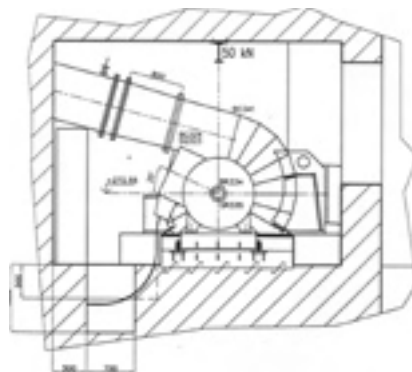
Závěry provedených studií vyjádřily zásadní hlediska pro budování MVE na rybnících, ze kterých vyplynula nutnost diferencovaného přístupu k instalaci MVE s ohledem na zabezpečení produkce ryb a nutnost před realizací zvažovat všechny ekologické i ekonomické aspekty.

Z 220 sledovaných rybníků bylo zatím energeticky využito zhruba 20 %. MVE je možné podobně jako u derivačních MVE na tocích projektovat jako průtočné tam, kde má rybník pravidelný odtok. U rybníků, které jsou doplňovány pouze v intervalech, a voda má možnost rybník kanálem obtékat, bude MVE projektována jako akumulacní, pro provoz pouze v energetických špičkách. U těchto MVE se špičkovým provozem je požadováno omezit max. kolísání hladiny do 10 cm, výjimečně však do 20 cm. Kolísání hladiny je závislé na mnoha okolnostech, hlavně však na dispozicích a velikosti nádrže. Charakteristické pro MVE na nádržích jsou tedy pouze malé změny spádu a také možnost vyrovnávání změn průtoku. Na technologii takových MVE potom nejsou kladeny nároky na regulovatelnost a je proto technicky jednodušší a tím i levnější. Předpokládaný využitelný výkon na cca 200 nádržích je odhadován na 4000 kW.

Jinou možností může být využívání sanačního odtoku z provozovaných nádrží. Každá taková přehradní nádrž musí mimo svůj základní účel (vodárenský, energetický) zajišťovat také stanovený minimální odtok, zejména z hygienického hlediska, který se dá rovněž využít. Energetické využití tohoto průtočného množství vody je navíc velice ekonomické, vzhledem ke stavební připravenosti veškerého zařízení – vzdouvací a vtokový objekt, přívodní a odpadní potrubí včetně uzávěrů – takže investice zbývá pouze na připojení energetického zařízení. U těchto záměrů lze z poslední doby jako příklad uvést energetické využití sanačního průtoku u nádrží Mohelno a Lipno. U těchto projektů potom vychází velice zajímavá návratnost investic za 3–4 roky.

Příklad 1 – projekt realizovaný v roce 1999

Vyrovnávací nádrž Mohelno–Třebíč, využití sanačního průtoku připojením MVE na potrubní systém základové výpusti.

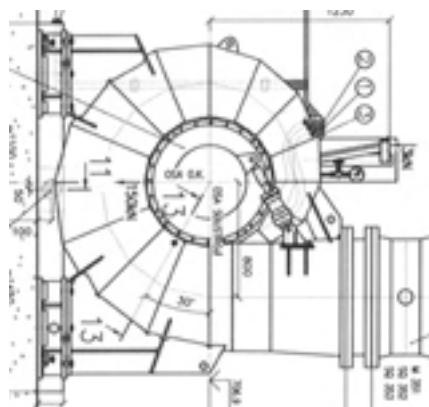
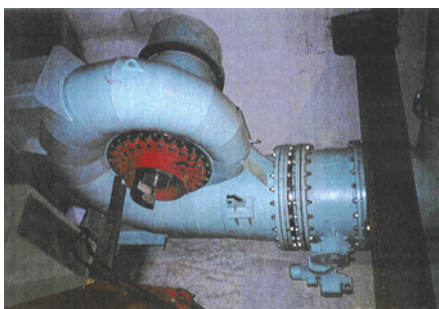


Říční tok	Jihlava, ř. km 59,2
Roční výroba	3480 MWh
Průtok	od 0,2 do 2 m ³ .s ⁻¹
Spád	od 23 do 35,6 m
Průtok	Q _{max} = 2 m ³ .s ⁻¹
Spád návrhový	H _n = 30 m
Instalovaná turbína	Francis F22

Elektrický výkon	P _{inst.} = 577 kW
Turbíny – počet	1 ks
Roční výroba	E = 1040 MWh
Návratnost investic	4 roky

Příklad 2 – projekt realizovaný v r. 1999

Přehradní hráz, vodní nádrž Lipno, vodní tok Vltava (sanační průtok).



Průtok	$Q_n = 1,5 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$
Spád	$H_n = 18,6 \text{ až } 20,7 \text{ m}$
Turbíny – počet	1 ks
Elektrický výkon	$P_{\text{inst}} = 301,5 \text{ kW}$
Roční výroba	$E = 2100 \text{ MWh}$

Instalovaná turbína	Francis, horizontální – spirální, typ F 23
Návratnost investic	3 roky

3.2. Využití vodárenských objektů budovaných pro účely zásobování pitnou vodou

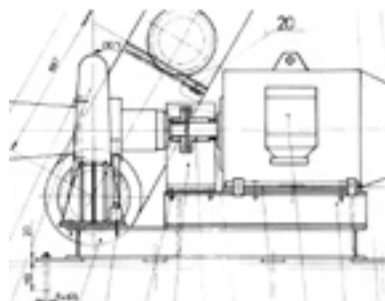
Tato možnost realizace MVE dlouho vyvolávala obavy z možné kontaminace vody ropnými produkty použitou technologií. Moderní technologie s použitím samomazných ložisek však i zde umožňují energetické využití. První MVE byly již před téměř 20 lety instalovány na vodárenských nádržích např. Stanovice u Karlových Varů, nebo Římov u Českých Budějovic. V současnosti jsou již využity desítky vodárenských nádrží a jejich další výstavba pokračuje – např. Křetínka (120 kW), Boskovice (100 kW), Hradiště SVČ (2400 kW), Jizerský vrch (160 kW), Teplice SVČ (110 kW), atp. Výhodou těchto realizací je vysoký spád s pravidelným režimem změn a jen málo se měnící průtok. Nejvýraznějším kladem těchto realizací je jednoduché zabudování do objektu a z toho plynoucí minimální investice na stavební část. Výsledkem je potom velmi příznivá návratnost investic. Budování MVE na vodárenských nádržích bude proto ze všech hledisek výhodné a prospěšné, když současně vyřeší i problematiku související hlavně se systémy pitné – upravené vody. Je proto nutno brát zřetel především na tyto technické problémy:

1. Zamezit jakékoliv možné kontaminaci vody (hydraulický okruh bez maziv), mazat pouze vodou.
2. Vyloučit spolehlivě hydraulické rázy v systému u jakýchkoliv přechodových stavů soustrojí.
3. Zabezpečit nepřerušovanou dodávku vody (řídící systém, který synchronizuje provoz vodárny a MVE).
4. Technologii nutno připojit do stávajících podmínek hydraulického systému vodárny.
5. Zabezpečit provoz soustrojí na možnost změny spádových poměrů.

Pokud bude při projektu brán maximální zřetel na výjimečnost těchto lokalit a budou splněny všechny uvedené technické problémy, je možné předpokládat od provozovatelů vodáren větší zájem o takové využití MVE.

Příklad 1 – projekt realizovaný v r. 1998

Místo instalace – vodojem v Ústí nad Labem, vodní tok Větruše.

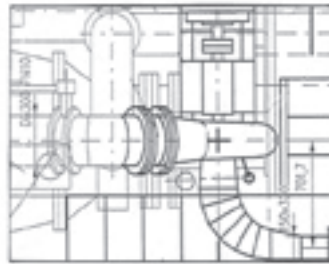


Průtok	$Q_{\text{max}} = 0,225 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$
Počet turbín	1 ks
Spád návrhový	$H_n = 73 \text{ m}$
Elektrický výkon	$P_{\text{inst}} = 122,2 \text{ MWh}$

Instalované zařízení	turbína Francis, horizontální
Návratnost investic	3 roky

Příklad 2 – projekt realizovaný v r. 2002

Místem instalace je vodárenská nádrž Křetínka – Letovice. Levý obrázek dokumentuje rozpracovanost při instalaci MVE, půdorysné zobrazení vpravo pak připojení soustrojí do trubního systému pro vypouštění sanačního množství pod přehradou.



Tok Křetínka, ř. km 1,8
Průtok $Q_{\text{max}} = 1,05 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$
Spád návrhový $H_n = 22 \text{ m}$
Roční výroba 1 050 MWh

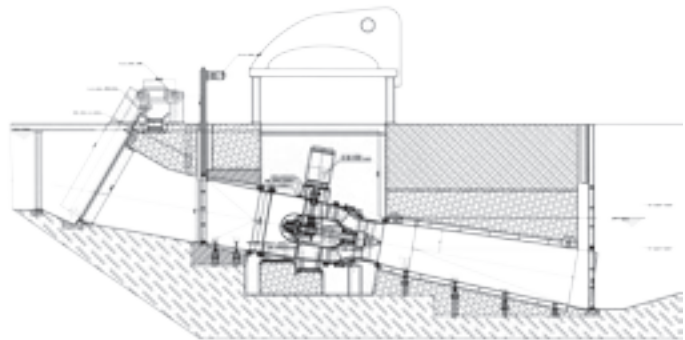
Technologie 2× Francisova turbína a 1× turbínové čerpadlo
El. výkon $P_{\text{inst}} = 210 \text{ kW}$
Návratnost inv. 9 let

3.3. Rekonstrukce MVE se zastaralou technologií

Z celkového počtu zhruba 1300 MVE je více než 60 % ještě stále osazeno původní zastaralou technologií z let 1920 až 1950, která vykazuje účinnosti v průměru o 15 % nižší než dnes moderní technologie. Je to téměř 800 MVE s původními turbínami Francis, Reiffenstein a Kaplan, často ještě s původními převody palečným soukolím, řemenovým převodem (převážně plochý řemen) a s původním kuželovým soukolím. U těchto turbosoustrojí se účinnost měřená na svorkách generátoru pohybuje v mezích od 60 do max. 80 %, podle technického stavu. Pokud uvažujeme v průměru u 800 MVE účinnost pouze 70 %, pak to ve srovnání s dnešními moderními turbosoustrojími (účinnost běžně 85 %) představuje ztrátu 15 %. Tyto staré MVE také převážně nevyužívají optimálně ve své lokalitě hydropotenciál, vlivem nedokonalého provozního zabezpečení řídicím systémem (automatiky, hladinové regulace apod.). Staré technologie již také často nesplňují ani ekologickou bezpečnost na říčním toku.

Příklad 1 – projekt realizovaný v roce 2000

Příklad výstavby MVE v lokalitě původního vodního díla (Panovský mlýn) z r. 1928.



Místo instalace Ivančice, tok Jihlava
Dříve elektrárna a mlýn s výkonem 37 kW
Elektrický výkon $P_{\text{inst}} = 334 \text{ kW}$
Roční výroba 1 228 MWh

Prostá doba návratnosti 13 let
Spád návrhový $H_n = 2,85 \text{ m}$
Technologie přímoproudé turbíny typu Kaplan
Hltnost turbíny $Q_{\text{max}} = 6,5 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$

Příklad 2 – projekt realizovaný v r. 2000

Příklad rekonstrukce v lokalitě bývalého vodního díla MVE Okrouhlice – Havlíčkův Brod.

Tok Sázava, ř. km 153,45
Dříve mlýn a elektrárna 53 kW
Výkon $P_{\text{inst}} = 75 \text{ kW}$
Roční výroba $E = 362 \text{ MWh}$

Technologie přímoproudá turbína Kaplan
Průtok turbínou $Q = 6,53 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$
Spád návrhový 2,4 m
Návratnost inv. do 10 let

3.4. Vyhodnocení ukazatelů technického stavu starých provozovaných MVE

Abychom se co nejvíce přiblížili hodnotě nevyužitého objemu výkonu a výroby na provozovaných MVE starých 50 a více let, zvolili jsme vzorek cca 120-ti MVE, dříve v majetku ČEZ, a.s., které po privatizaci přešly do majetku různých subjektů. Přehled o hydrologických podmínkách, výkonech a výrobě těchto MVE je zpracován do příložených tabulek a vyhodnocen. Základní – původní – hodnoty jsou z r. 1993 z posledního zpracovaného posouzení provozu a ekonomie MVE v resortu energetiky ČR před předáním Fondu národního majetku (privatizací).

Porovnávané hodnoty výkonu a výroby jsou získány od současných provozovatelů, nebo také vyhodnoceny ze stávajících hydrologických podmínek. Převážná většina těchto MVE z let 1920 až 1950 je provozována s původní technologií, i když je možné, že u některých mohlo v poslední době dojít ke změnám, které tento přehled již nezaznamenal. Přesnost vyhodnocení proto může vykazovat chybu max. do 10 %, což je pro tento účel postačující. Vyhodnocení tabulek je nutno považovat za orientační, sloužící pro zvážení možných postupů k získání tohoto zatím nevyužívaného potenciálu.

Za současných hydrologických podmínek a technického stavu technologického zařízení na sledovaných MVE bylo v součtech dosaženo těchto výsledků:

- **dosažitelný výkon** sledovaných MVE P dosaž. = 96,1 MW
- **roční výroba** elektrické energie MVE E nyní = 305 730 MWh
- **možný optimální výkon** podle hydrologických podmínek P možné = 108,6 MW
- **možnost dosažení roční výroby** v průměrně vodném roce E možnost = 404,4 MWh

Po rekonstrukcích, modernizacích, nebo jen optimalizaci provozu sledovaných MVE by došlo ke zvýšení celkového výkonu na těchto MVE o 12,5 MW a k průměrnému zvýšení výroby o 98 660 MWh. Hodnota těchto čísel by byla ještě zajímavější, pokud by se vyhodnotily investice na tyto rekonstrukce v porovnání s investicemi na novou komplexní výstavbu MVE. Přitom je zřejmé, že již zajištění lokalit o tomto potenciálu by nebylo v reálném časovém horizontu jednoduché. Pokud se jeví rekonstrukce takového počtu MVE a hlavně její finanční zajištění příliš složitě, je třeba brát v úvahu, že i ne příliš nákladná základní modernizace MVE, nebo i důsledné seřízení pro optimální provoz, přinese nemalé zvýšení výroby. Také je nutno připomenout, že uvedený vzorek MVE je brán pouze z menší části, když celkový počet podobných MVE u nás provozovaných odhadujeme na 800.

Uvedené vyhodnocení využitelného potenciálu je pouze prvním informativním krokem – teprve širší ekonomické posouzení případných rekonstrukcí a případné zajištění podpor pro jejich zainvestování může nastartovat rychlé zvyšování podílu výroby z našich obnovitelných zdrojů.

Název MVE	Tok	Spád m	Průtok m ³ /s	Výkon kW	Výroba MWh	Instalace	Možný výkon kW	Možná výroba MWh
Kostelec n. L	Labe	3,25	90	2100	10 000	1934	2 300	12 000
Brandýs	Labe	3,25	90	2000	10 000	1934	2 300	12 000
Tři Chaloupky	Labe	2,84	53	1120	6 000	1948	1 200	6 000
Hradištko	Labe	2,9	80	1920	7 000	1953	1 920	8 000
Kostomlátky	Labe	3,5	80	2450	10 000	1954	2 500	12 000
Nymburk	Labe	2,7	92	1310	6 000	1924	1 600	8 000
Poděbrady	Labe	2,5	60	1040	5 500	1917	1 200	6 500
Starý Kolín	Labe	2,4	24	450	1 000	1914	470	1 800
Předměřice	Labe	7,6	34,2	1940	8 200	1953	2 000	9 000
Smiřice	Labe	8,9	34,2	2400	10 700	1952	2 500	13 000
Hradec Král. I	Labe	3,9	30	750	2 800	1926	900	3 500
Jaroměř I	Labe	1,8	8,4	100	350	1930	120	500
Jaroměř II	Labe	2,1	6	90	350	1930	100	400
Srnojedy	Labe	3,6	75	1960	6 500	1947	2 200	8 000
Přelouč	Labe	3,5	85	1750	6 000	1927	2 000	7 500
Les Království	Labe	17,6	7	1120	5 800	1922	2 000	10 800
Vrchlabí	Labe	4,2	4	120	400	1923	135	550
Pardubice	Labe	3,9	62	1350	6 000	1978	1 900	8 000
Maršov	Úpa	10,5	4	300	700	1921	340	1 000
Havlovice	Úpa	2,6	6,5	140	450	1943	140	600
Mířejovice	Vltava	3,9	150	3 500	17 000	1924	5 000	22 000
České Vrbné	Vltava	6	37	1440	6 000	1985	1 600	7 500
Sokolský ostr.	Vltava	3,4	28	720	2 500	1930	760	3 500
Polka	Vltava	16	4	420	1 000	1912	500	2 000
Františkov	Vltava	26	1,6	330	600	1928	330	1 200

Obnovitelné zdroje energie v ČR

Název MVE	Tok	Spád m	Průtok m ³ /s	Výkon kW	Výroba MWh	Instalace	Možný výkon kW	Možná výroba MWh
Kadaň	Ohře	8,8	31	2200	5 000	1972	2 200	7 000
Tršnice	Ohře	1,8	5	70	350	1930	70	350
Vršovice	Ohře	2,5	18	390	1 400	1939	390	1 600
Libochovice	Ohře	2,5	12	180	300	1900	200	800
Benešov	Ploučnice	2,3	6,5	100	400	1924	120	500
Rudolfov I	Černá Nisa	180	0,72	850	1 200	1926	1 000	3 000
Rudolfov II	Černá Nisa	9,5	0,72	50	140	1927	55	200
Rudolfov III	Černá Nisa	11	0,6	50	120	1921	55	200
Andělská Hora	Lužická Nisa	9,7	1,8	150	800	1907	150	800
Jablonec n. Nis	Lužická Nisa	36,6	1,8	440	1 350	1911	500	1 800
Meziboří	Fláje	245	3,6	6600	8 000	1960	6 600	11 000
Kačov	Jizera	3,2	24	400	1 500	1920	540	2 000
Rožátov	Jizera	1,9	19	210	600	1917	250	1 000
Bakov	Jizera	2,6	20	300	1 200	1922	400	1 600
Ptýrov	Jizera	2,8	22,5	450	1 300	1926	500	2 000
Hněvousice	Jizera	3,7	12	340	1 400	1912	360	1 500
Hubálov	Jizera	2,1	14	200	600	1939	240	1 000
Kořenov I	Jizera	29,5	4,25	850	2 000	1928	1 000	3 500
Kořenov II	Jizera	6	4,14	170	400	1918	200	800
Spálov	Jizera	23,1	12	1 900	8 500	1926	2 200	10 000
Turnov I	Jizera	3,3	14,3	300	900	1921	370	1 400
Turnov II	Jizera	2,8	13,4	260	500	1938	300	1 200
Mokropsy	Berounka	1,7	7,2	100	280	1934	100	400
Řevnice	Berounka	1,5	12	110	500	1932	140	600
Zadní Třebáň	Berounka	1,7	10	100	500	1934	130	580
Černošice	Berounka	1,7	15	120	430	1919	200	800
Darová	Berounka	2,9	18	220	1 000	1926	400	1 400
Krhanice	Sázava	5,7	11	400	2 000	1923	500	2 000
Nespeky	Sázava	1,7	9,4	130	500	1930	130	550
Městečko	Sázava	1,8	14	130	550	1947	200	800
Rataje	Sázava	1,4	9	80	320	1915	100	400
Albrechtice	Orlice	2,7	26,1	400	1 200	1925	500	2 000
Hradec Král. II	Orlice	2,9	18,8	390	450	1938	430	1 700
Hradec Král. III	Orlice	2,3	35	450	1 500	1949	600	2 400
Pastviny I	Divoká Orlice	27	12	2 730	5 000	1938	3 000	10 000
Pastviny II	Divoká Orlice	5	5	190	600	1947	200	1 000
Litice	Tichá Orlice	23,5	4,4	720	3 000	1932	820	4 200
Týniště	Bělá	5,2	1,4	53	150	1927	60	240
Krčín	Metuje	2,6	4	80	300	1942	85	400
Hronov	Metuje	3,2	2,3	50	200	1909	55	250
Práčov I	Chrudimka	92	10	7 200	13 000	1952	7 400	15 000
Práčov II	Chrudimka	7,8	4	280	700	1954	280	1 000
Seč	Chrudimka	38	9,5	3 000	4 000	1956	3 050	6 000
Vydra	Vydra	239	3,7	5 400	20 000	1939	6 500	26 000
Čeňkova pila	Vydra	9,3	1,6	90	400	1912	120	550
Černé Jezero	Černé Jezero	274	0,8	1 400	800	1930	1 600	1 500
Bystřice	Úhlava	5,2	2,35	70	300	1916	95	400
Hracholusky	Mže	27	11,5	2 500	8 000	1964	2 500	11 000
Stod	Radbuza	2,3	3,5	40	200	1914	65	300
Železná Ruda	Řezná	25	0,24	45	180	1932	50	220
Radešov	Otava	4,25	3,3	110	580	1930	110	700

Název MVE	Tok	Spád m	Průtok m ³ /s	Výkon kW	Výroba MWh	Instalace	Možný výkon kW	Možná výroba MWh
Písek II.	Otava	1,9	30	315	1 500	1951	400	2 000
Soběnov	Černá	59,3	3,5	1 230	4 000	1924	1 600	6 000
Divčí Kámen	Křemežský p.	26	0,9	150	400	1939	180	700
Blanice	Blanice	5,1	2,7	112	500	1940	110	500
Husinec	Blanice	26	2,5	490	1 500	1953	520	2 000
Protivín	Blanice	2,4	2,1	32	190	1937	40	220
Rožmberk	Lužnice	5,4	6	260	700	1922	260	1 000
Metel	Nežárka	1,8	5,5	75	100	1941	80	320
Šindelna	Nežárka	2,2	2,5			1896		
Devět Mlýnů	Nežárka	2,1	3,5	60	140	1941	60	240
Soběslav	Nežárka	1,8	4,6			1906		
Dírná	Dírenský p.	5	0,4			1936		
Želivka	Želivka	35	8,7	2 160	5 000	1925	2 400	8 000
Harta	Smědá	15	3,66	300	1 200	1906	400	1 600
Viska	Smědá	10	5,24	360	1 200	1936	410	1 600
Mikulovice	Bělá	4	3,2	70	350	1914	100	500
Kružberk I.	Moravice	75	7	3 800	13 000	1963	4 200	15 000
Kružberk II.	Moravice	4,3	2,7	100	300	1963	100	400
Hor. Václavov	Moravice	9,8	1,3	90	270	1930	100	400
Brantice	Opavice	2,8	5	80	320	1938	110	500
Krnov	Opavice	2	6	70	250	1939	90	350
Červený Dvůr	Desná	3,8	7	120	300	1926	200	700
Loučná	Desná	17	1,7	220	700	1923	230	900
Loštice	Třebůvka	2,7	2,8	50	150	1942	60	220
Mohelnice	Morava	3,5	13,5	270	900	1938	320	1 200
Nové Mlýny	Morava	3,2	28	580	800	1933	650	2 000
Háj	Morava	3	13,2	300	1 200	1932	300	1 500
Březová	Morava	2	7	120	250	1934	250	800
Litovel	Morava	2,5	12	200	340	1937	240	800
Strž-Kroměříž	Morava	4,4	64	2 140	9 000	1923	2 200	10 000
Spytihněv	Morava	4,2	60	1 920	6 500	1951	2 600	10 000
Veselí n. M.	Morava	2,8	22	280	1 500	1926	700	3 000
Lýsky	Bečva	3,2	4,2	100	300	1907	100	400
Vsetín	Bečva	7,2	3	160	500	1935	170	650
Znojmo	Dyje	14,3	12	1 350	4 500	1967	1 400	5 000
Březina	Svratka	2,8	4,8	120	400	1940	120	500
Kníničky	Svratka	18	18	3 100	8 200	1940	3 100	9 000
Komín	Svratka	3,2	9,4	200	350	1923	300	900
Vír II	Svratka	13	8	740	1 600	1951	800	2 200
Zboněk	Svitava	3,8	2	60	200	1912	60	250
Svitávka	Svitava	2,2	2	40	120	1922	40	150
Mostiště	Oslava	31	1,5	380	1 200	1961	380	1 400
Poušov	Jihlava	3,5	4	80	350	1932	115	500
Celkem				96 152	305 730		108 630	404 390

Legenda k tabulce

Střední Čechy	Východní Čechy	Severní Čechy	Jižní Čechy	Západní Čechy	Severní Morava	Jižní Morava
---------------	----------------	---------------	-------------	---------------	----------------	--------------

4. Rozlišení vodních elektráren a jejich technologie

Specifičnost využívání vodní energie vyžaduje použití turbín nejrůznějších typů, výkonů, rozměrů a konstrukcí podle konkrétních hydrologických a morfologických podmínek místa instalace. Velký počet typů vodních turbín používaných v rozličných variantách konstrukčního a projekčního řešení vyžaduje jednotnou základní terminologii, jejíž obsahový význam umožňuje přesnou klasifikaci a začlenění stroje.

Členění vodních elektráren podle výkonu

Od 100 MW	velké elektrárny
Do 100 MW	střední elektrárny
Do 10 MW	horní výkonová hranice pro malé vodní elektrárny
Do 1 MW	MVE průmyslové, veřejné, závodní
Do 100 kW	MVE drobné,
Do 35 kW	mikrozdroje (starší verze)
Do 2 kW	mobilní zdroje

Uspořádání vodních elektráren

- Průtočné elektrárny (říční) – jsou umístěny v přímém kontaktu s vodním tokem. Podle dispozice mohou být břehové, nebo pilířové vždy v kontaktu s tělesem jezu.
- Derivační elektrárny – umístěny na uměle vytvořeném kanálu, kterým se po určitém úseku derivace vrací voda do původního toku. U tohoto typu mohou být derivace vytvořeny otevřeným kanálem, nebo v uzavřeném potrubí jako tlakové, nebo s volnou hladinou.
- Akumulační elektrárny (přehradové) – využívají vodní nádrže pro akumulaci (přerušovaný) špičkový provoz.
- Přečerpávací elektrárny – reverzní, nebo třístrojové (čerpadlo, turbína, generátor).
- Vyrovnávací elektrárny – k vyrovnávání odtoků z akumulací elektrárny.

Typy vodních elektráren podle druhu zapojení:

- samostatné – nezávislé na veřejné rozvodné síti, předávající výrobu do samostatné, vydělené sítě, pro vlastní využití,
- zapojené – pracující paralelně s veřejnou energetickou sítí, s dodávkou energie pro energetický distribuční (rozvodný) podnik.

Rozdělení vodních turbín

Podle způsobu přenosu energie vody rozlišujeme turbíny na:

- a) Rovnotlaké – akční turbíny.
- b) Přetlakové – reakční turbíny.

Z hlediska polohy hřídele oběžného kola rozlišujeme uspořádání turbín:

- a) horizontální – vodorovné uložení
- b) vertikální – svislá osa turb.
- c) šikmé – šikmá osa turb.
- d) tvaru S – (provedení savky do tvaru S)

Rozdělení hlavních typů nejpoužívanějších vodních strojů:

- a) vodní kola (pouze nejběžnější)
na spodní vodu, střední vodu, svrchní vodu
do 2 m do 5 m do 10 m

Ponceletovo kolo
Zuppingerovo kolo

- b) turbíny rovnotlaké:

- turbína Bánkiho (pro spády od 5 do 30 m) – regulace profilovanou klapkou s oběžným kolem na principu zdokonaleného vodního kola
- turbína Peltonova (od 30 do 700 m) – paprsek vody proudí z dýzy, která je regulovaná pohybem jehly a dopadá na břit lopatky tvaru dvojité lžice rozdělené břitem

- c) turbíny přetlakové:

turbína Kaplanova a její modifikace (kašnové a spirální, od 1,2 do 50 m)

- klasická (s dvojitou regulací rozvodného a oběžného kola)
- propelerová (regulace rozvodného kola)
- Thomannova (regulace oběžného kola)
- vrtulová (bez regulace rozvodného a oběžného kola)
- násosková, vrtulová (bez reg., event. nastavitelná)
- přímoproudé turbíny (podle uložení generátoru)

turbína Francisova s regulací rozvodného kola (od 10 do 70 m)

- klasická spirální (regulace rozvodného kola)
- kašnová (regulace rozvodného kola)
- čerpadlová – reversní,

turbína Reifensteinova (od 10 do 30 m) – oběžné kolo typu Francis, s hranatou spirálou, regulace klapkou

turbína čerpadlová (od 10 do 100 m i více) – bez regulace – (pouze škrcením)

turbína vírová (pro extrémně nízké spády cca 1–3 m) – regulace otáček frekvenčním měničem (nová demonstrační turbína – patent VUT Brno).

Specifické otáčky (rychloběžnost) pro jednotlivé typy turbín (ω_{ns} , min^{-1})

Kaplanova a vrtulová	300–1000
Francisova – rychloběžná	250–450
Francisova – klasická	150–250
Francisova – pomaloběžná	50–150
Bánkiho	50–100
Peltonova	5–40

Uspořádání a typ vodní elektrárny má obvykle úzkou souvislost s použitím druhu turbosoustrojí. Turbíny reverzní a Peltonovy jsou umísťovány až na výjimky na přehradových a přečerpávacích elektrárnách. Rozhodující je optimální volba projektantem, se zřetelem na efektivnost a účinnost projektu.

Posouzení realizací podle některých kritérií

Výkon turbíny je závislý na spádu, průtočném množství vody a účinnosti. Rozměrové provedení turbíny je závislé na průměru oběžného kola. Od jeho velikosti se také odvozují všechny ostatní rozměry jednotlivých částí turbín, např. výška rozváděcích lopat, rozměry turbínové spirály, savky, atp. Současně také typ turbíny a velikost oběžného kola ovlivňuje i cenu materiálu, generátoru, montážní práce na lokalitě a tím i výslednou cenu. Průměr oběžného kola je tak charakteristickým a rozhodujícím parametrem všech jmenovaných ukazatelů potřebných pro stanovení celkových investic turbosoustrojí. Výkon turbíny roste s druhou mocninou průměru oběžného kola.

V této oblasti je více závislostí, např.:

- absolutní výše ceny turbíny závisí na její hmotnosti a pracnosti při výrobě – hmotnost je potom ovlivněna také typem zvolené turbíny, a jejím výkonem,
- při zmenšujícím se spádu a při stejném výkonu se velikost a cena turbíny zvyšuje,
- váha technologie při geometrickém zvětšování rozměrů všech částí roste s třetí mocninou a výrobní pracnost s druhou mocninou.

Jenom výše investic by však neměla být hlavním ukazatelem pro rozhodování k realizaci MVE. Daleko vyšší váhu má zde ekonomické vyhodnocení podnikatelského záměru, jehož konečným ukazatelem je návratnost vynaložených investic. Doba návratnosti při daných investicích je nejvíce ovlivněna výrobou a potažmo sjednanou cenou za dodanou energii. Výrazným činitelem pro investice je i možnost získání některé z podpor, které jsou poskytovány pro obnovitelné zdroje energií. Zhruba před 10 lety se za optimální návratnost investic u MVE považovala doba 8 až 12 let. V dnešní době je brána návratnost investic 15 let za přijatelnou. Je to zřejmě ovlivněno kalkulací investorů se zvyšováním výkupní ceny energie a tím i se zvyšováním užité hodnoty MVE. Je zde hlavně skutečnost, že MVE představuje obnovitelný zdroj energie prakticky na neomezenou dobu.

5. Realizace MVE

Pořizovací náklady MVE zaznamenaly v posledních letech značný nárůst. Na tomto vývoji se v rozhodující míře podílely náklady na technologickou část. Na tuto část investic je proto nutno soustředit pozornost. Cenu zařízení je třeba důsledně odvozovat z materiálové náročnosti, pracnosti a přiměřeného zisku. Také počet navrhovaných soustrojí a jejich výkon je nutno pečlivě zvažovat a optimalizovat s ohledem na pořizovací náklady. Výše ročních odpisů technologického zařízení musí odpovídat jeho skutečné životnosti. Technická úroveň a stupeň regulovatelnosti soustrojí může právě i v lokalitách s nízkými spády umožnit vyšší provozní využití MVE v průběhu roku a tím částečně nebo i zcela vykompenzovat vyšší náklady na 1 MW provozem s vysokou účinností výroby.

Je zřejmé, že efektivnost provozu MVE v rozhodující míře ovlivňuje:

- výše nákladů na pořízení technologie,
- hydrologické podmínky – spád a průtok,
- výše poplatků z provozu vodních děl, údržby vodních toků a vzdouvacích zařízení,
- správná údržba a provádění oprav,
- spolehlivost a kvalita zařízení – stupeň jeho bezobslužnosti,
- tarifní sazba elektrické energie, cena paliv a dodávaného tepla, výkupní cena elektrické energie dodávané do veřejné energetické sítě.

5.1. Investice výstavby a provozu MVE

Pro investiční výstavbu, která bude realizována, platí příslušné předpisy a vyhlášky přípravy a realizace investic a reprodukce základních prostředků. Skladba investičních nákladů je potom zřejmá z jednotlivých položek projektové dokumentace. Pořizovací náklady obnovy nebo nové stavby MVE se dělí na náklady na pořízení přípravných akcí, náklady na projektovou dokumentaci a na investiční náklady realizace.

Náklady na pořízení díla se člení na část:

stavební

- vzdouvací zařízení,
- přívaděcí část (otevřený nebo krytý náhon, potrubí apod.),
- objekt elektrárny,
- odpadní část (převážně otevřený odpadní kanál),
- stavební část pro provedení elektropřipojení,

technologickou

- strojní část (uzávěry, turbína, převodovka, technolog. příslušenství),
- elektročást (generátor, rozvaděč, elektro vývody, připojení),
- automatika (hladinová regulace, řídicí a zabezpečovací systém).

Výše investičních nákladů, které výrazně ovlivňují rozhodnutí o ekonomické výhodnosti akce, závisí na způsobu pořízení tohoto energetického zdroje. Přitom rekonstrukce, nebo obnova MVE, vycházejí téměř vždy ekonomicky výhodněji, než komplexně nová stavba MVE. Při nové komplexní stavbě je velmi náročné vybudování vzdouvacího zařízení, případně i celé derivace toku. Náklady na vybudování tělesa jezu jsou často rozhodující pro efektivnost celé investice. Proto bývá výhodnější soustředit se na lokality, kde v minulosti vodní dílo existovalo, a bylo z různých důvodů zrušeno, nebo odstraněno, přičemž tam často zůstaly funkční jezy, náhony a odpady, i když dnes neudržované a poškozené (bývalé mlýny, pily, katry, hamry apod.).

Při nové realizaci rozhoduje o nákladech i **vhodně volená velikost** instalovaného zdroje, která musí být optimální k hydroenergetickému potenciálu v uvažované lokalitě. Dále může rozhodovat dispoziční řešení (koncepce), které je nutno volit s ohledem na minimalizaci nákladů. Z ekonomických důvodů se také uvažuje vždy o bezobslužném provozu, což vyžaduje určitý stupeň úrovně plně automatického zařízení. Rozsah zařízení automatiky a tím i její cena přitom závisí na provozovateli a na tom, jakou bude mít možnost kontrolovat provoz MVE. Plně automatické zařízení je sice investičně dražší, ale při poloautomatickém provozu dochází k častějším výpadkům výroby.

Také **provedení elektročásti**, které může zajistit provoz paralelní s veřejným rozvodem (asynchronní provedení), nebo v provedení se soustrojím schopným samostatného chodu do vydělené sítě (synchronní provedení), ovlivňuje investice. Rozdíl může být až o 30 % vyšší v neprospěch synchronního systému.

Výše investičních nákladů bývá tedy ovlivňována technickou náročností a rozsahem instalovaných částí, dále stavebními a dispozičními podmínkami v lokalitě a také úrovní zabezpečení automatickým provozem. Ekonomie provozu je potom závislá na účinnosti a spolehlivosti výroby.

Ekonomická rozvaha při realizaci MVE by měla být pečlivě provedena na počátku každého podnikatelského záměru a měla by být součástí projektové přípravy před zahájením stavby.

5.2. Překážky netechnického charakteru při realizaci MVE

Překážky netechnického charakteru je možno rozdělit dle jejich povahy do čtyř oblastí:

- překážky legislativní,
- překážky související se zvláštním charakterem lokality,
- překážky majetkoprávní,
- překážky ekonomické.

Překážky legislativní – v současné době již nejsou tak výrazné zásluhou přijatého vodního zákona a nového energetického zákona, kde však chybí některé prováděcí předpisy s výkladem. Vodohospodářské orgány schvalují stavbu bez větších problémů tam, kde je v provozu stávající vodohospodářské dílo (jez), nebo i tam, kde v minulosti bylo. Výstavba MVE v lokalitách, kde vodní dílo nikdy nebylo, je povolována jen velmi zřídka a nebo po splnění náročných technických a legislativních podmínek.

Překážky související se zvláštním charakterem lokality – jedná se o skutečnosti plynoucí ze zvláštních předpisů, které platí v chráněných územích – oblastech, předpisů týkajících se ochrany zemědělského půdního fondu a ochrany lesů. V některých oblastech se uplatňují omezující faktory vyplývající ze zákona o rybníctví. Také se již často požaduje nutnost posuzovat projekt stavby MVE i z hlediska dopadu na životní prostředí. Úpravy toků zasahující zásadně do reliéfu dotčené krajiny se nepovolují.

Překážky majetkoprávní – v uplynulých letech došlo u mnoha lokalit ke změnám majitelů v souvislosti s proběhlou privatizací a restitucí. Přesuny majetků souvisejících s privatizací byly sice ukončeny již v roce 1998 a větší přesuny při restitucích by již také měly být ukončeny, ale v menší míře může ještě dojít k ojedinělým změnám majetku. Také došlo k určitým změnám v souvislostech se zestátněním správ toků – hlavně v souvislostech s úhradou za využívání státních majetků.

Současná struktura ve vlastnictví provozovaných elektráren je následující:

- elektrárny ve vlastnictví ČEZ, a. s.,
- elektrárny ve vlastnictví jednotlivých rozvodných podniků,
- elektrárny, které přešly v privatizaci a restituci do vlastnictví jiných subjektů,
- elektrárny nově postavené po privatizaci stávajících MVE různými subjekty.

Překážky ekonomické – nejvíce ovlivňují výstavbu MVE. Za současných podmínek je u nás jen velmi obtížné realizovat MVE s optimální dobou návratnosti, tj. pod 10 let. Nejčastější dobou návratnosti investic MVE je dnes zhruba 12 až 15 let a nejsou výjimky, kdy původní projekt vychází s více než 15-ti letou návratností.

Příčinou tohoto stavu jsou zejména:

- vysoké úrokové míry úvěrů,
- neochota peněžních ústavů poskytnout dlouhodobé úvěry (více než 10 let),
- nízké výkupní ceny elektrické energie,
- zvyšující se ceny technologií, stavebních částí i služeb pro MVE.

Je však nutno připomenout možnosti státních podpor a nízkouročených půjček od České energetické agentury a Státního fondu životního prostředí. Tyto pochopitelně může získat pouze část žadatelů.

6. Problematika ekologie výstavby a provozu MVE

Je skutečností, že v současné době se značná část ekologů, přírodovědců i jiných odborníků příbuzných oborů (a pod jejich vlivem také značná část veřejnosti) staví negativně k vodohospodářské výstavbě a především k výstavbě hydroenergetických děl. Předmětem mimořádné pozornosti a často tvrdé kritiky se stává zejména výstavba vodních nádrží s prioritním hydroenergetickým využitím. Tato kritika je motivována obavami z ohrožení, znehodnocení popř. i likvidace cenných přírodních komplexů v dotčených oblastech, především tzv. říčních fenoménů s množstvím živočišných a rostlinných druhů.

Vzniká situace, která je v kontextu s ekologickými problémy rozvoje energetiky, průmyslu a dopravy u nás ne zcela vyřešena. Většina vodohospodářů považuje historicky za své základní poslání péči a ochranu přírodního a životního prostředí. Připomeňme si ale, že po velmi dlouhé období se společnost – nejen u nás, ale i v jiných průmyslově vyspělých státech – prakticky nezajímala o problémy, které dnes zahrnujeme pod pojem ekologické. Jediným uznávaným kritériem byla ekonomická efektivnost, přičemž jakákoliv snaha o uplatnění ekologických hledisek byla ignorována.

Dnes se postavili do čela těchto snah ekologové – profesionálové i transformovaní z jiných oborů. Vodohospodáři tím získali potenciální spojence, současně se však dočkali překvapení. Nemálo ekologů místo spojenectví proti ničení životního prostředí v globálním měřítku obrátilo svoji pozornost proti vodnímu hospodářství a vodohospodářské a hydroenergetické výstavbě. Nezbytvá než trpělivě objasňovat rozdílné přístupy k řešení ekologických problémů, vyplývající zřejmě z původního rozdílného profesního zaměření, věcně je konfrontovat, hledat kompromisy a nalézat optimální řešení. Je samozřejmým pravidlem, že při každém návrhu a realizaci vodohospodářského a hydroenergetického díla je třeba vždy dbát vedle optimálního technického řešení i na jeho citlivé začlenění do okolního přírodního nebo urbanizovaného prostředí.

Správně navržené vodní dílo nemůže vést k trvalé devastaci nebo dokonce likvidaci přírodního prostředí, ale k jeho vhodné transformaci (na rozdíl od mnohých jiných soustředěných nebo liniových inženýrských staveb, jako jsou sídliště, továrny, dálnice apod.). Bylo by omylem zamítat vodohospodářskou výstavbu proto, že v minulosti došlo v některých případech a z jakéhokoliv důvodu k chybám, většinou ve sféře realizace. Na druhé straně je ovšem nezbytné ve spolupráci s příslušnými odborníky předem řešit všechny související ekologické problémy tak, aby výsledné efekty byly celkově pozitivní a ovlivnění přírodního prostředí minimální.

6.1. Ekologické aspekty využití MVE

Ekologické otázky lze rozdělit v podstatě do dvou skupin: na otázky dotýkající se člověka a na otázky dotýkající se přírody, zejména její fauny a flóry. Vodohospodářství jsou zcela konformní s odhodláním ekologů chránit a zachovat vybrané přírodní komplexy s cennými říčními fenomény a ekosystémy, nicméně ze všech druhů fauny kladou na první místo člověka a jeho přežití.

Otázky ochrany prostředí nejsou překážkou při využívání vodních zdrojů, je však nutno brát v úvahu jak hledisko ekologické, tak sociálně ekonomické. Obě vedou sama o sobě zpravidla k rozporným závěrům. Proto je nutno volit kompromisní řešení. Na projektech se mají podílet zástupci všech zainteresovaných skupin.

Potřeba a spotřeba vody roste ve všech vyspělých zemích i u nás. Vzhledem k naší geografické poloze, značně nerovnoměrným srážkám a velmi omezeným zdrojům podzemní vody, bylo a je u nás umělé zadržování vody v nádržích naprostou životní nutností. Jakmile přesáhne naléhavá potřeba vody maximální vydatnost vodních zdrojů, stává se výstavba dalších nádrží nevyhnutelná, a to přes některé nepříznivé důsledky pro okolí (zatopení území, kolísání hladiny, abraze břehů, změna teplotního režimu apod.). Pro zásobování vodou jsou tedy nádrže nenahraditelné. Úkolem návrhu je ovšem nalézt ekologicky nejméně citlivou lokalitu a nepříznivé důsledky vyloučit nebo alespoň minimalizovat.

Rozumíme-li pod pojmem ekologické aspekty souhrn činitelů ovlivňujících přírodní prostředí i životní prostředí lidí, lze je členit na lokální a globální.

Lokální aspekty, jako je vliv toku, nebo vodní nádrže na faunu a flóru v dané lokalitě, ovlivňování režimu podzemních vod, kvality povrchových vod atd., jsou zajisté neopomenutelné. Za dominantní však považujeme aspekty globální, které u hydroenergetických děl vyplývají z výhod využívání vodní energie v porovnání s jinými technicky dosažitelnými energetickými zdroji, jimiž jsou u nás tepelné a jaderné elektrárny. Uvedeme alespoň některé z nich.

Vodní elektrárny – představují čistý zdroj energie, neboť:

- neznečišťují ovzduší kouřem, oxidy síry a dusíku, těžkými kovy, atp.,
- nedevastují a neznečišťují krajinu (těžba uhlí, uranu, jejich doprava),
- neznečišťují povrchové ani podzemní vody (těžba uranu, uhlí),
- jsou bezodpadové (popílek, radioaktivní odpad),
- jsou nezávislé na importu surovin ze zahraničí (ropa, plyn, uhlí, obohacený uran),
- jsou pro široké oblasti vysoce bezpečné,
- neničí trvale přírodní prostředí (trvalý zábor půdy), pouze jej transformují (vytvářením vodních ploch),
- pružným pokrýváním spotřeby a schopností akumulace energie zvyšují efektivnost elektrizační soustavy,
- vysokým stupněm automatizace přispívají k vyrovnávání změn na tocích a do určité míry i napomáhají při odvádění velkých vod,
- vytvářejí nové možnosti pro revitalizaci dotčeného prostředí – prokysličováním vodního toku.

Dalo by se říci, že malá vodní elektrárna, pokud je správně provozována dle příslušných směrnic, nemůže škodit, naopak přispívá životnímu prostředí nejen výrobou čisté energie, ale i tím, že čistí a provzdušňuje vodu a často pomáhá k celkové revitalizaci lokality.

Za hlavní pozitivní, ekologický aspekt vodních elektráren lze označit skutečnost, že každá kilowathodina vyrobená v této elektrárně ušetří přibližně 1 kg uhlí v tepelné elektrárně. Vodní elektrárny nám v tom smyslu ročně nahrazují asi 3 mil. tun hnědého energetického uhlí, přičemž toto množství by mohlo být při plném využití hydroenergetického potenciálu téměř dvojnásobné.

Nicméně i v těchto případech je třeba při návrhu, realizaci a zejména v provozu respektovat příslušná ekologická hlediska a kritéria, aby se odstranily nebo minimalizovaly negativní vlivy na některé rostlinné a živočišné druhy v konkrétní lokalitě (např. omezení kolísání hladiny v rybníku apod.). V každém případě je nutné návrh MVE předem konzultovat s příslušnými odborníky, a to již ve stadiu výběru lokality a návrhu hlavních parametrů.

6.2. Možnosti v řešení problematiky ekologie výstavby a provozu MVE

Aby pojem čisté výroby elektrické energie, jak se MVE prezentují, byl vždy skutečně potvrzován, je třeba mít věc ekologie v souvislosti s vodními toky stále na zřeteli. Týká se to již výběru lokality, projektové dokumentace, vlastního provádění stavby a hlavně dodržování všech zákonů a vodoprávních nařízení při provozu MVE.

Nejčastěji diskutovanou problematikou potom bývá:

1. Kontaminace vody ropnými produkty.
2. Ovlivnění hydrologie vodního toku.
3. Akustické projevy provozu MVE.
4. Dopad na faunu a flóru říčního prostředí.
5. Vliv realizace stavby MVE na dotčené prostředí.

Kontaminace vody ropnými produkty

Do přímého kontaktu s říční vodou přichází vždy určitá část technologie MVE. Touto částí bývá hlavně vodní turbína a některá její technologická příslušenství (ložiska, čepy hřídele, táhla, uzávěry, servopohony, chladiče, atp.). Škodit může i technologie v nepřímém kontaktu s říční vodou (generátory, regulátory, transformátory, čisticí stroje česlí, atp.).

Turbosoustrojí stejně jako převážná většina ostatní technologie jsou v zájmu své funkčnosti odkázány na mazání svých pohyblivých částí. Jak již bylo předesláno, jedná se hlavně o závěsná a vodící turbínová ložiska, čepy a táhla rozváděcích lopat a jiná technologická příslušenství, kde je nutné používat maziva. Je zřejmé, že v některých případech jde stále ještě o olejové náplně a maziva z ropných produktů. Ke kontaminaci vody potom může dojít buď technickou závadou na zařízení, nebo nevhodnou manipulací.

Z těchto důvodů by bylo vhodné požadovat po provozovateli posouzení, nebo atest technické nezávadnosti, zvláště při uvádění nové technologie do provozu, nebo po větších opravách, repasích a rekonstrukcích. Dále je nutné vybírat vhodný druh maziv a usilovat o zavádění maziv ekologicky nezávadných, na bázi rostlinných olejů. Kde je to technicky možné používat samomazná ložiska.

Obecné použití maziv

K mazání pohyblivých uložení různých typů se dlouhou dobu a ve velkém rozsahu používají klasická ropná maziva. Z funkčního a ekonomického pohledu nabízený a využívaný široký sortiment maziv na bázi ropy plně uspokojuje provozovatele strojů a zařízení. Problémem je však vliv ropných maziv na životní prostředí, neboť při jejich úniku může dojít ke kontaminaci půdy, povrchových a podzemních vod, flóry i fauny a nakonec i lidského organismu.

V současné době se k mazání používá ještě asi u 40 % MVE ropných maziv. Ročně se v České republice spotřebuje asi 50 tis. tun maziv, z čehož téměř 5 tis. tun uniká do okolí (vč. vody) při ztrátovém mazání. Snížení negativního působení maziv na životní prostředí se řeší řadu let a to různými způsoby.

Hlavní směry v tomto ohledu jsou:

- Zdokonalování těsnosti strojních mazacích systémů a jejich konstrukce k minimalizaci úniků a snížení spotřeby maziv.
- Zvyšování kvalitativních parametrů maziv za účelem prodloužení jejich životnosti a snížení jejich dávkování.
- Vývoj a použití nových typů maziv ekologicky šetrných.
- Sběr, recyklace a bezpečná likvidace použitých maziv.

V posledních letech došlo k rozsáhlému vývoji v používání ekologicky šetrných maziv jakožto nejučinnějšímu směru snížení znečišťování životního prostředí mazivy. Na trhu jsou maziva na bázi silně rafinovaných ropných olejů (bílé oleje), syntetické oleje, polyglykolové oleje a maziva na bázi rostlinných olejů.

Za ekologicky šetrné mazivo lze považovat takové, které:

- je nezávadné při působení na faunu a flóru a je zdravotně nezávadné pro lidský organismus,
- je biologicky velmi dobře rozložitelné,
- má minimální účast na tvorbě skleníkového efektu, jehož příčinou je růst oxidu uhličitého v atmosféře v důsledku spalování nebo rozkladu uhlíkatých látek z fosilních surovin.

Uvedená kritéria nejlépe splňují maziva na bázi rostlinných olejů, která jsou netoxická, neboť jsou součástí lidské výživy, mají výbornou biologickou rozložitelnost a vzhledem ke svému vzniku fotosyntézou z atmosférického oxidu uhličitého se nepodílejí na tvorbě skleníkového efektu.

Biologicky rozložitelná maziva na bázi rostlinných olejů

Ekologicky šetrná maziva, jakož i maziva obecně, obsahují základový olej a řadu příslušných funkčních aditivních přísad. Základový olej dává mazivu základní vlastnosti, které se modifikují přidávanými aditivami.

Maziva na bázi rostlinných olejů jsou na českém trhu v dostatečném sortimentu a to od řady tuzemských výrobců jako:

- SETUZA, a. s., Ústí n. L. – označení PRIMOL EKO,
- MILO, a. s., Olomouc – označení BIOMIL,
- KORAMO, a. s., Kolín – označení MOGUL EKO,
- BIONA, s. r. o., Jersín pod označením BIHOL,
- od různých renomovaných zahraničních nadnárodních firem, např. TOTAL (francouzský původ) se zastoupením v Praze a ESO, rovněž se zastoupením v Praze

Maziva na bázi rostlinných olejů zařazujeme podle jejich použití do těchto základních skupin:

- Oleje pro ztrátové mazání
- Převodové oleje
- Konzervační oleje
- Hydraulické oleje
- Ostatní oleje
- Plastická maziva

Ovlivnění hydrologie vodního toku

Jedná se převážně o důsledné dodržování sjednaného množství vody, které pro provoz MVE určuje vodoprávní řízení. Zde může dojít ke škodám při vysoušení přelivných hran jezů a u derivovaných úseků toku také k úhynu ryb a jiné fauny. Na druhé straně vznikají škody zaplavením dotčeného území nesprávnou manipulací, špatně nastavenou hladinovou regulací, nebo při odvádění velkých vod. Zde se dá hovořit o škodách způsobených technologií, přičemž sama turbína bývá až druhohradým faktorem. Škodit potom může pouze majitel – provozovatel – nevhodnou manipulací. Stává se, že ve snaze o maximální výrobu nerespektuje sjednané množství vody – jedná se tudíž pouze o lidský faktor. Tomu se dá zabránit důslednější kontrolou provozu MVE vodoprávními orgány.

Tento nešvar se však u provozovatelů MVE vyskytoval poměrně často a přispěl nemalou měrou k velmi přísnému znění Metodického pokynu Agentury ochrany přírody a krajiny, kterým se mají řídit územně příslušné vodoprávní orgány při vydávání nových povolení k nakládání s vodami a které by se mělo výhledově uplatňovat podle představ MŽP i při revizích stávajících povolení.

Zkušenosti nás však opravňují k závěru, že pokud je MVE správně provozována podle příslušných směrnic a zákonů, nemůže škodit, naopak přispívá životnímu prostředí nejen výrobou čisté energie, ale i tím že čistí a provzdušňuje vodu a často napomáhá k celkové revitalizaci lokality.

Akustické projevy provozu MVE

Turbosoustrojí i s veškerým příslušenstvím se vždy může více či méně projevovat hlučností, chvěním a vibracemi. U převodovek, generátorů a čerpadel bývají příčinou hluku převážně ložiska, převodová soukolí a ventily. Podobný projev může také vycházet od stavební části, tj. hlavně tělesa jezu, jezové náplavky, jalových přepadů, rybích přechodů, atp. Zde se také někdy vyskytují i spory končící soudním řízením. U turbosoustrojí má vliv na hlučnost především jeho technický stav. Hlučnost často způsobuje nesprávně sestavené převodové soukolí, nebo jeho opotřebení. U starých vodních děl bývá zdrojem hluku převod z vertikálního na horizontální hřídel, tzv. palečné soukolí. U Kaplanových turbín se zvýšená hladina hluku projevuje při špatně nastavené vazbě mezi rozváděcím a oběžným kolem. Hluk způsobuje také příliš nízká dolní hladina vody pod turbínou, vznikající v souvislosti s výtokem od turbínové savky. Nepříjemný bývá také hluk způsobený přechodovými stavy u turbíny, tj. při rozběhu nebo při odstavení turbíny.

Akustický projev MVE je nutno kontrolovat a omezovat na přijatelnou míru. Měření hluku se zabývají okresní hygienické stanice, různé odborné organizace a výzkumné ústavy. Pokud již nelze hluk omezit pod přípustnou mez optimalizací technologie, je nutno instalovat protihlukové bariéry.

Dopad provozu MVE na faunu a flóru říčního prostředí

Projevuje se hlavně důsledkem deficitu kyslíku ve vodě, který je způsoben při stavbě vodního díla, nebo provozem MVE. Na deficit kyslíku v říčním toku, který se často projevuje v blízkosti vodních elektráren, má vliv:

- Odběr vody turbínami ze spodních vrstev pod hladinou toku nebo nádrže tj. vzdálených od hladiny, která absorbuje kyslík z atmosféry.
- Tlak pod hladinou, který v důsledku zvyšující se hodnoty (s hloubkou) snižuje rozpustnost kyslíku.
- Teplota vody.
- Rychlost proudění vody.
- Biologické pochody u dna nádrže před MVE.

Charakteristickým jevem, který se projevuje s větší nebo menší intenzitou u všech nově budovaných vodních děl, jsou právě biologické pochody u dna nádrže a na částech břehů, které se dostaly pod zátopovou úroveň hladiny. Jsou umocňovány zatopenou vyhnívající flórou. Proces vyhnívání břehů potom může probíhat i několik roků, často kulminuje mezi 2 až 4 rokem po zatopení. Vzhledem k tomu, že ostatní uvedené vlivy působí i déle, je třeba přistoupit k řešení tohoto problému vždy co nejdříve, nejlépe již v souvislosti s projektovou dokumentací MVE. Řešení je možné pomocí aerace – zavzdušňováním toku pod MVE.

Vliv realizace stavby MVE na dotčené prostředí

Projevuje se někdy již při zpřístupnění stavby budováním komunikací, inženýrských sítí a případně jejich přeložek. Tím mohou být ovlivněny spodní i povrchové vody. Zde je opět hlavním činitelem lidský faktor. Především škodám, případně ekologickým haváriím, musí řešit projekt již od geologického průzkumu a přípravy staveniště.

Na závěr – výše uvedené aspekty ukazují na možnost environmentálních dopadů, které je však vždy možné úspěšně řešit moderní technikou a citlivým přístupem již od projektu.

Je třeba předcházet kolizním střetům mezi vodoprávními a vodohospodářskými orgány, společně s ochránci životního prostředí na straně jedné a provozovateli malých vodních elektráren na straně druhé.

7. Obecný postup při zřizování MVE

Zájemce o vybudování malé vodní elektrárny musí při jejím zřizování učinit zhruba následující kroky, které je možno rozdělit přibližně do tří základních oblastí:

Předprojektová příprava

V rámci předprojektové přípravy musí zájemce posoudit možnosti realizace MVE a připravit podklady nutné pro získání povolení k jejímu zřízení. V této etapě zájemce musí:

- vytipovat vhodnou volnou lokalitu a vyřešit otázku koupě či pronájmu,
- zaevidovat se jako zájemce o stavbu MVE na odboru životního prostředí příslušného úřadu,
- ověřit hydrologické podmínky vytipované lokality,
- ověřit si dle možností nutné podmínky, které bude v dané lokalitě na základě zvláštních předpisů pravděpodobně nutné splnit při realizaci (omezení vyplývající z předpisů týkajících se ochrany půdního fondu, ochrany lesa, ochrany životního prostředí, některá omezení vyplývající z vodního a stavebního zákona apod.),
- opatřit si technicko-ekonomickou studii energetického využití lokality s návrhem technologického zařízení a s odhadem celkových investic a návratnosti stavby,
- získat povolení k nakládání s vodami u vodohospodářského orgánu a zajistit podmínky pro získání stavebního povolení. (V průběhu vodoprávního řízení jsou zájemci sděleny podmínky, které je nutno při výstavbě vodního díla splnit, a zájemci je uděleno povolení k vybudování vodního díla s platností na dva roky. Současně s vodoprávním řízením probíhá i územní řízení).

Zpracování projektu a získání stavebního povolení

Konečným cílem této etapy je získání stavebního povolení na příslušném stavebním úřadu. Zájemce o výstavbu MVE musí podniknout následující kroky:

1. Dohodnout možnost připojení MVE do sítě a dohodnout podmínky výkupu vyrobené elektřiny.
2. Vybrat nejvhodnější technologii a výrobce zařízení.
3. Zajistit si projektovou dokumentaci.
4. Získat stavební povolení.

Následuje **Technická realizace díla**.

7.1. Přehled dokumentů vztahujících se k MVE

Zákon 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (ENERGETICKÝ ZÁKON)

Zákon 406/2000 Sb., o hospodaření energií

Zákon 254/2001 Sb., o vodách a o změně některých zákonů (vodní zákon)

Zákon 109/2001 Sb., úplné znění zákona č. 50/1976 Sb., o územním plánování a stavebním řádu (stavební zákon), jak vyplývá z pozdějších změn

Zákon 401/2000 Sb., znění zákona 199/1994 Sb., o zadávání veřejných zakázek, jak vyplývá ze změn provedených zákonem č. 148/1996 Sb., zákonem č. 93/1998 Sb. a zákonem č. 28/2000 Sb.

Zákon 142/2001 Sb., kterým se mění zákon č. 199/1994 Sb., o zadávání veřejných zakázek ve znění pozdějších předpisů.

Zákon č. 211/1994 Sb., o ochraně ovzduší

Zákon č. 17/1991 Sb., o životním prostředí

Zákon č. 100/2001 Sb., o posuzování vlivů na životní prostředí

Vyhláška 150/2001 Sb., Ministerstva průmyslu a obchodu, kterou se stanoví minimální účinnost užití energie při výrobě elektřiny a tepelné energie.

Vyhláška č. 153/2001 Sb., Ministerstva průmyslu a obchodu, kterou se stanoví podrobnosti určení účinnosti užití energie při přenosu, distribuci a vnitřním rozvodu elektrické energie.

Vyhláška č. 213/2001 Sb., Ministerstva průmyslu a obchodu, kterou se vydávají podrobnosti náležitostí energetického auditu.

Vyhláška č. 214/2001 Sb., Ministerstva průmyslu a obchodu, kterou se stanoví vymezení zdrojů energie, které budou hodnoceny jako obnovitelné.

Vyhláška č. Energetického regulačního úřadu pro stanovení podmínek k udělení licencí pro podnikání v energetických odvětvích

Vyhláška č. 154/2001 Ministerstva průmyslu a obchodu, kterou se stanoví podrobnosti označování energetických spotřebičů energetickými štítky a zpracování technické dokumentace jakož i minimální účinnost energie pro elektrické spotřebiče uváděné na trh.

Vyhláška č. 218/2001 Sb., Ministerstva průmyslu a obchodu, kterou se stanoví podrobnosti měření elektřiny a předávání technických údajů.

Vyhláška č. 219/2001 Sb., Ministerstva průmyslu a obchodu o postupu v případě hrozícího nebo stávajícího stavu nouze v elektroenergetice

Vyhláška č. 220/2001 Sb., Ministerstva průmyslu a obchodu o dispečerském řádu elektrizační soustavy České republiky.

Vyhláška č. 221/2001 Sb., Ministerstva průmyslu a obchodu o podrobnostech udělování státní autorizace na výstavbu přímého vedení.

Vyhláška č. 222/2001 Sb., Ministerstva průmyslu a obchodu o podrobnostech udělování státní autorizace na výstavbu výroby elektřiny.

Vyhláška č. 252/2001 Sb., Ministerstva průmyslu a obchodu o způsobu výkupu elektřiny z obnovitelných zdrojů a z kombinované výroby elektřiny a tepla.

Vyhláška č. 154/2001 Sb., Energetického regulačního úřadu, kterou se stanoví podrobnosti udělování licencí pro podnikání v energetických odvětvích.

Vyhláška č. 297/2001 Sb., Energetického regulačního úřadu o podmínkách připojení a dodávek elektřiny pro chráněné zákazníky.

Vyhláška č. 438/2001 Sb., Energetického regulačního úřadu, kterou se stanoví obsah ekonomických údajů a postupy pro regulaci cen v energetice.

Vyhláška č. 439/2001 Sb., Energetického regulačního úřadu, kterou se stanoví pravidla pro vedení oddělené evidence tržeb, nákladů a výnosů pro účely regulace a pravidla pro rozdělení nákladů, tržeb a výnosů z vloženého kapitálu v energetice.

Vyhláška č. 132/1998 Sb., Ministerstva pro místní rozvoj, kterou se provádějí některá ustanovení stavebního zákona.

Vyhláška č. 137/1998 Sb., Ministerstva pro místní rozvoj o obecných technických požadavcích na výstavbu.

Cenové rozhodnutí ERÚ č. 8/2006

Nabylo účinnosti dnem 1. ledna 2007. Úplné znění lze najít na <http://www.eru.cz/> v sekci Cenová rozhodnutí. Uvádíme pouze výtah týkající se malých vodních elektráren (MVE). Výkupní ceny a zelené bonusy uvádí následující tabulka.

Datum uvedení do provozu	Výkupní ceny elektřiny dodané do sítě v Kč/MWh	Zelené bonusy v Kč/MWh
MVE uvedená do provozu po 1. lednu 2006 včetně v nových lokalitách	2 390	1 340
MVE uvedená do provozu po 1. lednu 2005 včetně a rekonstruovaná MVE	2 170	1 120
MVE uvedená do provozu před 1. lednem 2005	1 690	640

Malou vodní elektrárnou se rozumí vodní elektrárna s instalovaným výkonem do 10 MW včetně. Rekonstruovanou malou vodní elektrárnou se rozumí stávající výrobní, na které byla po 13. srpnu 2002 provedena a dokončena rekonstrukce zařízení výroby zvyšující technickou, provozní, bezpečnostní a ekologickou úroveň zařízení na úroveň srovnatelnou s nově zřizovanými výrobny.

Za takovou rekonstrukci zařízení se považuje :

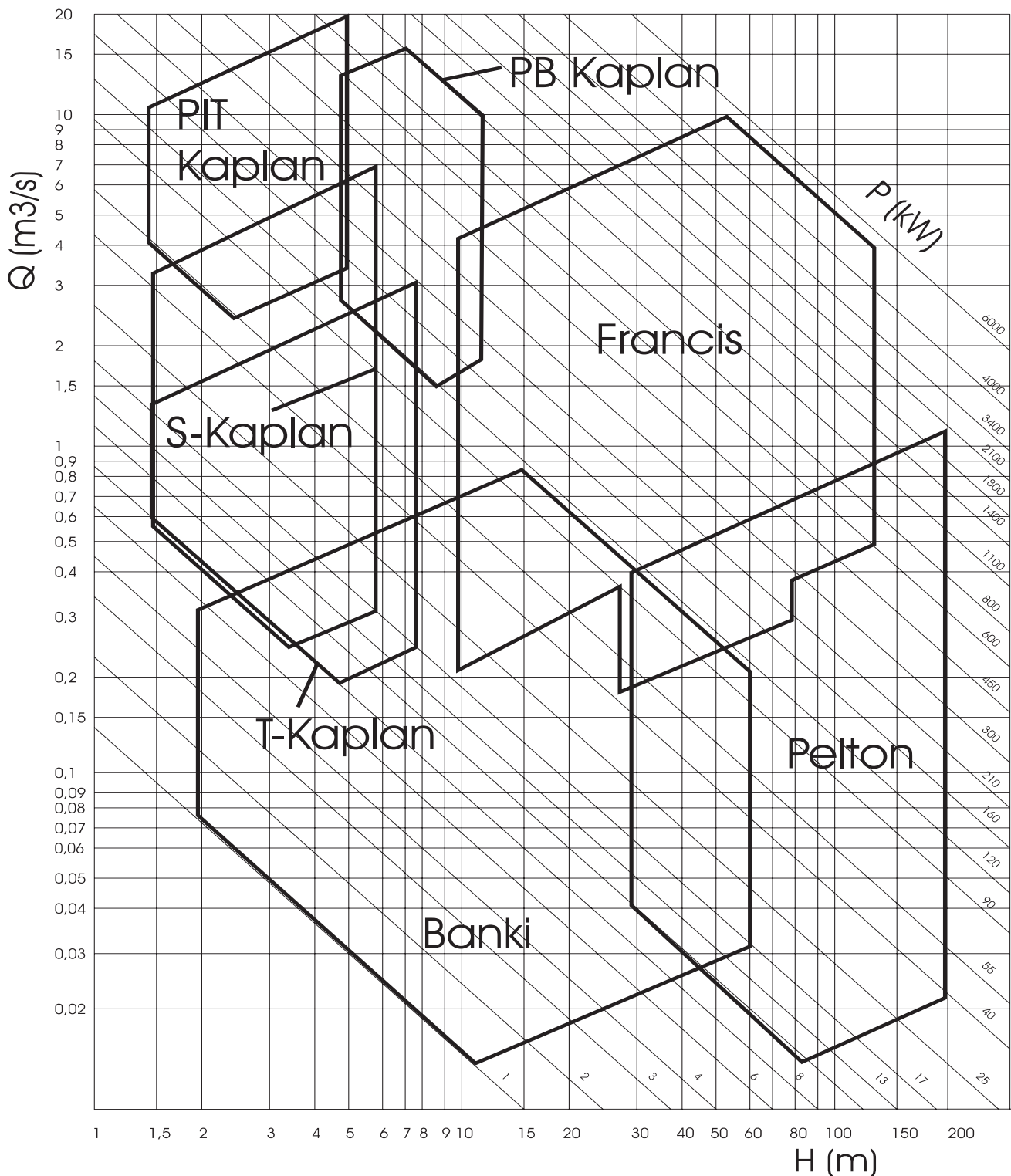
- generální oprava turbíny,
- výměna nebo převinutí generátoru,
- oprava elektročásti spočívající v zabránění působení zpětných vlivů na síť a vyhovující ČSN EN 50160,
- výměna regulačních zařízení
- výměna nebo instalace nového automatizovaného systému řízení.

Rekonstrukce zařízení výroby je dokončena provedením všech uvedených prací, přičemž jednotlivé výrobní technologické celky, kterými je nahrazeno stávající zařízení, nesmí být ke dni ukončení rekonstrukce starší než 5 let. Novou lokalitou se rozumí lokalita, kde dosud nebyla umístěna výrobní elektřiny připojená k přenosové nebo distribuční soustavě.

8. Možnosti ve výběru technologie

I když problematiku výběru technologie je vždy vhodné přenechat odborníkům, projektantům MVE, je také užitečné umět se orientovat alespoň v zásadních podmínkách, k čemuž slouží základní charakteristika typů turbín podle průtoků a spádů (následující graf). Teorie vodních turbín je v současnosti již na takovém stupni vývoje, že lze jen stěží pro běžné průtoky a spády očekávat výraznějšího zdokonalení a zvýšení účinnosti. Vývoj směřuje k prefabrikaci jednotlivých částí MVE, zejména v instalaci kompaktních soustrojí, čímž se podstatně omezí rozsáhlé a nákladné montáže přímo na lokalitě. Firmy zabývající se výrobou obvykle nabízejí ucelené řady turbín, z nichž se vybírá ta, která bude nejvíce vyhovovat parametřům lokality. Při tom je vždy třeba provádět výběr v soutěži mezi minimálně třemi, ale spíše pěti a více dodavateli.

Základní charakteristika vodních turbín, jejich dosažitelný výkon P a vymezení oblastí jejich použití v závislosti na dispozicích vodního zdroje (Q znamená průtok turbínou, H je spád)



Vyvětlivky: PIT, PB, S a T jsou pouze různá konstrukční provedení Kaplanovy turbíny

8.1. Přímoproudé turbíny

Přímoproudé turbíny jsou pro použití z hlediska jejich cenové rentability a snížení investičních nákladů velmi zajímavé a tudíž oblíbené. Uplatňují se zejména u lokalit s menším spádem a relativně velkými průtoky. Jejich hydraulický profil má určité technicko-ekonomické přednosti a především umožňuje značné snížení stavebních nákladů na instalaci turbosoustrojí MVE. Osově symetrický hydraulický profil přímoproudého soustrojí využívá diagonální nebo axiální rozvaděč a axiální oběžné kolo. Výška soustrojí má příznivý vliv na stavební řešení elektrárny se zřetelem na založení stavby, řešení vývařiště a dispozici strojovny.

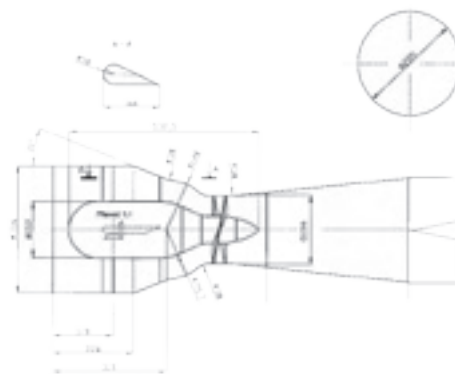
Při instalaci přímoproudé turbíny je proto možné očekávat snížení stavebních nákladů o 25 až 30 %, odrážející se ve snížení celkových nákladů na výstavbu MVE o 15 až 20 %. Koncepce přímoproudé turbíny může mít několik variant (s obtékaným generátorem, šachtová, S – turbína, šikmé uspořádání).

8.2. Spirální turbíny

Pro střední a vyšší spády se uplatňují Francisovy spirální turbíny v horizontálním provedení. Turbína má tlakovou spirálu a regulovatelné rozváděcí lopatky s čepy uloženými v samomazných pouzdrech. Na spirálu je napojena savka tvarovaná z ocelového plechu. Před turbínu se umísťuje provozní uzávěr. Ke spojení turbíny s asynchronním, nebo synchronním generátorem se používá řemenový převod, nebo převodovka. Turbína bývá automaticky řízena hydraulickým regulačním agregátem, nebo také elektrohydraulickým regulátorem otáček pomocí tlakového oleje.

8.3. Nová technologie pro extrémně nízké spády

Pro řešení problematiky extrémně nízkých spádů skončil v uplynulém roce na VUT–EÚ, odboru hydraulických strojů v Brně, vývoj nového typu vodní turbíny, zaměřený na zpracování velmi nízkých spádů a poměrně značných průtoků. Jedná se o zcela nové řešení vrtulové turbíny s dvoulopatkovým oběžným kolem bez rozvaděče, které bude regulovatelné změnou otáček. Tento vývoj je zaměřen právě na typ stroje který v oblasti velmi nízkých spádů a vysokých průtoků dosáhne dobrých účinností při nízkých výrobních nákladech.



Základní hydraulická koncepce stroje dostala název „Vírová turbína“. Jedná se v celosvětovém měřítku o zcela novou koncepci, která byla zapsána na patentovém úřadě dne 22. 1. 2001 pod č. PÚV 10767. Laboratorní zkoušky na zkušebně VUT Brno byly ukončeny a připravuje se instalace první demonstrační turbíny na díle, kde by absolvovala další ověřovací a komplexní zkoušky. Věřím, že právě tato turbína by mohla hlavně svojí nízkou pořizovací cenou, vedle již osvědčených přímoproudých turbín (třílopatkových), vyřešit energetické využití zbývajícího potenciálu s extrémně nízkými spády, kterých je u nás z nevyužitých částí cca 35 %. Podrobnosti na straně 75.

9. Domácí výrobci technologie pro MVE

Výběr vodních turbín a celý další široký sortiment technologie pro vodní elektrárny zajišťuje pro tuzemskou poptávku více než desítkou firem, z nichž některé si již vytvořily reference v Evropě i jinde ve světě, kde úspěšně konkurují renomovaným zahraničním výrobcům. V následující části jsou uvedeni nejznámější naši výrobci, jejichž nabídky se úspěšně prosazují na tuzemském a převážně na zahraničním trhu.

ČKD Blansko Strojírny, a. s.

Je dynamicky se rozvíjející společností čerpající zkušenosti z mnohaleté tradice ve výrobě vodních strojů. Firma prošla zásadní restrukturalizací a je schopna plnit náročná přání zákazníků.

Specializuje se na výrobu vodních turbín všech typů a hydrotechnického zařízení. Firma je schopna dodat technologii na klíč, tzn. projekce, konstrukce, výroba, montáž dílenská i na vodním díle, zkoušky a uvedení do provozu, servis. ČKD Blansko Strojírny rovněž provádí generální opravy a modernizace starších turbín, respektive jejich optimalizaci. Výsledkem je zvýšení jejich výkonu a účinnosti.

Jako jedna z několika málo firem v Evropě vlastní hydraulickou zkušebnu. Je tak schopna provádět zásadní fázi projektu (modelování hydraulického profilu turbíny) přímo v místě výroby. Tato konkurenční výhoda se příznivě projevuje jak v účinnosti a kvalitě vodních strojů, tak ve výsledku i v ceně pro zákazníka.

Turbíny:

- Kaplan, Francis, reverzibilní Francis, Pelton, Deriaz, akumulární čerpadla
- Průměr oběžného kola větší než 500 mm
- Elektrohydraulické regulační systémy otáček
- Chladicí systémy
- Vzduchová, olejová a vodní hospodářství

Hydrotechnika:

- Kulové, klapkové a nožové uzávěry před turbínami
- Hradidla a stavidla do vtoků a výtoků
- Česle, čisticí stroje česlí a další

Více informací: www.ckdblansko.cz



MVE Les Království

ČKD Blansko Engineering, a. s. (ČBE, a. s.)

Je předním dodavatelem zařízení pro vodní elektrárny v tuzemsku i v zahraničí. Předmět podnikání zahrnuje kromě dodávek výzkum, vývoj, montáže a uvedení zařízení do provozu. Společnost zajišťuje:

- Dodávky vodních elektráren na klíč
- Projektové studie a vypracování projektových dokumentací
- Hydraulické výpočty a návrhy vodních strojů
- Dodávky vodních turbín všech typů (Kaplan, Francis, Pelton, Deriaz, čerpadlové turbíny, akumulární čerpadla)
- Potrubní a hladinové uzávěry
- Montážní práce, montážní dozor, řízení a vedení stavby
- Uvedení dodaných zařízení do provozu, měření a zkoušky na díle,
- Rekonstrukce a inovace instalovaných vodních strojů a hydrotechnických zařízení, servis a opravy stávajících zařízení

ČKD Blansko Engineering navazuje přímo na více než stoletou tradici výzkumu a vývoje vodních strojů a zařízení vodních elektráren v blanenském regionu. Kvalifikovaní odborníci a specialisté řeší pomocí programových produktů FLUENT a CFX analýzu proudění, ANSYS pevnostní CFM analýzu a UNIGRAPHIC prostorové modelování a konstruování. Dosažené výsledky výzkumu a vývoje jsou každoročně prezentovány na zahraničních odborných konferencích. Kvalita služeb a dodávek je zajištěna a dokumentována podle mezinárodního standardu ISO 9001:2000. Dodávaná zařízení splňují náročné požadavky kladené na spolehlivost, bezpečnost a ekologii provozu.

Výběr z nabídky :

- Kaplan – spád 5–85 m
- malé vodní turbíny – spád 1,5–200 m
- Deriaz – spád 25–60 m
- Francis – spád 40–700 m
- akumulární čerpadla – pro přečerpávací vodní elektrárny do výtlačku 700 m
- Pelton – spád 250–1200 m
- reverzní – spád 70–550 m

Více informací: www.cbeas.com

MAVEL, a. s.

Vyrábí, dodává a uvádí do provozu se zajištěním následného záručního a pozáručního servisu kompletní technologické celky s turbínami typu Kaplan, Francis, Pelton a Bánki, včetně jejich modifikací, v rozsahu výkonů od 2 kW do 20 MW.

Dodávaná zařízení splňují požadavky na vysokou účinnost a spolehlivost. Jsou vybavena regulačními prvky včetně elektročásti s digitálními řídicími systémy, zabezpečujícími bezobslužný provoz v různých typech provozních režimů.

Výrobní program zahrnuje rovněž dodávky pomocných zařízení. Hydraulicky ovládané ocelové jezové klapky, malé automatické jezové klapky, hradící segmenty, hydraulicky ovládané čisticí stroje česlí a stavidlové konstrukce. Sortiment nabídky doplňují vtokové uzávěry, montážní vložky, rotační rozvaděče tlakového oleje, hydraulické rozběhové a regulační spojky. Nedílnou součástí jsou i realizace generálních oprav a rekonstrukcí vodních elektráren, vodohospodářských celků či dodávky speciálních ocelových konstrukcí nejen pro hydroenergetiku.

Mavel vyrábí také velmi jednoduché vrtulové turbíny pro energetické mikrozdroje. Turbíny se vyrábějí ve dvou velikostech: TM3 s průměrem oběžného kola 300 mm a TM5 s průměrem 550 mm. Jsou to násoskové turbíny s litinovou komorou a plechovou svařovanou sací rourou, jejichž rozměr je upraven podle podmínek v dané lokalitě. Rozváděcí i oběžné lopatky jsou pevné, neregulovatelné, nebo na přání s přestavitelnými lopatkami oběžného kola. Rozváděcí kolo je pevné, nepřestavitelné. Vyrábějí se oběžná kola s několika profily otevření tak, aby pro dané průtočné poměry bylo možné zvolit optimální variantu. Turbíny pracují s asynchronními motory v generátorovém chodu – tedy vždy v součinnosti s energetickou sítí. Mikrosoustrojí s násoskou je uváděno do provozu pomocí vlastního elektromotoru. Při zapnutí do sítě pracuje turbína jako čerpadlo (cca 15 s) a po zaplnění násosky vodou, soustrojí přechází automaticky do turbínového chodu, v němž elektromotor pracuje jako generátor. Soustrojí se odstavuje zavzdušněním násosky.

Turbíny MAVEL se vyrábějí od roku 1983 původně jako turbíny METAZ u fy. METAZ v Týnci nad Sázavou. Těchto strojů pracuje u nás spolehlivě cca 700 kusů, na spádech od 2 do 6 m. Jsou vhodné např. do lokalit, kde nahrazují původní vodní kolo na svrchní vodu. Zde se pak pouze vybuduje opěrná zeď, čímž vznikne kašna. V ní se poměrně jednoduchým způsobem instaluje turbína MAVEL. Současný výrobce MAVEL, a. s., dodává kompletní soustrojí včetně generátoru a elektrického rozvaděče.

Podmínkou omezující nasazení těchto jednoduchých turbín je pokud možno konstantní průtok a jen málo se měnící úroveň horní hladiny. Účinnost těchto strojů se pohybuje od 72 do 80 %, což jsou solidní hodnoty pro tuto velikost a pro použitou technologii výroby. Typ MAVEL TM3 lze ekonomicky nasadit od spádu 3 m a průtoku 0,3 m³/s, typ MAVEL TM5 od spádů kolem 2 m a průtoků asi 0,8 m³/s. Horní hranici spádu u obou velikostí je hodnota 6 m. Pohyblivé části turbíny jsou samomasné (dolní vodící ložisko), nebo se zabezpečením proti úniku maziva – mimo kontakt s říční vodou (horní závěsné ložisko). Tím jsou tyto turbíny ekologicky nezávadné, způsobilé i pro provoz ve vodárenských přivaděčích. Vhodnost instalace turbín MAVEL do dané lokality však vždy musí posoudit projektant, popř. výrobce turbíny.

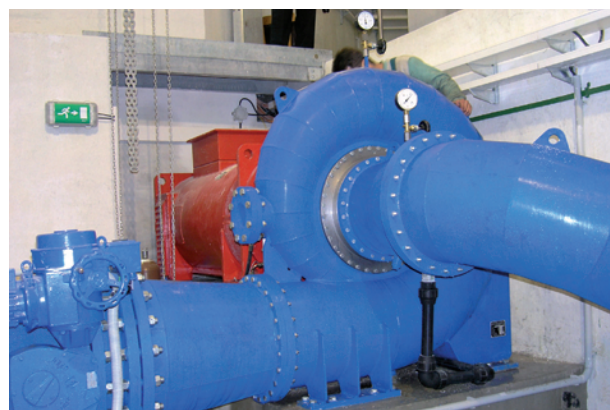
V oblasti turbín jsou však hlavním programem firmy MAVEL přímoproudé Kaplanovy turbíny, které se vyznačují dlouhou životností, vysokou účinností v široce regulovaném provozním pásmu pro spády od 2 do 12 metrů a s průměry oběžných kol od 1050 mm do 2000 mm.

Více informací: www.mavel.cz

ČKD TURBO TECHNICS, spol. s r. o.

Nabízí výrobu energetického zařízení včetně montáže, opravy a rekonstrukce vodních turbín. V oblasti pro malé vodní elektrárny zajistí komplexní dodávky technologie včetně instalace na díle (montáž a uvedení do provozu). Dále nabízí generální opravy a rekonstrukce vodních turbín včetně regulace elektrických rozvaděčů a souvisejících dalších prvků pro MVE jako česlová pole, čisticí stroje česlí a stavidlové tabule.

Nabízené vodní turbíny jsou typu Kaplan, Francis, Pelton a Bánki, v rozsahu výkonu od 8 kW do 160 kW u menších typů a u větších až do výkonu cca 4 MW. U menších typů je nabídka podpořena velmi vhodnou typovou standardizací a u větších umožňuje individuální přístup pro vhodnou volbu soustrojí. Kompletní soustrojí jsou vybavena úplnými



Turbosoustrojí s Francisovou turbínou

regulačními zařízeními a digitálními řídicími systémy, které vyhovují ve spojení jak s asynchronními, tak i se synchronními generátory – pro paralelní provoz s veřejnou energetickou sítí, i pro provoz se sítí vydělenou – samostatnou.

Firma poskytuje investorům technickou pomoc formou studií proveditelnosti technologie, kapacitní výpočty, posuzování technického stavu technologie a hydrodynamických jevů v potrubních přivaděčích. Dále poskytuje technickou projekci do úrovně prováděcích plánů, kompletaci provozních souborů a vše v součinnosti s dodávkou MVE „na klíč“.

I když firma nabízí velice široký sortiment všech typů turbín, patří vedle ČBE k našim největším producentům spirálních turbín Francis. Jejich typickým výrobkem jsou horizontální Francisovy spirální turbíny, které se již osvědčily jak na tuzemském trhu, tak i v zahraničí.

Uvedené Francisovy spirální turbíny se uplatňují v širokém rozsahu pro střední a vyšší spády převážně v horizontálním provedení. Turbína má tlakovou spirálu a regulovatelné rozváděcí lopatky, s čepy uloženými v samomazných pouzdrách. Savka turbíny je převážně z kruhových průřezů, svařované konstrukce z ocelových plechů. Před turbínou se umísťuje provozní uzávěr, převážně klapka.

Ke spojení turbíny s asynchronním, nebo synchronním generátorem se používá přímého spojení pomocí pružné spojky, popřípadě umístění oběžného kola letmo na hřídeli generátoru. Turbína bývá automaticky řízena hydraulickým, regulačním agregátem, nebo také elektrohydraulickým regulátorem otáček pomocí tlakového oleje. Tyto turbíny se nabízejí v průměrech oběžného kola od 300 do 1000 mm .

Více informací: www.ckdturbo.cz

HYDROHROM, s. r. o.

Firma se zabývá výrobou vodních turbín a patří po ČKD Blansku k nejstarším, ale také k největším co do počtu vyrobených celků se 150 realizovanými projekty a téměř 300 vyrobenými turbínami. Vyrábí turbíny vlastní konstrukce na jejichž vývoji spolupracuje s renomovanými odborníky z ČVUT.

Turbíny typu Kaplan jsou vyráběny v provedení přímoproudém – vertikálním s automatickou regulací oběžného a rozváděcího kola. U těchto turbín je provozním uzávěrem uzavíratelné rozváděcí kolo. Přímoproudé turbíny jsou dodávány i v provedení „Semi – Kaplan“, s pevným rozváděcím a regulovaným oběžným kolem. Provozním uzávěrem tohoto typu bývá i stavidlový nebo klapkový uzávěr ovládaný gravitační silou. Turbíny HYDROHROM jsou určeny převážně pro paralelní chod s energetickou sítí v automatickém bezobslužném provozu, s ovládním podle hladinové regulace. Podle velikosti spádu jsou turbíny individuálně vybavovány nejvhodnějším typem oběžného kola z hlediska kavitací a dosažení maximálních možných účinností. Volba typu oběžného kola umožňuje stavebně jednoduché řešení strojovny také tím, že oběžné kolo a podlaha strojovny jsou umístěny nad úroveň dolní hladiny. HYDROHROM nabízí turbíny s oběžnými koly o průměru od 600 do 2200 mm. Konstrukce turbín splňuje požadavky na bezpečný provoz z hlediska ochrany životního prostředí.

Mimo přímoproudých Kaplanových turbín vyrábí firma také turbíny typu Pelton, vhodné pro použití na spádech od 30 až do 400 m a s výkony do 1000 kW. Tyto turbíny jsou také vhodné zejména pro energetické využití na vodovodních řadech, kde splňují požadavky na ekologicky bezpečný provoz. Firma HYDROHROM dodává kompletní technologické vybavení včetně elektrické části a regulace. Silnoproudá část ve standardním provedení potom obsahuje všechny ochrany sítě podle požadavku ČSN, DIN.

Regulaci řízení soustrojí zabezpečuje mikropočítačová jednotka s následujícími funkcemi:

- hladinová regulace,
- automatické fázování generátoru při synchronních otáčkách a odstavení při nulovém výkonu,
- hlídání poruchových stavů (zpětný výkon, proudová nesymetrie, průběžné otáčky, apod.),
- řízení souběhu více soustrojí a jejich přepínání,
- funkce záznamu dat s cca 2500 záznamy,
- provozní deník,
- spojení až 63 řídicích jednotek na společnou sběrnici,
- přímé připojení vzdáleného terminálu,
- připojení sériové tiskárny,
- dálkové monitorování a ovládání pomocí telefonního, nebo GSM modemu – možnost zaslání SMS na běžný telefon a možnost ovládání pomocí SMS,
- vizualizace stavu soustrojí řídicím systémem Promotic, snadná modifikovatelnost podle potřeb provozu (např. řízení čistícího stroje česlí).

Turbíny HYDROHROM (provedení S) lze také jednoduchým způsobem instalovat do kašen po starých Francisových turbínách. Pro osazení se provede pouze vhodná čelní zeď. Do větší kašny lze takto osadit vedle sebe i dvě nové turbíny. HYDROHROM neustále rozšiřuje svoji nabídku – jsou realizovány turbíny stále větších rozměrů a výkonů. Původní výroba turbín typu Kaplan byla rozšířena o turbíny Pelton a Francis. Firma také nabízí široký sortiment všech komponentů souvisejících s provozem MVE. Firma zajišťuje podle požadavku zákazníků dodávky kusových zařízení (rekonstrukce MVE) i komplexní realizace MVE na klíč. Nejvíce rozšířený typ turbíny HYDROHROM – HH 860, se vyznačuje svou jednoduchostí a přizpůsobivostí podmínkám stavby.

Více informací: www.hydrohrom.cz

CINK Hydro-energy, s. r. o.

Vyrábí turbíny individuálně přizpůsobené provozním podmínkám, vyskytujícími se na různém spádu a průtoku. Oblast použití turbín: spád od 1 do 200 m, průtok od 0,03 do 13 m³/s, výkon od 1 do 2 000 kW.

Nosným programem firmy je průtoková turbína. Jedná se o radiální mírně přetlakovou turbínu s tangenciálním ostřikem lopatek a s horizontální hřídelí. Podle specifických otáček patří k pomaloběžným turbínám. Proud vody usměrňuje rozváděcí zařízení a ten vstupuje lopatkovým věncem do vnitřního prostoru oběžného kola. Pokračuje dále druhým průtokem lopatkovým věncem z vnitřku kola ven, do prostoru skříně turbíny. Ze skříně turbíny voda odtéká buď volně, nebo savkou do vývaru pod turbínou.

V praxi přináší tento druh proudění vody v oběžném kole samočisticí efekt. Nečistoty, které se při vstupu vody do oběžného kola vtlačí mezi lopatky, jsou po polovině otáčky kola vytaženy odstředivou silou a vytékající vodou opět ven z prostoru lopatek a odplaveny do vývaru. Pokud je množství vody ve vodním toku proměnné, je průtoková turbína stavěna jako dvoukomorová. Standardní rozdělení komor je v poměru 1:2. Užší komora zpracovává malé a širší komora střední množství vody. Obě komory dohromady zpracují plný průtok. Tímto rozdělením je množství vody využito v rozmezí plného průtoku až do jeho 1/6 s optimální účinností. Průtokové turbíny tímto způsobem velmi efektivně využívají i velmi kolísavé průtoky řek. Celková účinnost průtokových turbín je pro malé výkony v celé oblasti průtoku 80 %. Pro střední a větší turbíny je na vyšších spádech dosaženo účinnosti až 86 %.

Obrázek ukazuje výhody průtokové turbíny v oblasti částečného zatížení. Říční toky mají často několik měsíců v roce malé průtoky vody. Možnost v těchto měsících vyrábět elektrickou energii pak záleží na charakteristice průběhu účinnosti příslušné turbíny. Turbíny s vysokým špičkovým stupněm účinnosti, ale nevýhodnou reakcí při nižších průtocích vody, dosáhnou v průtokových vodních elektrárnách s kolísavým průtokem vody nižšího ročního výkonu, než turbíny s plochou křivkou účinnosti.

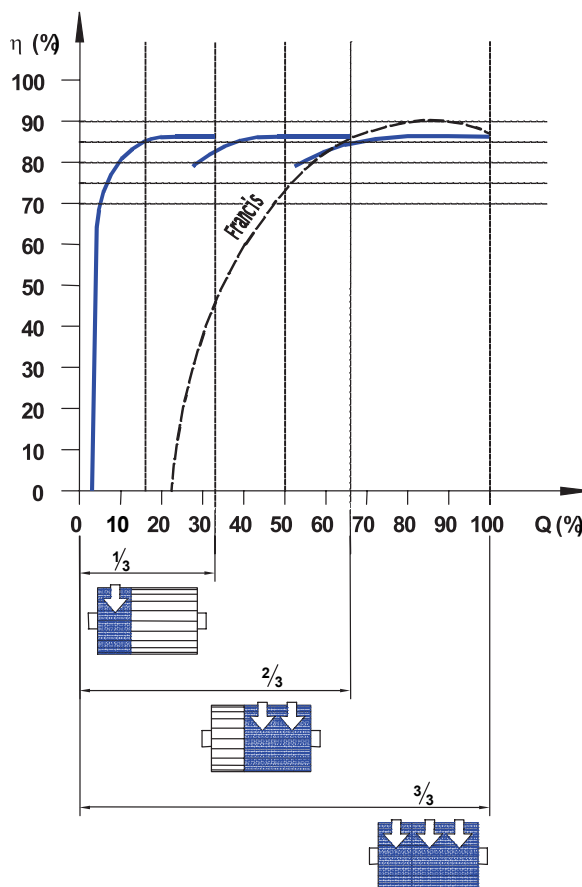
V dělené průtokové turbíně je přiváděná voda směrována dvěma silově vyváženými profilovými regulačními lopatkami. Regulační lopatky dělí proud vody, vyrovnávají ho a nechají ho bezrázově vstoupit do oběžného kola – nezávisle na šířce otvoru. Obě otočné regulační lopatky jsou přesně vsazeny do krytu turbíny. Regulační lopatky mohou sloužit při malých spádech jako uzavírací orgán. Pak není nutné použít uzavírací armaturu mezi tlakovou rourou a turbínou. Obě regulační lopatky lze nezávisle na sobě osadit regulačními pákami, ke kterým je připojena automatická nebo ruční regulace. Regulační lopatky jsou uloženy v samomasných pouzdrech a nevyžadují žádnou údržbu.

Více informací: www.cink-hydro-energy.com

EXMONT – Energo, a. s.

Nabízí opravy, rekonstrukce, montáže a výrobu energetických zařízení. V oblasti pro malé vodní elektrárny zajistí komplexní dodávky technologie (na klíč), včetně instalace na díle. Dále nabízí generální opravy, rekonstrukce vodních turbín, hydraulických regulátorů a výrobu elektročástí, včetně všech souvisejících dalších prvků pro MVE. Výrobní program společnosti je široký, z nabídky vybíráme:

- Kaplanovy kašnové turbíny KTE, vertikální se čtyřlopatkovým oběžným kolem, které se připojuje pomocí převodovky, nebo řemenovým převodem na asynchronní, nebo synchronní generátory.
- Plynulá regulace lopatek rozvodného kola i oběžného kola se vzájemnou vazbou umožňuje provoz soustrojí v oblasti 30 až 100 % návrhového průtoku s vysokou účinností.
- Provoz soustrojí je řízen hladinovou regulací s hydraulickým agregátem, která řídí otevření turbíny v závislosti na okamžitých hydrologických podmínkách a současně zajišťuje spolehlivé odstavení soustrojí v případě havarijních stavů (porucha sítě, nedostatek průtoku vody, atp.).
- Konstruktivní řešení zajišťuje ekologicky nezávadný provoz soustrojí.



Průběh účinnosti průtokové turbíny, složený ze 3 křivek ve srovnání s Francisovou turbínou

- Na požádání lze připravit soustrojí ve zjednodušeném provedení s pevnými, nebo pouze za klidu přestavitelnými lopatkami oběžného kola turbíny.
Turbíny se dodávají ve standardním provedení oběžného kola v průměrech OK = 800, 1000, 1300, 1600, a 2000 mm, pro rozsah spádů od 2 do 8 m.
- Kaplanovy přímoproudé turbíny PIT – s generátorem v šachtě, jsou navrženy pro stejné průměry oběžných kol a navazují tak na standardně vyráběné typové řady vertikálních Kaplanových turbín.

Možnosti regulace a technické provedení je u obou typů shodné.

- Lopatky rozváděcího a oběžného kola jsou uloženy v samomazných ložiskách, hřídel turbíny je uložena ve valivých ložiskách. Oběžné kolo je z nerezového materiálu. Výhodou horizontálního uspořádání je sací trouba – má nižší ztráty a vyžaduje nižší stavební náklady.
- Na přání zákazníka je možno dodat i přímoproudé turbíny kolenové, tzv. „S“ turbíny.

Nabídka firmy dále uvádí:

- turbíny Francisovy, Peltonovy a Bánkiho,
- řetězové a cévové čisticí stroje,
- nízkootáčkové asynchronní generátory,
- silové části regulátorů MVE i VE,
- klapkové a kulové uzávěry turbín,
- chladič zařízení, vzduchové a olejové systémy,
- další příslušenství potřebné k provozu MVE i VE,
- doplňková zařízení, tj. stavidla, hradidla, česle.
- Lopatky, čepy vyvařením nebo nástřikem, kluzná kompozitová ložiska a hydraulické regulátory.

Více informací: www.exmont.cz

Strojírny Brno, a. s.

Strojírny Brno nabízejí veškerou činnost týkající se vodní energetiky. Zabezpečují výrobu malých technologických celků, opravy a repase vodních turbín. K dalšímu programu patří výroba hydrotechnických zařízení, speciálních armatur, hydraulických agregátů a další technologie související s MVE.

Přehled o činnosti firmy:

- Konzultační, konstrukční, projekční a servisní činnost v oblasti MVE.
- Komplexní dodávky technologického zařízení MVE.
- Projektování a výstavba vakových jezů.
- Výroba Kaplanových turbín – přímoproudé, v provedení S, s průměry oběžného kola do 2100 mm a pro spády do 8 m.
- Vertikální turbíny kašnové, nebo spirální s průměry oběžného kola od 400 do 2500 mm a pro spády do 45 m.
- Výroba Francisových turbín – horizontální, nebo vertikální spirální s průměry oběžného kola do 1200 mm.
- Výroba Peltonových turbín – horizontální i vertikální jedno až pětidýzové, s průměry oběžného kola od 400 do 800 mm a pro spády až 600 m.
- Dále nabízí uzávěry – klapky závažové, kuželové uzávěry, rozstříkovací uzávěry a dilatační vložky, čisticí stroje česlí, hrazení vtoků a výtoků.

Vývojová a výzkumná činnost je založena na úzké spolupráci s VUT Brno – katedrou hydraulických strojů. Probíhá výzkum na vývoji turbín pro velmi nízké spády a velké průtoky. Jedná se zejména o optimalizaci Kaplanových třílopatkových turbín. Dalším směrem vývoje je použití vodicích ložisek oběžných kol mazaných filtrovanou vodou, což má jednoznačný vliv na ekologii provozu MVE.

K nejčastějším výrobkům firmy patří turbíny typu Kaplan a z posledních zajímavých nabídek to je turbína MINI. Je určena pro zpracování i nejmenších průtoků, s možností využití v širokém rozsahu spádů. Jedná se o Kaplanovu turbínu, která může být umístěna v betonové kašně, nebo i v plechové spirální skříní.

Uspořádání soustrojí může být horizontální, nebo i vertikální. Turbíny se používají na přímé spojení s generátorem, také je možné spojení pomocí řemenového převodu, nebo převodovky. Rozvaděč a oběžné kolo jsou ovládány hydraulicky, agregát je součástí soustrojí. Na přání je možné pro ovládání použít elektrické servomotory. Elektrický rozvaděč s řídicím systémem umožňuje provoz turbíny podle hladinové regulace.

Z hlediska stavební části je koncepční řešení jednoduché, proto jsou turbíny vhodné také pro použití při rekonstrukci starých objektů – při zachování původní turbínové kašny. Turbíny se vyrábějí ve čtyřech velikostech průměru oběžného kola, a to 400 mm, 500 mm, 600 mm, a 700 mm.

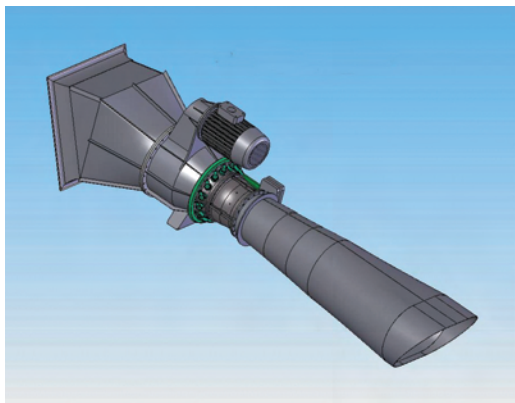
Více informací: www.strojirnybrno.cz

ZIROMONT, spol. s r. o.

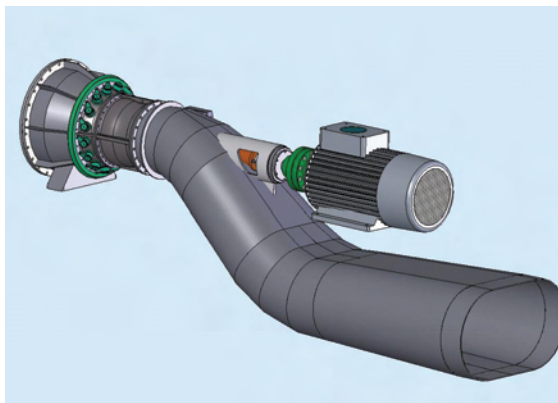
Navrhuje, vyrábí a dodává technologická zařízení pro MVE – konkrétně se společnost zaměřila na přímoproudé vodní turbíny s oběžným kolem typu Kaplan. Turbíny se vyznačují především velkou hltností při daném spádu, menšími zástavbovými rozměry a řadou možných variant jejich umístění ve strojovně elektrárny. Plášť turbíny s vnitřním ložiskovým a ucpávkovým tělesem, diagonálním rozváděcím kolem a komorou oběžného kola je řešen jako kompaktní celek včetně štítu pro upevnění generátoru. Tvar pláště je navržen tak, aby ztráty prouděním byly co nejmenší. K zachycení hmotnosti turbíny včetně generátoru je plášť na spodní části opatřen tuhým podstavcem.

Soustrojí se dodává v tomto provedení regulace :

- rozváděcí i oběžné kolo automaticky regulované,
- oběžné kolo automaticky regulované, rozváděcí kolo pevně nastavené,
- rozváděcí kolo automaticky regulované, oběžné kolo pouze za klidu přestavitelné.



Řešení přímoproudých turbín



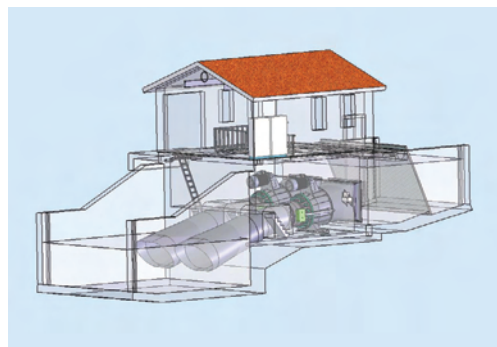
Turbíny v „ S “ provedení

U všech variant je automatická regulace provedena hydraulicky. U typů s automatickou regulací rozváděcího kola plní toto kolo též funkci provozního rychlouzávěru pro okamžité odstavení turbíny. Turbíny jsou určeny k pohonům převážně asynchronních generátorů pracujících paralelně s veřejnou energetickou sítí, popř. k pohonům generátorů synchronních. Přenos výkonu na hřídel generátoru a požadovaný převodový poměr je řešen zcela zakrytovaným plochým ozubeným řemenem, který se vyznačuje vysokou účinností, tichým chodem a schopností přenosu velkých výkonů při malém zástavbovém prostoru. Pro vyšší spády je možné použít i přímého spojení turbíny s generátorem pouze přes pružnou spojku.

Turbína i generátor jsou připojeny na samostatný elektrorozvaděč s množstvím silových, řídicích a bezpečnostních prvků, včetně programovatelného mikropočítače, který zajišťuje automatický bezobslužný provoz celého zařízení v závislosti na množství protékající vody. Téměř samozřejmostí je už také dálkový přenos dat a obsluha pomocí mob. telefonu, Teleservis.

Hlavní náplní je zdokonalování a vývoj řešení vedoucích k co nejefektivnějšímu využití vodního potenciálu příslušné MVE v průběhu celého roku.

Na zakázku taktéž nabízí konstrukční a projekční práce v oboru MVE. Pro nová i repasovaná zařízení MVE navrhuje a dodává hydraulická ovládání rozvodného i oběžného kola, řemenové převody, hřídelová uložení, ucpávky a elektrorozvaděče s řídicí automatikou atp.



Příklad paralelního umístění turbín

Více informací: www.ziromont.cz

10. Organizace podporující provozovatele MVE

Převážná většina provozovatelů MVE, ale také potenciálních zájemců, již využila, využívá, nebo v budoucnu využije služeb, které poskytují organizace podporující výstavbu, obnovu a provoz obnovitelných zdrojů energie, konkrétně MVE. K nejznámějším a nejvyužívanějším patří:

10.1. Svaz podnikatelů pro využití energetických zdrojů

Svaz podnikatelů pro využití energetických zdrojů sdružuje cca 500 členů podnikajících v oblasti využití obnovitelných zdrojů energie. Sdružuje převážnou část soukromých podnikatelů provozujících malé vodní elektrárny. Vznikl již v roce 1990 a mezi jeho spolupracovníky patří význační odborníci působící v této oblasti jako projektanti, výrobci technologií atd.

V rámci svého poslání obhajuje oprávněné zájmy svých členů směrem k orgánům státní správy. Připomínkuje zákony a vyhlášky, které mají zásadním způsobem vliv na podnikání v oboru provozu obnovitelných zdrojů energie, s důrazem na malé vodní elektrárny. Pro členy, příznivce i širokou odbornou veřejnost pořádá semináře k aktuálním otázkám a problematice provozu malých vodních elektráren. Svaz vydává vnitrosvazový bulletin „Soukromý energetik“ a provozuje webovou stránku www.spvez.cz, kde informuje členskou základnu o aktuální problematice, přípravě a připomínkování legislativních norem, technických novinkách a zájmovostech v oblasti obnovitelných zdrojů energie.

Pořádá rekvalifikační kurzy pro zájemce, kteří žádají o udělení Licence na výrobu elektrické energie ve zdrojích do 1 MW, ale nespĺňují kvalifikační předpoklady podle Energetického zákona.

Pro žadatele o dotační tituly ze strukturálních fondů EU a dotačních titulů České energetické agentury zpracovává energetické audity, které jsou povinnou přílohou k žádostem. Dále poskytuje bezplatné konzultační služby pro širokou veřejnost v rámci Energetických a konzultačních středisek České energetické agentury (EKIS ČEA).

Kontaktní údaje: Na Mlejnkou 2/781, 147 00 Praha 4 – Braník, www.spvez.cz

10.2. Asociace hydroenergetiků ČR (AheČr)

Asociace hydroenergetiků byla založena a zaregistrována dne 17. 3. 2005. Základním posláním a cílem je sdružit provozovatele malých vodních elektráren v České republice a vytvořit tak silnou, společensky doceňovanou a respektovanou organizaci. Asociace bude hájit zájmy svých členů a jejich oprávněné požadavky v oblasti ekonomické a právní. Posláním asociace je také navazování kontaktů s profesně příbuznými organizacemi v EU, vyvíjet i osvětovou činnost v oblasti popularizace využívání hydroenergetického potenciálu.

Asociace hydroenergetiků bude podporovat záměr státu zvyšovat podíl obnovitelných zdrojů energie v návaznosti na cíle stanovené EU, v této souvislosti bude nápomocna státním institucím poskytováním odborných informací týkajících se dané problematiky s cílem sladit oprávněné požadavky všech dotčených subjektů. Ve spolupráci se státními orgány a ostatními zainteresovanými organizacemi se angažovat ve vypracování sjednocující metodiky pro udělování dotací a také poskytovat členům asociace v oblastech výstavby a rekonstrukcí metodickou pomoc.

Vedení asociace tvoří Rada a předsednictvo asociace, v jejímž čele je předseda asociace, dalšími orgány asociace jsou Hospodářská správa a Odborná sekce. Základní strukturu asociace tvoří členská základna, nejvyšším orgánem asociace je valná hromada. Členové asociace jsou především provozovatelé MVE. Další zájemci, kteří MVE neprovozují, ale mají zájmy nebo činnost, které s MVE souvisejí, se mohou stát mimořádnými nebo čestnými členy (dodavatelské firmy, nezávislí odborníci).

Kontaktní údaje: Ul. Dlouhá 287, 561 69 Králupy, tel.: 465 631 023

10.3. EkoWATT – Středisko pro obnovitelné zdroje a úspory energie

Společnost EkoWATT – centrum pro obnovitelné zdroje a efektivní využívání energie (The RES & EE Centre) se již od roku 1990 zabývá obnovitelnými zdroji a efektivním využíváním energie. EkoWATT obdržel cenu The Sasakawa Peace Foundation Environmental Award za ekologický přínos roku 1996. Od roku 1996 je EkoWATT EKISem (Energetické konzultační a informační středisko) České energetické agentury, což znamená, že po předchozí telefonické domluvě poskytuje bezplatné konzultace z oblasti energetiky laické i odborné veřejnosti.

EkoWATT se specializuje na služby související s obnovitelnými zdroji energie, zjm. energetické audity, studie proveditelnosti včetně ekonomických rozborů, podnikatelské záměry, konzultace, financování projektů, posudky pro žádosti o dotace na obnovitelné zdroje energie, podnikatelské plány, územní energetické koncepce, posuzování projektů, výběrová řízení, odborné poradenství.

EkoWATT je rovněž provozovatelem portálu www.energetika.cz, který si klade za cíl zprostředkovávat informace z oblasti energetiky v přehledné a snadno dosažitelné podobě jak laické tak odborné veřejnosti.

Bližší informace na webových stránkách www.ekowatt.cz.

11. Organizace podporující technický stav a efektivnost MVE

Hydroenergetika a vodárenské systémy dnes představují složité sítě, které budou stále více vyžadovat velmi kvalifikované technické služby pro dosažení úrovně s maximální účinností a bezpečností provozu.

11.1. Firma OSC, a.s.

Držitel certifikátu ISO 9001:2001, pokrývá oblast výroby a rozvodu elektrické energie. Poskytuje široké spektrum inženýrských služeb, servisní a poradenské služby, formou komplexní dodávky. Dodává soubory technických prostředků pro moderní systémy řízení zpracování a přenosu informací. Vyvíjí speciální elektronické prvky a zařízení.

Má-li provozovatel vodní elektrárny dosáhnout v rámci daných průtokových poměrů a předepsaných hladin co nejvyšší výroby a tedy i tržeb, musí zajistit zejména:

- bezporuchový provoz – měsíční výpadek elektrárny může podle momentálního využitelného průtoku dosahovat 4 až 20 % roční výroby,
- optimální využití hydroenergetického potenciálu.

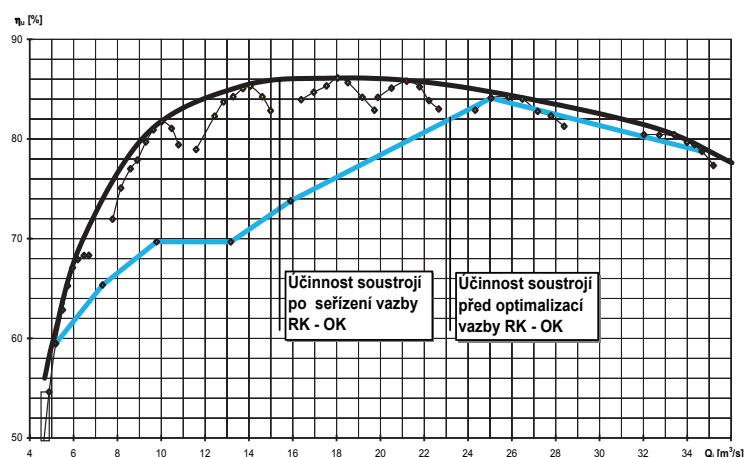
Zatímco první z podmínek je u většiny provozovatelů pečlivě sledována a údržbě je věnována náležitá pozornost, zajištění druhé z nich bývá obtížnější. Zde je nutná funkční hladinová regulace (dnes je již většinou pravidlem) a seřízení vazby mezi rozváděcími lopatkami a nastavením oběžného kola Kaplanových turbín, práce v oblasti optimální účinnosti u elektráren s více stroji atd. To vyžaduje u většiny případů proměření účinnosti soustrojí, což se neobejde bez kvalifikovaných odborníků. Rovněž náhodný charakter okamžitého průtoku v řece znemožňuje provozní sledování dodržování maximální účinnosti.

Kaplanovy turbíny – optimalizace vazby rozvaděč – oběžné kolo (RK – OK).

Ze zkušenosti plyne (desítky měření na Kaplanových turbínách různých výrobců), že se zde skrývají značné rezervy. Lze konstatovat, že ani u zcela nových turbín předních světových výrobců, pokud nejsou nastavovány na základě účinnostních zkoušek na díle, není vazba nastavena optimálně a účinnost turbíny se zhorší o několik procent. Ještě větší ztráty nastávají, jsou-li provedeny zásahy do regulačních orgánů.

Na obr. 1 je uveden příklad, kdy byla po rekonstrukci starší průtočné elektrárny nesprávně nastavena vazba RK–OK. Elektrárna je vybavena jednou přímoproudou Kaplanovou turbínou o výkonu 2,3 MW. Měření bylo provedeno jako relativní (průtok je měřen jako poměrná veličina – měření je výrazně levnější). Na obr. 1 jsou vyneseny naměřené účinnosti soustrojí jednotlivých propelerů (konstantních otevření oběžného kola), křivka maximální dosažitelné účinnosti a lomnou čarou je vyznačena účinnost dosahovaná pro původní vazbu.

Obr. 1: Účinnost soustrojí před a po optimalizaci



Je zřejmé, že pokles účinnosti dosahoval v některých provozních režimech až 15 %. Na obr. 2 je srovnání optimální vazby dle skutečně naměřené s původní vazbou. Součástí optimalizace je vždy i vyhodnocení přínosu. Zde vycházíme z odtokových poměrů statisticky podložených dlouholetým sledováním správců toku a hydrometeorologického ústavu. Pro elektrárnu uvedenou v předcházejícím příkladu bude v průměrně vodném roce výroba optimálně nastaveného stroje 10 060 MWh, zatímco při původní vazbě pouze 9 512 MWh. Průměrný roční přínos provedené optimalizace činil v tomto případě 548 MWh. Při tehdy platných výkupních cenách elektrické energie v České republice byla návratnost optimalizace cca 2 měsíce.

Kromě snadno vyčíslitelného zvýšení výroby je dalším přínosem poměrně přesná kalibrace provozního měření (vůči měření ve vodočetném profilu řeky). Porovnáním naměřeného průběhu účinnosti s garantovanými parametry lze průtok stanovit s nejistotou cca $3 \div 5$ % (podle věrohodnosti údajů poskytnutých výrobcem turbíny), zatímco měření limnigrafem ve vodočetném profilu bývá zatíženo chybou i řádově desítek procent (vliv nánosů apod.).

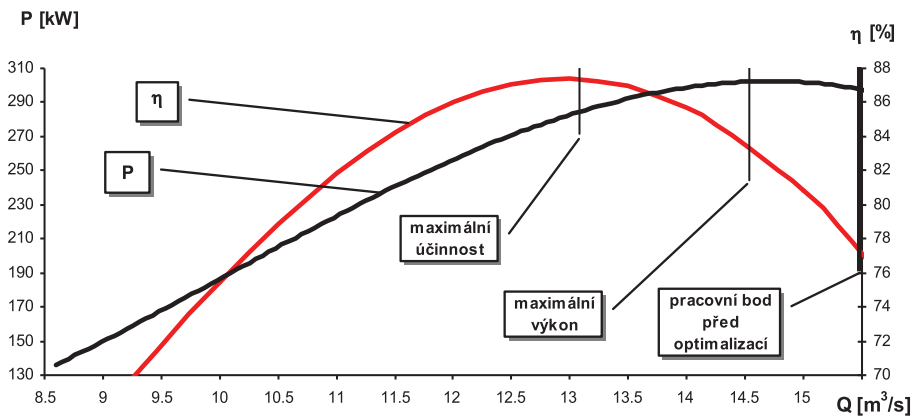
Při nastavování optimální kulisy se nejlépe osvědčil následující postup:

1. Po nainstalování měřicí aparatury je sejmuta stávající kulisa na turbíně.
2. Turbína je proměřena v celém pracovním rozsahu a je určena optimální vazba rozvaděč – oběžné kolo.
3. Tato optimální vazba (závislost), je vyjádřena ve tvaru vhodném pro uložení do regulátoru turbíny (polynom, lomená čára, tabulka)
4. Kvalifikovaný pracovník provozovatele nastaví novou vazbu – kulisu do regulátoru turbíny.
5. Stroj je spuštěn a po krocích je sejmuta nově nastavená kulisa. Ta je porovnána s návrhem, v případě nesouhlasu je provedena oprava zadání a kulisa je opět ověřena měřením.

Optimalizace provozu elektráren s více stroji

Jako příklad uvedeme elektrárnu se dvěma turbínami Kaplan a jednou propelerovou turbínou. Do rekonstruované elektrárny byly instalovány 2 přímoproudé turbíny s dvojitou regulací (rozváděcí i oběžné kolo) a jedna propelerová turbína (pevné oběžné kolo), která je určena ke zpracovávání velkých průtoků. Na obr. 3 jsou vyznačeny možné pracovní body turbíny – maximální výkon, či maximální účinnost a také pracovní bod nastavený před měřením. Při tomto nastavení byl dosahovaný výkon již za svým maximem.

Obr. 3 – optimální pracovní body z hlediska maximálního výkonu a maximální účinnosti. V původním pracovním bodě byl výkon nižší o 5 kW a účinnost o 10 % oproti optimům.



Proměřeny byly rovněž Kaplanovy turbíny a na základě výsledků byly provozovateli doporučeny následující zásady provozování elektrárny:

1. Kaplanovy turbíny dosahují lepší účinnosti a proto je výhodnější ve větší míře zpracovávat průtoky těmito turbínami.
2. Propelerová turbína je výhodná při velkých průtocích v řece.
3. U propelerové turbíny bylo upraveno omezení otevření tak, aby stroj dosahoval maximálního výkonu.

Nalezení optimálního pracovního bodu propelerové turbíny je možné s použitím relativního měření průtoků, pro porovnání strojů mezi sebou je však účelné použít měření průtoků vrtulkami. Ze zkušeností vyplývá, že mnohdy se jako investice s nejkratší dobou návratnosti jeví seřízení stávajícího technického vybavení elektráren tak, aby jejich výroba dosahovala možného maxima. Návratnost takových opatření se pohybuje řádově v měsících :

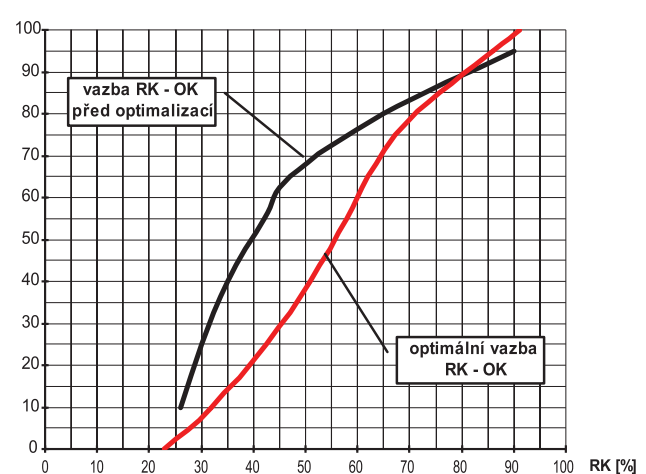
Například u průtočné elektrárny s průměrnou roční výrobou 10 000 MWh se projevil přínos na výrobě po seřízení 500 MWh, což je 5 %. Návratnost vložené investice na měření a seřízení potom nastala za necelé 2 měsíce.

Více informací: www.osc.cz

11.2. Spectris Praha, s. r. o.

Snahy o zvýšení specifického zatížení a úsporu materiálu při výrobě nových soustrojí pro VE a MVE vedou celosvětově ke konstrukcím s menší dynamickou tuhostí, náchylným podstatně více na poškození nadměrnými vibracemi než je tomu u starých vodních turbín. Proto i u vodních turbosoustrojí uváděných v ČR do provozu od začátku devadesátých let se objevuje nový typ strojní ochrany – stabilní monitory vibrací – a začíná se s periodickým sledováním vývoje vibrací. Tyto ochrany znemožňují chod strojů s nadměrnou úrovní vibrací a zamezují tak případnému rozvoji závad, které povětšinou vedou k vel-

Obr. 2 – vazba RK – OK před a po optimalizaci



kým ekonomickým ztrátám. Dosažené pozitivní výsledky dokázaly smysluplnost aplikace metod a přístrojů vibrační diagnostiky v hydroenergetice a proto jsou postupně uplatňovány zpětně i na starých dlouhodobě provozovaných turbosoustrojích v rámci jejich komplexní modernizace.

Vyspělé zabezpečovací a vibrodiagnostické systémy nabízejí možnost zavedení bezobslužného provozu vodních elektráren a přechod od preventivní údržby rozhodujících uzlů technologie dle časového plánu k nové strategii prediktivní údržby opírající se o znalost skutečného technického stavu strojů se všemi známými úsporami (redukce rozsahu oprav, neplánovaných odstávek atd.).

Téměř všechny vodní elektrárny v České republice provozované společností ČEZ, a. s., mají svá soustrojí již zabezpečena strojními ochranami řady VIBROCONTROL, výrobky firmy Brüel & Kjaer Vibro.

Samotné strojní ochrany však neřeší vlastní problematiku prediktivní údržby či podrobné analýzy aktuálního technického stavu monitorovaných strojů. Tato problematika se ošetřuje na MVE tzv. offline metodami, kdy se při opakovaném ručním sběru dat pomocí přenosných analyzátorů vibrací (VIBROTEST, VIBROPORT) povětšinou využívá signálů z výše uvedených ochran Vibrocontrol. Na velkých vodních elektrárnách se pak nasazují online diagnostické systémy s průběžným sběrem a analýzou dat (VIBROCAM, COMPASS).

Dánsko-německá firma Brüel & Kjaer Vibro je v ČR zastoupena společností Spectris Praha spol. s r. o. Společnost Spectris zajišťuje dodávky přístrojů Brüel & Kjaer Vibro, jejich záruční a pozáruční servis, konzultace a poradenství v oboru vibrodiagnostiky. Rozsáhlejší systémy pro hydroenergetiku jsou dodávány formou „na klíč“ tj. včetně prováděcího projektu, instalace, uvedení do provozu a zaškolení obslužného personálu.

Více informací: www.spectris.cz

11.3. MVE technika spol. s r. o.

Poskytuje služby provozovatelům vodních elektráren i ostatním odběratelům technologické vody z řek a vodních nádrží. Společnost je řízena odborníky, kteří mají bohaté zkušenosti v oboru řízení, konstrukce, výroby i montáže. Při činnosti je kladen zvláštní důraz na kvalitu poskytovaných služeb, což se odráží v zanedbatelné poruchovosti a dlouhodobé životnosti dodávaných technologií při velmi nízkých nárocích na údržbu a provozní kontrolu.

Divize strojní zajišťuje projekci, výrobu, instalace, repase a opravy strojního zařízení elektráren. Specializuje se na výrobu a instalaci čisticích strojů česlí ve dvou základních konstrukčních směrech (řetězové a hydraulické) a dále na stavidlový program. V oblasti repasí zajišťuje zprovoznění odstavených či poškozených turbín. U repasovaných i provozovaných turbín provádí náhradu původních regulátorů mechanickými hydraulickými a gravitačními systémy.

Divize elektro zajišťuje projekci, výrobu a instalace silnoproudé i slaboproudé části elektrotechnologie MVE. V oblasti silnoproudu zajišťuje opravy generátorů a jejich vinutí, u synchronních strojů náhrady rotačních budičů elektronickými a opravy nebo dodávky silových rozvaděčů. V oblasti řízení navrhuje a realizuje řídicí systémy pro jednotlivé turbíny i skupinové regulátory. Rozsah řešení je od jednoduchých systémů ovládní přes standardní hladinové regulace po vyšší systémy s vizualizací a dálkovými přenosy dat.

Všechny výše uvedené strojní i elektrické dodávky jsou řešeny na míru, firma realizuje zakázky od instalovaných výkonů 10 kW do 1 MW.

Firma nabízí provozovatelům MVE následující služby:

- modernizace MVE na bezobslužný provoz, přizpůsobení technologie podle poměrů v lokalitě s cílem minimalizace provozních nákladů,
- aplikace nejmodernějších technologií,
- snížení nároků na obsluhu a zlepšení pracovních podmínek obsluhy,
- optimalizace chodu elektrárny pro dosažení maximálního využití hydroenergetického potenciálu,
- snížení času odstávek v důsledku poruch,
- finanční optimalizace projektu s využitím alternativních možností financování (ČEA, SFŽP),

Více informací: www.mve.cz

11.4. Kovovýroba, s. r. o., Olomouc

Vyrábí zařízení pro odpuzování ryb na MVE působením elektrických impulsů. Elektronická zábrana typ ELZA 2 slouží k omezení migrace ryb do prostoru, kde je jejich výskyt nežádoucí. Jedná se zejména o vstupy vody do malých vodních elektráren, čerpacích stanic, rybochovných zařízení apod.

Zařízení je napájeno ze zdroje malého napětí (typicky 12 V stejnosměrných), které je měničem zvyšováno a posléze tvarováno do velmi krátkých, jehlovitých pulsů se strmým čelem náběžné hrany a exponenciálním tvarem doběhové křivky. Výstupní pulsy jsou rozdělovány do několika samostatných výstupů, a to proto, že v činnosti je vždy jen jeden aktivní vývod – elektroda, ostatní jsou fázově zpožděny a tudíž odpadá pracné a někdy problematické nastavování, nezbytně nut-

né při paralelním řazení elektrod. Na zařízení se po instalaci již neseřizují žádné veličiny. Řešení má i další výhodu v tom, že na funkčnost zařízení pak již nemá zásadní vliv změna vodivosti vody, během různých ročních období.

Elektronická zábrana sestává z těchto prvků :

- přístroj ELZA 2 – plastová krabice, rozměr 200x150x85 mm,
- adaptér 12 V/1 A
- elektrody – měděné trubky 22/1, délka dle specifikace max. 2000 mm
- vidlice PK27.

Vzdálenost elektrod mezi sebou je 0,3–0,5 m. K upevnění rámu je možno použít železné U-profilu zakotvené ve svislé poloze na obou březích a opatřené zarážkami pro vymezení polohy rámu. Pomocný rám musí být zhotoven z elektricky nevodivého materiálu, abychom elektrody mezi sebou nezkratovali (např. dřevěné trámký). Elektrody je vhodné instalovat do pomocného rámu z el. nevodivého materiálu, který zajistí svislou polohu elektrod a jejich rovnoměrné rozmístění. Správná volba umístění elektrod má zásadní význam pro dostatečnou účinnost celého zařízení – aby došlo k odklonu přirozeného tahu ryb do jiného prostoru. Nejvyšší účinnost zařízení lze dosáhnout, jsou-li elektrody přímo na vtokové části náhonu (kanálu) k MVE. Zde může ryba včas zaregistrovat elektrické pole a pokračovat v migraci hlavním tokem. Pokud dané podmínky toto řešení neumožňují, lze elektrody umístit v blízkosti MVE před jemnými česlemi a to tak, aby byly ryby nasměrovány do jalového přepadu (odtoku), kde by musel být zajištěn určitý minimální průtok vody. Tento obtok by pak zajišťoval rybám možnost návratu do hlavního toku.

Energie výboje mezi elektrodami je relativně velmi malá (asi 0,053 J) a v žádném případě sama o sobě nemůže způsobit úraz elektrickým proudem, protože nedosahuje hodnot nebezpečného proudu. V bezprostřední vzdálenosti (cca 20 cm od elektrod) je však elektrické pole ve vodě pro člověka citelné a i když není nebezpečné, přece jen může vyvolat u koupajícího se úlek a následné kontraproduktivní jednání. Proto je vhodné elektrody neinstalovat na místech, která jsou volně přístupná, a pokud je to nutné, pak zajistit bezpečnost mechanickou zábranou tak, aby nebyl k elektrodám na vzdálenost 0,5 m volný přístup. Zábranu, resp. místo s elektrodami nutno zvýraznit výstražnými tabulemi. Zařízení ELZA 2 je napájeno ze síťového napáječe (adaptéru) 12 V /1 A, který je součástí dodávaného příslušenství. Je to z hlediska ochrany před nebezpečným dotykem klíčový komponent, který zajišťuje bezpečné oddělení celého zařízení od síťového napětí 230 V. V případě použití jiného adaptéru na 12 V, je nutno vždy použít výrobek vyhovující našim normám a vyhnout se nákupu levnějších adaptérů neznámého původu, které nemusí splňovat podmínku bezpečného oddělení (izolační pevnosti).

Technická data

Napájecí napětí:	10 – 15 Vss nebo 6 – 12 Vst, 50 Hz
Napájecí proud:	600 mA max.
Energie výboje:	0,053 J
Příkon:	7 W
Špičkové napětí na výstupu:	325 V
Doba prodlevy mezi pulsy:	0,1 s
Frekvence pulsů:	10 Hz

Výrobek odpovídá technickým požadavkům na výrobky dle Zákona č. 22/1997 Sb., NV č. 168/1997 Sb. a NV č. 169/1997 Sb. a bylo na něj vystaveno Prohlášení o shodě.

Více informací: www.r-bednar.cz

11.5. Ploché hnací řemeny a jejich využití k pohonu generátorů MVE – R E K O, s. r. o.

Přenos krouticího momentu z jedné hnací hřídele na druhou (nebo více hřídelí hnaných) pomocí plochého hnacího řemene je jedním z nejstarších a nerozšířenějších způsobů tohoto přenosu. V převážné většině se původně používaly řemeny celokožené ze speciálně činěné a vytahované usně. Teprve ploché vrstvené řemeny jejichž základem byla vysoce pevná tažná kostra, obložená třecími vrstvami ze štípané usně, byly vyvinuty až do vysokých pevnostních parametrů.

Výhody a omezení použití plochých vrstvených řemenů jsou následující: Při správně navrženém převodu dosahuje účinnost 98 %. V porovnání s pohonem klínovými řemeny je vyšší o 5–6 %. Klínové řemeny mají dále výrazně vyšší energetické ztráty až o 8–10 %. Další obecnou výhodou plochých řemenů je skutečnost, že fungují jako pružná spojka a omezují tak poškození strojního zařízení. Zanedbatelné nejsou ani nižší konstrukční náklady oproti použití klínových řemenů nebo pevného propojení hnací a hnané části zařízení. Náklady na údržbu zařízení při pohonech plochými hnacími řemeny jsou minimální.

Určitou nevýhodou mohou být převody, kdy z prostorových důvodů dochází k nedostatečnému úhlu opásání malé řemenice. Nevýhodný je pohon plochými řemeny pro malé obvodové rychlosti do 5 m/sec.

Účinnost převodů je limitována těmito základními parametry:

- Koeficientem tření mezi řemenem a řemenicí. Tento se pohybuje v rozmezí 0,3 – 0,45 μ podle typu třecí vrstvy ve vztahu k hladké ocelové řemenici. Koeficient tření je též výrazně ovlivněn obvodovou rychlostí řemene, se kterou roste.

- Úhlem opásání řemenice. Ideální je úhel opásání 180°. Toto se však v praxi vyskytuje ojediněle. Obecně lze připustit pro lehké pohony nerázovité 110–120°, pro vyšší výkony 130–140° a pro vysoké výkony 150–160°.

Při nedostatečném úhlu opásání se může výrazně zvýšit smykový prokluz řemene a tím dojít ke zhoršení účinnosti převodu. Současně vzniká nebezpečí poškození, či zničení řemenu. Obecně platí pravidlo, že řemen má být napnut silou odpovídající dvojnásobku vypočteného namáhání řemene. Tento parametr se obtížně měří, proto je navrženo pravidlo pro řemeny s tažnou kostrou PAD folie délkového předpětí řemene v rozmezí 1,5–2,5 %. Každý řemen se během provozu, zejména v prvních fázích, částečně prodlužuje. Během provozu je tedy nutné sledovat vznik případného smykového prokluzu a řemen dopnout.

Z pohledu tvaru řemenic minimálně jedna musí být bombírovaná pro správný chod řemenu. Výhodou je vhodné bombírování obou řemenic, zejména ve vertikální poloze pohonu. Při správně vypočteném a realizovaném řemenovém pohonu je provozování a údržba velmi jednoduchá:

- udržovat řemen stále řádně napnutý, aby nevykazoval prokluz,
- řemenice udržovat čisté bez nánosů mazadel, prachu a nečistot,
- pomocné mazací prostředky na zvýšení koeficientu tření používat jen v nezbytném případě a pouze u řemenů s usňovou třecí plochou,
- dbát na seřízení rovného běhu řemene na řemenicích,
- případné čištění znečištěného řemenu provádět za klidu a bez rozpouštědel (lze použít technický benzín).

Více informací: www.reko-sro.cz

11.6. MVE na vodovodních přivaděčích – ELZACO, s. r. o.

Zajímavý energetický potenciál skýtá využití vodního spádu ve vodovodních přivaděčích. Nejjednodušší soustrojí MVE sestává z asynchronního generátoru a upraveného vhodného čerpadla pracujícího v turbínovém režimu. Toto jednoduché technické řešení umožňuje pomocí servoventilů přesnou regulaci tlaku ve spotřebišti.

Při proměnlivých průtokových parametrech lze instalovat i více paralelně pracujících soustrojí. K výrobě je použito výhradně sériově vyráběných komponentů. Tím se minimalizují pořizovací a servisní náklady a docílí se rychlé návratnosti celého díla. Firma nabízí vypracování studie, zpracování projektu a realizaci celého díla.

Více informací: www.elzaco.cz

11.7. Diagnostika MVE – Aura, a. s.

Přestože většina malých vodních elektráren v ČR byla postavena před Druhou světovou válkou a fungují dodnes, mají, jako každý stroj, svoje technické problémy. Na řešení řady z nich lze s úspěchem použít diagnostické metody. Diagnostika a prevence poruch umožňuje zamezit nejen nákladům vyvolaným opravou zařízení po poruše, ale především ztrátám z výpadků výroby. Příznivý technický a cenový vývoj mikroelektroniky umožňuje nasazení trvale instalovaných diagnostických systémů v takových cenách, že se tato investice rychle vyplatí. Umožňuje to především modulární koncepce systémů, tj. výběr jen těch měření, která mají na konkrétní MVE podstatný vliv, a také moderní technologie přenosu dat. Vhodně použitá diagnostika dokáže zvýšit využití elektrárny, zvýšit bezpečnost a zajistit bezporuchový provoz, snížit náklady na údržbu a na preventivní opravy. Zde uvádíme jen některé příklady využití diagnostiky na malých vodních elektrárnách:

- a) Kontrola ložisek pomocí teploty je účinná pouze zdánlivě. Zejména u vodních elektráren jsou ložiska chlazena, takže k nárůstu teploty je zapotřebí, aby se začala zadírat. A to je okamžik, kdy již došlo k nevratnému mechanickému poškození. Pomocí metod vibrační diagnostiky lze zaznamenat okamžik, kdy poškození ložiska teprve hrozí, takže údržbu lze udělat dříve, než k poškození dojde. Tento okamžik teploměry nejsou schopny indikovat.
- b) Turbíny je možné osadit dalším čidlem, které sleduje vznik podsání, kavitací, výskyt nečistot zachycených na lopatkách rozvodného kola a další jevy. V případě využití čidla nejen k diagnostice, ale i jako regulačního prvku lze okamžitě automaticky optimalizovat nastavení lopatek rozvodného, případně oběžného kola. To má zásadní vliv na zlepšení účinnosti a využití soustrojí. Omezuje se také možnost poškození lopatek mechanickými nečistotami.
- c) Stavidla a jalový přepad je možné osadit řídicím systémem, který optimalizuje průtok vody, hlídá kritické stavy (jako odstavení turbíny, odtokové poměry apod.). Pokud již elektrárna takový systém má, je vhodné ho doplnit čidly zabráňujícími mechanickému poškození pohyblivých částí.
- d) Systém diagnostiky je možné doplnit záznamovým zařízením zajišťujícím sběr informací v době vaší nepřítomnosti.
- e) Systém diagnostiky může být jednoduše připojen na místní řídicí systém nebo může být úplný řídicí a diagnostický systém přímo součástí úplné dodávky.
- f) Pomocí dálkového přenosu (internet, SMS) klíčových informací je údržba informována o možném vzniku závad a jejich druhu. Provoz elektrárny může proto být plně bezobslužný.

Více informací: www.auranet.cz

12. Výzkum a vývoj

12.1. Nová technologie pro extrémně nízké spády

Řešení a výzkum problematiky turbín pro extrémně nízké spády, pokračuje na odboru fluidního inženýrství Viktora Kaplana, na Energetickém ústavu FSI VUT v Brně, který takto navazuje na dlouhodobou tradici v konstrukci hydraulických strojů, založenou právě profesorem Viktorem Kaplanem. Předmětem řešení je zcela nové řešení vrtulové turbíny s dvoulopatkovým oběžným kolem bez rozvaděče, které bude regulovatelné změnou otáček. Vývoj je zaměřen právě na typ stroje, který v oblasti velmi nízkých spádů a vysokých průtoků dosáhne dobrých účinností při nízkých výrobních nákladech.

Tohoto cíle se podařilo dosáhnout vývojem originální tzv. vírové turbíny, která je založena na opačném principu, než turbína Kaplanova.

Kaplanova turbína je charakterizována regulačním rozvaděcím kruhem (velmi náročným na výrobu), kterým se usměřňuje kapalina do oběžného kola s regulovatelnými lopatkami.

Kapalina tedy do oběžného kola vstupuje s rotační složkou a za oběžným kolem vstupuje do savky bez rotace.

Rovnice pro měrnou energii charakterizující práci turbíny má pro Kaplanovu turbínu tvar $\eta_H Y = u_1 c_{u1}$

Na základě zkušeností s provozem Kaplanových turbín je možno shrnout jejich nevýhody z hlediska využití pro nízké spády následovně:


1. Nutnost použití nákladného rozvaděče.
2. Použití nákladné převodovky.
3. Hustá lopatková mříž.
4. Možnost vzniku kavitace.
5. Odtržení mezní vrstvy v savce turbíny a tím zvýšení hydraulických ztrát.

Na základě analýzy těchto nevýhod vznikla myšlenka navrhnout turbínu na právě opačném principu:

Kaplanova turbína	Vírová turbína
1. Vstup do oběžného kola s předrotací, nutnost použití drahého rozvaděcího aparátu.	1. Vstup kapaliny bez předrotace, není nutno používat rozvaděcí aparát – výrazná finanční úspora.
2. Výstup kapaliny bez rotační složky – možnost odtržení mezní vrstvy, vyšší hydraulické ztráty.	2. Výstup kapaliny s malou rotační složkou, nedochází k odtržení mezní vrstvy v savce. Turbína má pro daný výkon vyšší provozní otáčky a vyšší průběžné otáčky. Znamená to, že v mnoha případech není nutná převodovka.
3. Rovnice Kaplanovy turbíny: $\eta_H Y = u_1 c_{u1}$	3. Rovnice vírové turbíny: $\eta_H Y = -u_2 c_{u2}$. Odtud plyne, že kapalina na výstupu z vírové turbíny rotuje proti rotaci oběžného kola

Vysoké učení technické v Brně

Fakulta strojíního inženýrství
Energetický ústav
Odbor hydraulických strojů Viktora Kaplana
Technická 2, 616 69 BRNO
Tel. 05/41142348, e-mail: vyhal@khsz.fme.vutbr.cz




Brno University of Technology

Faculty of Mechanical Engineering
Institute of Power Engineering
Victor Kaplan Department of Hydraulic Machines
Technická 2, 616 69 BRNO
Tel. 05/41142348, e-mail: vyhal@khsz.fme.vutbr.cz


Vírová turbína

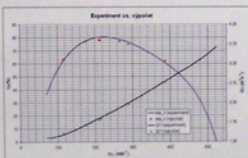
Návrh a vývoj nového typu hydraulického stroje




- Oběžné kolo dvoulopatkové
- Spád 1 - 3 m
- Otáčky - synchronní
- Rozvaděč: bez rozvaděče nebo s rozvaděčem

Vývoj byl proveden v rámci vědeckovýzkumných záměrů Ministerstva Školství a tělovýchovy České republiky, číslo VVZ-CZ-300004






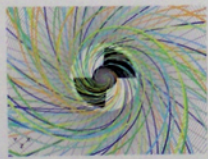
Charakteristika stroje - bez rozvaděče




Oběžné kolo



Oběžná lopatka



Výpočet proudění



Realizace - model oběžného kola

13. Vodní elektrárny ČEZ, a. s.

Lokalita:	Typ	Počet soustrojí	Instalovaný výkon (MW)	Rok uvedení do provozu
Dalešice	PVE	4	450	1978
Mohelno	MVE	2	1,76	1977–1999
Dlouhé Stráně 1	PVE	2	650	1996
Dlouhé Stráně 2	MVE	1	0,16	1996
Lipno I	VE	2	120	1959
Lipno II	MVE	1	1,5	1957
Hněvkovice	MVE	2	9,6	1992
Kořensko 1	MVE	2	3,8	1992
Kořensko 2	MVE	1	0,94	2000
Želina	MVE	2	0,63	1994
Orlík	VE	4	364	1961–1962
Kamýk	VE	4	40	1961
Slapy	VE	3	144	1955
Štěchovice I	VE	2	22,5	1943–1944
Štěchovice II	PVE	1	45	1948–1996
Vrané	VE	2	13,88	1936
Celkem:		35	1867,77	

VE – vodní elektrárna, PVE – přečerpávací vodní elektrárna, MVE – malá vodní elektrárna

Letecký pohled a snímek hráze vodní elektrárny Orlík na Vltavě, ČEZ, a. s.



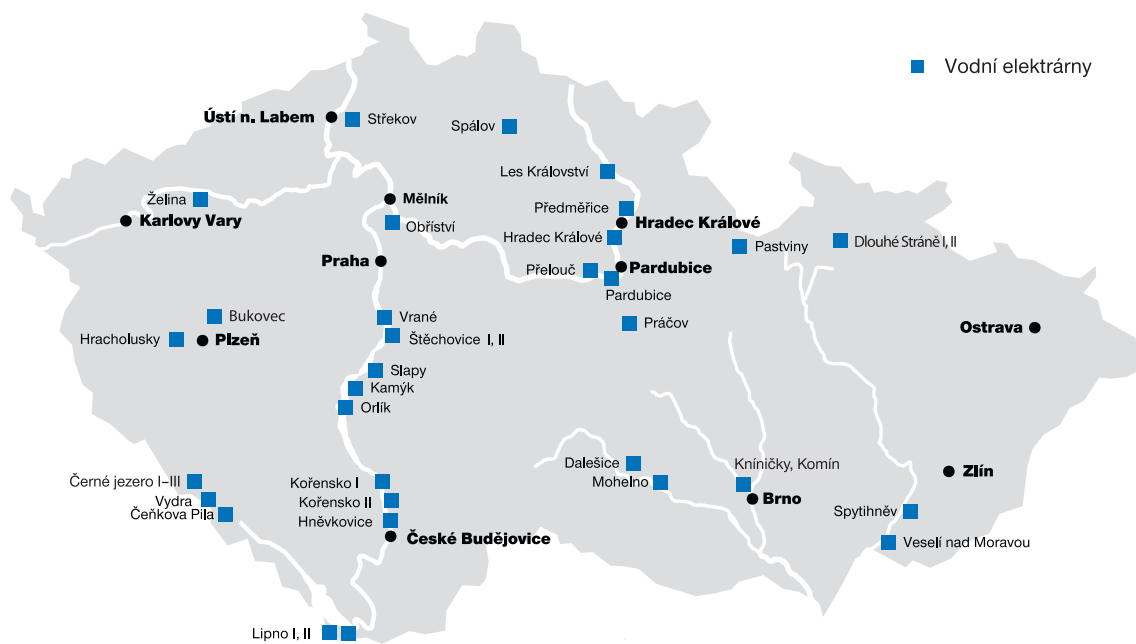
Letecký pohled na vodní elektrárnu Slapy na Vltavě



Přečerpávací vodní elektrárna Dlouhé Stráně



Vodní elektrárny Skupiny ČEZ v ČR (včetně ČEZ OZE, s.r.o.)



Letecký pohled a snímek hráze vodní elektrárny Kamýk, ČEZ, a. s.



Letecký pohled na hráz PVE Dalešice



Hráz vodní elektrárny Lipno I



14. Závěr

Z obsahu kapitoly o využití MVE vyplynulo, že výhodnější a současně i větší část našeho hydroenergetického potenciálu je již obsazena, tj. využita. Dá se také říci, že v ČR je stále ještě hydropotenciál čekající doposud na využití, avšak jeho technické parametry jsou již výrazně méně ekonomicky výhodné pro realizaci. Jedná se o lokality s nízkými spády, v lepším případě od 2 do 5 m a s extrémně nízkými spády do 2 m. Lokality se spády vyššími budou k dispozici jen velmi zřídka, hlavně u vodárenských zařízení, kde však budou pro realizaci obtížnější podmínky legislativní a ekologické. Vzhledem k tomu, že máme velmi dobré technologické zabezpečení od množství našich výrobců, kteří prakticky nabízejí všechny typy turbín, všech modifikací a velikostí (viz kap. 8 a 9), je předpoklad, že bude možné využít i lokality s extrémně nízkými spády, i když je zřejmé, že příští realizace se budou vyznačovat delší dobou návratnosti vložených investic a tím pádem i nižšími ekonomickými výsledky.

Nelze také opomenout, že z celkového počtu našich MVE (cca 1 350) je více než 60 % osazeno zastaralou technologií z let 1920 až 1950 (nejčastěji 1930 až 1940), která vykazuje účinnosti o 10 až 20 % nižší, než dnešní moderní technologie. Vyhodnocení (viz kap. 4) provozu zastaralých, neekonomicky provozovaných MVE ukázalo nevyužitý potenciál v rozsahu výkonu $P = 12,5$ MW a ušlou roční výrobu téměř 100 000 MWh.

Lze také říci, že mnoho starších MVE nevyužívá v dané lokalitě hydropotenciál jak vlivem účinnosti turbíny, tak i vlivem nedokonalého technického provozního zabezpečení (automatiky, rozsah regulace, hladinové regulace). Optimální využití našich toků nelze řešit pouze plným obsazením všech lokalit, ale také technickou úrovní všech provozovaných MVE. Zde by bylo vhodné zmapovat zastaralé, již dožitá technologie, zpracovat studie na jejich modernizaci a přímo realizovat rekonstrukce výměnou těch technologií, které často nesplňují ani ekologickou bezpečnost na říčním toku. Podstatou pro tato řešení však bude zajištění investic, nejlépe zaměřením státních podpor na tyto akce.

Vzhledem k účelovému zaměření kapitoly na situaci v problematice MVE je přiměřené se alespoň na tomto místě krátce zmínit o využití hydropotenciálu ČR největšími provozovateli vodních elektráren obecně. Zde se největší výkon soustřeďuje na vltavskou přehradní kaskádu, kde jsou instalovány elektrárny v lokalitách Lipno, Orlík, Kamýk, Slapy, Štěchovice a Vrané (celkový výkon 706 MW). Kromě velkých elektráren je v rámci ČEZ, a. s., zastoupeno i sedm MVE. Dalším samostatným subjektem Skupiny ČEZ, který provozuje vodní elektrárny, je nově vzniklá dceřiná společnost ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o., se sídlem v Hradci Králové. Ta postupně pod sebe soustředí 20 MVE a jednu velkou VE (instalovaný výkon cca 63 MW). Tato společnost je představena v samostatné pasáži na jiném místě této studie. K ostatním větším provozovatelům MVE patří fa Energo-Pro a jednotlivé akciové společnosti Povodí.

V České republice mají obnovitelné zdroje cca 4% podíl na hrubé spotřebě el. energie, který je kryt převážně hydroenergetikou. Podle posledních závazků přijatých v rámci EU 15 by průměrná hodnota podílu OZE na hrubé spotřebě elektřiny měla v EU dosáhnout, a to k roku 2010, zvýšení ze současných 13,9 na 21 % (směrnice EU č. 01/77/EC). Česká republika přijala pro sebe ambiciózní cíl téměř trojnásobného zvýšení tohoto podílu OZE až na 8 % k roku 2010.

Použité zdroje

- Seznam a mapa vodních děl, Finanční zprávy, Praha 1933
- Směrný vodohospodářský plán ČSR, 1989
- Hromada, Štefan: Možnosti využití hydroenergetického potenciálu MVE, výzkumná zpráva EGÚ, 1984
- Evidence vodohospodářských děl z hlediska energetického využití v ČSR, VÚV Praha, 1984
- Pažout, F.: Malé vodní elektrárny. SNTL, Praha 1990
- Firemní literatura výrobců technologie pro MVE, 1990–2002
- Šamánek, L.: Provoz a ekonomie MVE, 1993
- Sborník mezinárodního semináře Obnovitelné zdroje energie 1996
- Obnovitelné zdroje, FCC PUBLIK, 2001
- Šamánek, L.: Studie potenciálu malé vodní energetiky a možnosti jeho využití, TC AVČR, Praha 2002
- Ověřování hydraulických vlastností turbín, TS-HYDRO, spol. s r. o., 1993–2002
- Šamánek, L.: Možnosti rozvoje hydroenergetiky v oblasti MVE, zpráva ČEZ, a. s., Praha 2002

VĚTRNÁ ENERGIE A JEJÍ MOŽNOSTI V ČR

RNDr. Josef Štekl, CSc.

Úvod

Využívání větrných elektráren k výrobě elektrické energie dodávané do rozvodných sítí je ve světě a zvláště na území ČR velmi mladou technickou oblastí. Intenzivní zájem o využití větrné energie se projevil na začátku sedmdesátých let minulého století. Bylo to období, kdy si společenství průmyslových zemí uvědomilo nebezpečí ekologické krize v globálním rozsahu a intenzivně začalo hledat cesty k jejímu překonání. Hrozba krize je spojena jak s možností vyčerpání neobnovitelných zdrojů, tak s produkcí skleníkových plynů a s napjatým stavem absorpční kapacity přírodních systémů pro odpadní látky, produkováné při výrobě elektrické energie. Dalším důležitým impulsem pro rozvoj větrné energetiky bylo embargo zemí OPEC na vývoz ropy do průmyslově vyspělých zemí. Embargo bylo vyhlášeno na podzim roku 1973. Tehdy některé ohrožené země začaly pod tlakem prudkého zvýšení světových cen veškeré energie chápat omezenost přístupu ke klasickým energetickým zdrojům energie v širokém měřítku. K průkopníkům konstrukce větrných elektráren v rámci Evropy patřily Dánsko a tehdejší západní Německo.

1. Některé technické charakteristiky větrných elektráren

1.1. Kategorie větrných elektráren (VTE)

Větrné elektrárny jsou technická zařízení, ve kterých je kinetická energie větru přeměňována na energii elektrickou. V závislosti na průměru vrtule, určujícím plochu S opsanou vrtulí, která podle vztahu

$$P_s = \frac{1}{2} c_p S \rho u^3$$

c_p – součinitel výkonu,
 ρ – hustota vzduchu
 u – rychlost větru

podmiňuje výkon odebraný proudícímu vzduchu rotorem turbíny, se tato zařízení obvykle dělí na malé, střední a velké větrné elektrárny. Kategorizaci převzatou od Endera (2006) uvádíme v tab. 1.

Tab. 1: Kategorizace větrných elektráren na malé, střední a velké (podle Endera, 2006)

Větrné elektrárny								
malé			střední			velké		
vrtule		výkon do kW	vrtule		výkon do kW	vrtule		výkon do kW
průměr [m]	plocha [m ²]		průměr [m]	plocha [m ²]		průměr [m]	plocha [m ²]	
≤ 8	≤ 50	10	16,1–22	200,1–400	130	45,1–64	1600,1–3200	1500
8,1–11	50,1–100	25	22,1–32	400,1–800	310	64,1–90	3200,1–6400	3100
11,1–16	100,1–200	60	32,1–45	800,1–1600	750	90,1–128	6400,1–12800	6400

1.2. Malé větrné elektrárny

K malým větrným elektrárnám tento autor řadí turbíny s nominálním výkonem menším než 60 kW a průměrem vrtulí do 16 m. Nejvýznamnější kategorií jsou malé VTE s nominálním výkonem do 10 kW, které zcela převládají v katalogových nabídkách výrobců (Windenergie, 2006). Tuto skupinu lze rozdělit do dvou podskupin.

Jedná se o mikrozdroje s výkonem zhruba do 2 až 2,5 kW, jejichž nabídka co do počtu výrobců je největší. Jedná se o malé VTE s průměrem vrtulí od 0,5 do 3 m, které jsou výhradně určeny pro dobíjení baterií. Takto akumulovaná energie může sloužit k napájení komunikačních systémů, rádiových a televizních přijímačů, ledniček a dalších elektrických spotřebičů a k osvětlení. Širokého uplatnění dosáhly malé VTE na námořních jachtách jako zdroj energie pro radiostanice, navigační systémy, udržování kapacity startovacích baterií a osvětlení. Tato zařízení obvykle pracují se stejnosměrným napětím 12–24 V.

Druhou podskupinou kategorie malých VTE jsou zařízení s nominálním výkonem v rozsahu 2,5 až 10 kW. Jedná se o stroje s průměrem vrtulí od 3 do 8 m, které obdobně jako stroje předcházející skupiny pracují v ostrovním režimu. Tato zařízení mají obvykle výstupní napětí 48 až 220 V a jsou nabízena pro účely vytápění či temperování domů, pro ohřev vody, případně

pro pohon motorů. Analýzou, která byla publikována ve výzkumné zprávě (Štekl et. al., 2002) bylo prokázáno, že výroba elektrické energie těmito zdroji pro potřeby rodinných domů či malých hospodářských provozů, které je možno připojit do rozvodné sítě, je nerentabilní. Ekonomicky je odůvodnitelná pouze v místech bez možnosti připojení do sítě a to s průměrnou roční rychlostí větru alespoň $4,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ ve výšce 10 m. Bez zřetele na rentabilitu provozu malé VTE v této podskupině jsou příznivci „zelené energie“ a techničti fandové. Výroba elektrické energie malými VTE za účelem prodeje rozvodným závodům v důsledku výrazně vyšších měrných nákladů (až o několik desítek procent) není ekonomická.

1.3. Střední a velké větrné elektrárny

Dřívější kategorie velkých VTE se díky rostoucím rozměrům vrtulí nových VTE rozdělila na dvě kategorie a to na střední větrné elektrárny s průměrem vrtulí od 16 do 45 m a nominálním výkonem v rozsahu 60–750 kW a velké větrné elektrárny s průměrem vrtulí od 45 do 128 m a nominálním výkonem turbín od 750 do 6400 kW. Největší VTE s nominálním výkonem nad 3000 kW jsou většinou zařízení určená pro umístění v moři (offshore). Sporadická je nabídka výrobců VTE s nominálním výkonem do 300 kW, málo výrobců nabízí VTE s výkony v rozsahu 300–750 kW. Zcela největší nabídka výrobků je v rozsahu výkonů 1500 až 3000 kW. V souladu s touto skutečností je i největší počet VTE v této kategorii (40 %) ze všech VTE postavených v Německu do konce r. 2005 a vyrábějících 66 % energie z roční produkce všech VTE v Německu. Průměrný výkon všech VTE vybudovaných v r. 2005 je v Německu 1723 kW (Ender, 2006).

1.3.1. Vrtule větrných elektráren

Jak jsme již uvedli, vedle meteorologických parametrů závisí výkon odebraný proudícímu vzduchu na velikosti plochy vrtule VTE a hodnotě součinitele výkonu. Z tohoto důvodu jsou vrtule zásadní částí celého zařízení VTE a prodělaly za posledních 30 let až překvapivý vývoj co do velikosti, aerodynamických charakteristik a režimu práce. Např. v Německu v r. 2004 bylo 90 % VTE s průměrem vrtulí větším než 60 m. Sériově vyráběné VTE měly trojlísté vrtule, většinou regulaci motoru systémem „pitch“ a měly proměnlivý počet otáček. Zvětšující se rozměry vrtulí kladou vysoké nároky na konstrukci a použité materiály, aby byla zajištěna provozní spolehlivost. Na rozměrově velkých vrtulích vznikají značná zatížení např. v momentech, kdy velká hmota listů vrtule je zabrzděna přestavením listů do praporové polohy. Nepříznivě na životnost materiálu listů velkých vrtulí vedle malorozměrné turbulence působí případné velké vertikální gradienty rychlosti větru, které v extrémních případech mohou dosahovat až $10 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}/100 \text{ m}$.

Aby zvyšování rychlosti větru, které vede ke zvyšování výkonu, nezpůsobilo poškození generátoru, musí být vhodným způsobem snížen výkon dodávaný vrtulí. K tomuto účelu se používají různé způsoby regulace výkonu vrtule, charakteristické pro jednotlivé typy VTE. V podstatě se jedná o tři způsoby regulace:

- regulace odtržením proudu na listech vrtule s konstantním úhlem nastavení listů, tzv. regulace „stall“,
- regulace přestavováním listů vrtule na větší úhly nastavení a tím snížení vztahové síly a výkonu, tzv. regulace „pitch“,
- regulace přestavováním listů vrtule na menší úhly nastavení a tím snížení vztahové síly, zvýšení odporu a pokles výkonu, tzv. regulace „aktive stall“.

Turbíny regulované režimem „stall“ jsou konstrukčně jednodušší než turbíny s režimem „pitch“, protože nemají technický systém měnící nastavení listů rotoru. V porovnání s „pitch“ regulovanými větrnými turbínami má regulace výkonu „stall“ principiálně následující výhody:

- Jednoduchá konstrukce.
- Nenáročná údržba s ohledem na menší počet pohyblivých částí.
- Vysoká spolehlivost regulace výkonu.

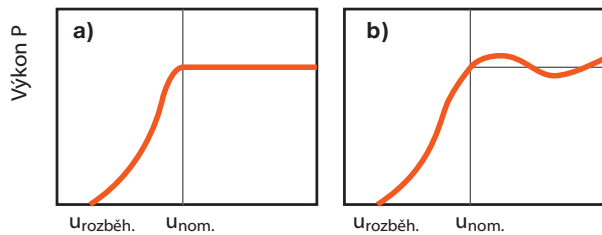
Nevýhodou tohoto způsobu regulace je skutečnost, že výkon vrtule při vysokých rychlostech větru klesá, a tím klesá i její účinnost, což je v případech, kdy je energie větru největší (viz obr. 1). Další nevýhodou je nutnost jemného nastavení listů, často až po zkušebním provozu v konkrétní lokalitě. Nevýhodou je dále neschopnost vrtule samostatně startovat, což se realizuje elektrickým motorem. V současné době režim regulace „stall“ výrobci nabízejí u VTE s nominálním výkonem zhruba do 1000 kW, pouze výjimečně u výkonů větších.

„Pitch“ regulace představuje aktivní systém, který pracuje se vstupním signálem o výkonu generátoru. Vždy, když je překročen nominální výkon generátoru, změní listy rotoru úhel nastavení vůči natékajícímu proudění, čímž dojde ke zmenšení hnacích aerodynamických sil a zmenšení využití výkonu turbíny. Pro všechny rychlosti větru větší než „nominální“ rychlost, která je nutná pro dosažení jmenovitého výkonu, se nastaví úhel náběhu tak, aby turbína dávala právě tento výkon. Větrné elektrárny s „pitch“ regulací jsou více sofistikované než turbíny se „stall“ regulací, protože nastavení listů rotoru se mění průběžně. „Pitch“ regulace má následující výhody:

- dovoluje aktivní kontrolu výkonu v celém rozsahu rychlosti větru,
- zajišťuje vyšší produkci energie ve stejných podmínkách vůči „stall“ regulaci,
- jednoduchý start rotoru turbíny změnou nastavení úhlu náběhu,
- nepotřebuje silné brzdy pro náhlé zastavení rotoru,
- snižuje zatížení listů rotoru při zvýšení rychlosti větru nad „nominální rychlost“,
- výhodná poloha rotorových listů s ohledem na nízké zatížení v případech extrémních rychlostí větru.

Typický průběh výkonové křivky ve větrných elektrárnách s „pitch“ regulací je zřejmý z obr. 1. Nevýhodou této regulace je složitější a výrazně dražší vrtulová hlava, která musí přenášet velké síly působící na listy a přitom ještě zaručovat možnost natáčení listu kolem podélné osy listu.

Obr. 1. Charakteristické výkonové křivky při regulaci výkonu „pitch“ a) „stall“ b)



Regulace typu „active stall“ je v počátečních režimech shodná s předchozím typem regulace „pitch“. Liší se jen v posledním režimu, kdy udržování konstantního výkonu není docilováno zvětšením úhlu nastavení listů, ale zmenšováním tohoto úhlu. V tomto režimu jde o řízení odtržení na listech, proto „active stall“. Výhodou této regulace oproti předcházející je menší citlivost na znečištění povrchu na náběžných hranách listů (hmyz).

1.3.2. Větrné elektrárny s převodovkou a bez převodovky

Vedle tradiční technologie s mechanickou převodovkou, zajišťující převod nízké rychlosti rotoru na mnohem vyšší rotační rychlost konvenčních generátorů, se začaly vyrábět větrné elektrárny bezpřevodkové. Doposud se oba typy větrných elektráren úspěšně uplatňují na mezinárodním trhu. Z předních výrobců uvedených v tab. 2, je představitelem bezpřevodkové technologie společnost Enercon. Oba typy mají své výhody i nevýhody. Rozhodnutí, zda vyrábět větrné elektrárny bez nebo s převodovkou, je často věcí filozofie jednotlivých výrobců, přičemž velký význam má tradice značky, vývojové cíle a ekonomická analýza.

Bezpřevodkové řešení je založeno na využití nízkorychlostních multipólových generátorů, které však mají velké rozměry, což může způsobit jisté problémy v transportu, zejména v megawattové třídě. Na druhé straně se významně sníží počet strojních částí. Není potřebná rozměrově velká převodková skříň, odpadají spojovací prvky, je zmenšený počet rotujících prvků, zjednodušila se gondola a konec konců je jednodušší údržba. Jak při „stall“, tak při elektricky řízené „pitch“ regulaci a při elektricky řízeném systému natáčení gondoly není zapotřebí hydraulických olejů, což je nesporná výhoda pro provoz i údržbu. Argument, že speciální generátory, vyráběné jen pro větrné elektrárny v malých sériích, jsou drahé ve srovnání s klasickými generátory, není ve skutečnosti na místě. Se vzrůstajícím výkonem a velikostí větrných elektráren se klasické generátory a převodovky vyrábějí rovněž v malých počtech, což znamená, že výhoda nižší ceny s ohledem na sériovou výrobu není pravděpodobná.

Tradiční konstrukce větrných elektráren vychází z využití hnacího hřídele, ložisek, převodovek a spojek. Všechny tyto části jsou principiálně normální strojní součástky, které mohou být dodávány specializovanými výrobci. To může garantovat vysokou kvalitu výrobků při nízkých cenách a možnost výměny dodavatele subkomponentů s cílem zvýšit kvalitu nebo snížit cenu. Se současnými výrobními standardy převodovek nepředstavuje hluk způsobený převodovkou důvod ke konstrukci větrných elektráren bez převodovek. V současnosti jsou převodovky schopné dosáhnout dvaceti let životnosti, přičemž výměna mazacího oleje nemusí být častá. Celé soustrojí uvnitř gondoly je rozděleno na kompaktní části, které i v megawattové třídě dovolují snadný transport a montáž na stanovišti.

1.3.3. Stožáry větrných elektráren

Jak vyplývá z firemních nabídek, jsou nejrozšířenější stožáry (věže) větrných elektráren v podobě mírně kónických ocelových tubusů. Se zvětšováním výkonu turbín se zvyšují stožáry, a to v současné době na 100 až 120 m. Z toho důvodu se v nabídce některých dodavatelů objevily pro výšky nad 100 m stožáry betonové (např. Enercon 4,5 MW u Magdeburgu) a věže v podobě příhradové konstrukce. Příhradové stožáry bývají nepříznivě hodnoceny pro svůj „neestetický“ vzhled a řada ochranářů jim dala cejch, že poškozují ráz krajiny. Této kritice oponují jiní, kteří tvrdí, že příhradové stožáry v krajině mají vůči tubusovým následující přednosti:

- Transparentnost, která způsobuje, že příhradové stožáry zvláště při pohledu z větší dálky lépe splývají s krajinou.
- Nepatrná reflexe dopadajícího světla.
- Vhodnost zasazení do určitého rázu krajiny jako je např. lesní prostředí.
- Začlenění do krajiny, kde jsou již instalovány stavby tohoto charakteru (např. stožáry elektrického vedení).

K další přednosti příhradových věží oproti tubusovým je výrazně menší spotřeba oceli, což vede k tomu, že při stejných nákladech lze postavit příhradový stožár o 20 % vyšší než tubusový. Např. firma Nordex nabízí ocelový stožár o výšce 100 m s hmotností 319 t a příhradový stožár výšky 105 m s hmotností 185 t. Firma Fuhrländer nabízí dokonce příhradový stožár s výškou 160 m (hmotnost 350 t). Montáž příhradového stožáru i doprava jeho dílů je jednodušší, což je významná přednost při stavbě větrných elektráren v horských podmínkách. Při povrchové úpravě příhradového stožáru pozinkováním v ohni je zaručena životnost 40 let, čímž odpadá nátěr, který je nutný na ocelových tubusových stožárech.

1.4. Hlavní parametry vyráběných velkých větrných elektráren

Z katalogu Windenergie 2006 (Bundesverband Windenergie e.V.) jsme vybrali přední výrobce VTE, kteří dodali v Německu v r. 2005 cca 94 % instalovaných zařízení. Sortiment nabízených strojů jednotlivých firem charakterizovaných jmenovitým výkonem, průměrem rotoru a výškou věží, je zřejmý z tab. 2. Pouze dvě z uvedených firem nabízejí zařízení s nominálním výkonem pod 1 MW. Naproti tomu není nabídka VTE s nominálním výkonem 2500 kW a vyšším žádnou zvláštností. Řada firem nabízí pro generátory stejného výkonu vrtule s více variantami jejich průměru. V katalogové nabídce lze nalézt zařízení s výkonem 5000 kW firmy Repower 5M s průměrem rotoru 126 m a výšce věže 100 až 120 m. Není uvedeno zařízení firmy Enercon E-112 4500 kW s průměrem rotoru 114 m na věži o výšce 124 m, které je vybudováno u Magdeburgu.

Tab. 2: Hlavní parametry větrných elektráren vybraných předních výrobců

Enercon GmbH			
Dreekamp 5, D-26605 Aurich			
typové označení	jmenovitý výkon [kW]	průměr rotoru [m]	výšky věží [m]
E-33	330	33,4	49
E-44	900	44	49
E-48	800	48	49, 55, 64, 75
E-53	800	53	72, 92
E-70	2300	71	63,84,98,112
E-82	2000	82	69,77,97,107
VESTAS Deutschland GmbH			
Otto-Hahn-Strasse 2, D-25813 Husum			
typové označení	jmenovitý výkon [kW]	průměr rotoru [m]	výšky věží [m]
V 52	850	52	65, 74, 86
V 80	2000	80	60, 85, 95, 100
V 90	2000	90	80, 95, 105
V 100	2750	100	100
V 90	3000	90	80, 105
GE Energy			
Holsterfeld 16, D-48499 Salzbergen			
typové označení	jmenovitý výkon [kW]	průměr rotoru [m]	výšky věží [m]
GE 1,5 s/1,5se	1500	70,5	53, 65, 80, 85
GE 1,5sl/1,5 slr	1500	77	61, 65, 70, 80
GE 1,5 xle	1500	82,5	59, 80, 100
GE 2,5 xl	2500	100	100
GE 3,0 s	3000	90	70
GE 3,6 sl	3600	111	individuálně
Nordex AG			
Bornbach 2, D-22848 Norderstedt			
typové označení	jmenovitý výkon [kW]	průměr rotoru [m]	výšky věží [m]
N 60	1300	60	46, 60, 69
S 70	1500	70	65, 85, 98, 114
S 77	1500	77	62, 80, 90, 100
N 90	2300	90	80, 100, 105
N 80	2500	80	60, 80
N 90/2500 HS	2500	90	80
N 90/2500 LS	2500	90	80, 100
Siemens Wind Power GmbH			
Speicher 16, Cuxhavener Strasse 10a, D-28217 Bremen			
typové označení	jmenovitý výkon [kW]	průměr rotoru [m]	výšky věží [m]
1,3 MW/62	1300		68, 80, 90
2,3 MW/82-VS	2300	82	58, 90, 100
2,3 MW/93-VS	2300	93	88, 93, 103
3,6 MW/107-VS	3600	107	80, 96

Repower Systems AG

Rödemis Hallig, D-25813, Husum

typové označení	jmenovitý výkon [kW]	průměr rotoru [m]	výšky věží [m]
MD 70	1500	70	65, 80, 85, 90
MD 77	1500	77	62, 85, 100, 112
MM 70	2000	70	55, 65, 80
MM 82	2000	82	59, 80, 100
MM 92	2000	92,5	80, 100
5M	5000	126	100, 120

1.4.1. Větrná elektrárna Vestas V90 – 2,0 MW

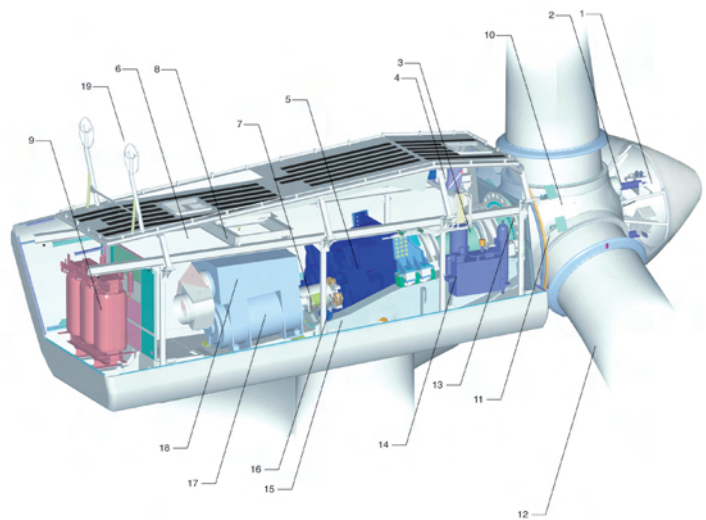
Jako představitel skupiny větrných elektráren s převodovkou jsme zvolili větrnou elektrárnu Vestas V90 – 2,0 MW. Jedná se o typ větrné elektrárny s moderní technologií a řídící se svým výkonem do kategorie největších.

Hlavní segmenty stroje a rotorové hlavy jsou uvedeny na obr. 2. Rotor je vybaven zařízením OptiSpeed, které umožňuje, aby rotor pracoval s variabilním počtem otáček. Větrná elektrárna je regulována naklápěním listů trojlistého rotoru (pitch) pomocí zařízení OptiTip, což je zvláštní regulační systém naklápění listů firmy Vestas, kdy úhel nastavení listů je vždy optimálně přizpůsoben příslušným větrným podmínkám. Tímto je optimalizována výroba energie i hladina hluku. Mechanická energie je od rotoru přenášena hlavní hřídelí přes převodovku na generátor.

Přenos výkonu z převodovky na generátor se uskutečňuje pomocí kompozitní spojky. Generátor je speciální, čtyřpólový, asynchronní s vinutým rotorem. Při vyšších rychlostech větru zajišťuje OptiSpeed systém a regulace naklápění OptiTip, aby odevzdávaný výkon ležel nezávisle na hustotě vzduchu v oblasti jmenovitého výkonu. Při nízkých rychlostech větru optimalizují systémy OptiTip a OptiSpeed výkon nastavením počtu otáček a vhodného úhlu listů rotoru. Zabrzdění větrné elektrárny je prováděno nastavením listů rotoru do praporu. Parkovací brzda je na vysokorychlostní hřídeli převodu. Veškeré funkce větrné elektrárny jsou kontrolovány a řízeny řídicími jednotkami na bázi mikroprocesorů. Změny úhlu nastavení jsou aktivovány hydraulickým systémem, který umožňuje pohyb listů rotoru axiálně až o 95°. Čtyři elektricky poháněné převodovky zajišťují nastavení osy gondoly do směru větru.

Tab. 3: Vybraná technická data a schéma větrné elektrárny Vestas V-90, 2 MW (Windenergie 2006)

Jmenovitý výkon	2000 kW
Jmenovitá rychlost větru	14,0 m.s ⁻¹
Zapojovací rychlost větru	4,0 m.s ⁻¹
Odpojovací rychlost větru	23,0 m.s ⁻¹
Průměr rotoru	90,0 m
Plocha rotoru	6362 m ²
Počet listů rotoru	3
Počet otáček rotoru	8,2–17,3 ot./min
Hmotnost včetně náby	36,3 t
Hmotnost gondoly (bez rotoru)	68,0 t
Generátor	asynchronní, zdvojené napájení
Počet otáček generátoru	1680 ot./min
Napětí	690 V
Regulace výkonu	„pitch“
Regulace otáček	aktivní naklápěním listů vrtule
Hlavní brzdový systém	nastavení listů do praporu
Vedlejší brzdový systém	kotoučové brzdy
Natáčení gondoly	4 elektrické motory
Výška a hmotnost kónických ocelových věží	80,0 m – 147 t
	95,0 m – 200 t
	105,0 m – 224 t



Obr. 2 Větrná elektrárna Vestas V-90 – schéma

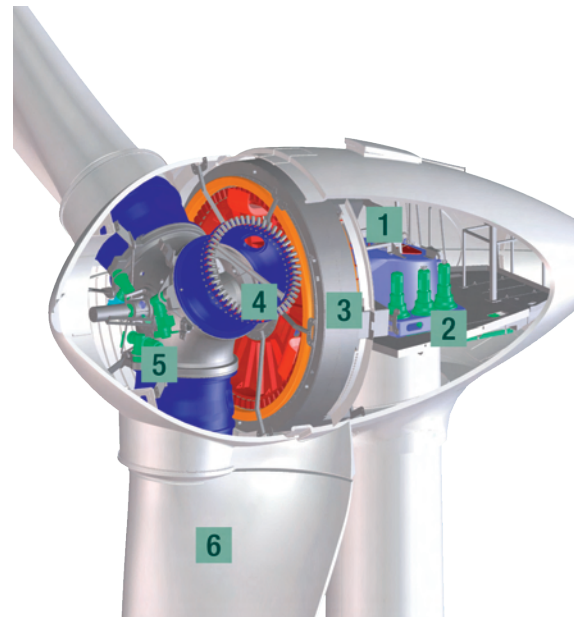
- | | | |
|-----------------------|-------------------------|------------------------|
| 1 řízení listů rotoru | 8 servisní jeřáb | 15 základní rám |
| 2 pitch válec | 9 transformátor | 16 otáčivý věnec |
| 3 hlavní hřídel | 10 rotorová hlava | 17 OptiSpeed generátor |
| 4 chlazení oleje | 11 ložisko listu rotoru | 18 chlazení generátoru |
| 5 převodovka | 12 list rotoru | 19 anemometr |
| 6 VMT Top řízení | 13 aretace | |
| 7 disková brzda | 14 hydraulická jednotka | |

1.4.2. Větrná elektrárna Enercon E82 – 2,0 MW

Na evropském trhu první místo v prodeji zaujímá německá firma Enercon, která vyrábí bezpřevodovkové větrné elektrárny. Větrnou elektrárnu Enercon E82 2,0 MW uvádíme jako představitele tohoto konstrukčního směru – viz obr. 3. Koncepce těchto strojů vychází ze zmenšení počtu hnacích soustrojí, když rotor je přímo spojen s multipólovým generátorem, který má otáčky shodné s otáčkami rotoru. Tento konstrukční princip umožňuje redukovat ztrátu energie mezi rotorem a generátorem, snížit hlukové emise od mechanických částí strojovny, snížit pravděpodobnost opotřebení mechanických částí, snížit ztrátu energie třením v převodovce, odbourat potřebu oleje a pravidelné výměny oleje v převodovce. Připojovací systém Enercon zabezpečuje splnění požadavků vstupu do sítě z generátoru, který je založen na principu synchronního stroje. Firma Enercon vyvinula rotory pracující režimem „pitch“, které, jak uvádí výrobce, mají vysokou účinnost, dlouhou životnost a malou emisi hluku.

Tab. 4, obr. 3: Technická data a schéma větrné elektrárny Enercon E82–2,0 MW (zdroj Enercon, 2006)

Jmenovitý výkon	2000 kW
Jmenovitá rychlost větru	12,0 m.s ⁻¹
Zapojovací rychlost větru	2,0 m.s ⁻¹
Odpojovací rychlost větru	22,0-28,0 m.s ⁻¹
Průměr rotoru	82,0 m
Plocha rotoru	5281 m ²
Počet listů rotoru	3
Počet otáček rotoru	6–19,5 ot/min
Hmota včetně náby	37,2 t
Hmota gondoly (bez rotoru)	67,5 t
Generátor	synchronní, prstencový
Počet otáček generátoru	6 – 19,5 ot/min
Napětí	400 V
Regulace výkonu	„pitch“
Regulace otáček	aktivní naklápěním listů vrtule
Hlavní brzdový systém	nastavení listů
Vedlejší brzdový systém	nastavení listů
Natáčení gondoly	6 elektrických motorů
Výšky věží:	
kónická ocelová	70,0 m
kónická ocelová	78,0 m
kónická betonová	98,0 m
kónická betonová	108,0 m



1. Nosič strojovny
2. Motor pro natáčení gondoly
3. Generátor
4. Adaptér pro natáčení listu
5. Hlava rotoru
6. List rotoru

2. Větrná energetika na území ČR do současnosti

Na území České republiky, obdobně jako v jiných evropských státech, se v minulosti energie větru využívala ve větrných mlýnech. Historicky je doloženo postavení prvního větrného mlýna na území Čech, Moravy a Slezska v roce 1277 v zahradě Strahovského kláštera v Praze (Pokorný). Největší rozkvět větrného mlynářství v Čechách byl ve 40. letech 19. století, zatímco na Moravě a ve Slezsku až koncem 70. let 19. století. Z práce Pokorného (1973) vyplývá, že na území Čech je dokumentována existence 198 větrných mlýnů. Práce Buriana (1965) dokládá existenci 681 větrných mlýnů na území Moravy a Slezska. Celkem tedy bylo na území České republiky 879 historicky doložených větrných mlýnů.

Zajímavou otázkou je úroveň větrného potenciálu v místech větrných mlýnů. V době jejich výstavby nebyly většinou na meteorologických stanicích k dispozici přístroje na měření rychlosti větru. Síla větru se určovala odhadem podle účinků na kouř, stromy, budovy, člověka. Po určení průměrné roční rychlosti větru modelem VAS (kap. 4. 3. 1) v 66 lokalitách větrných mlýnů, jejichž zeměpisné souřadnice byly k dispozici (Koč, osob. sděl.) se ukázalo, že 23 % poloh bylo vybráno velmi úspěšně a ve 26 % případů byly větrné mlýny postaveny v nepříliš vhodných větrných poměrech. Z těchto výsledků je zřejmé, že existence větrného mlýna ještě nemusí být věrohodným argumentem pro stavbu větrné elektrárny.

Další etapou využití větrné energie na území Čech, Moravy a Slezska bylo období větrných turbín pohánějících vodní čerpadla. Časově je toto období spojeno s prvním dvacetiletím 20. století. Největším výrobcem větrných motorů byla firma Antonín Kunz v Hranicích na Moravě, pozdější Sigma, n. p. /Jaroš/. První českou obsáhlou monografií o větrných motorech a elektrárnách v rozsahu 368 stran byla práce Kašpara /1948/. S velkým časovým odstupem /1991/ byl vydán překlad z ruštiny od autora Šeftera s názvem „Využití energie větru“. Poslední monografie, zabývající se tematikou větrných motorů a elektráren od Rychetníka et al., vyšla v roce 1997. Na tomto místě je třeba uvést, že od roku 1994 vydává Česká společnost pro větrnou energii dvakrát ročně odborný časopis Větrná energie. Zvlášť významná jsou monotematická čísla, jako např. Meteorologie ve větrné energetice /1997/.

Výroba velkých větrných elektráren v České republice začala koncem 80. a začátkem 90. let minulého století. Z iniciativy ředitele závodu Mostárny ve Frýdku–Místku, jenž byl součástí Vítkovických železáren, připravil tým konstruktérů technologicky výrobu větrných elektráren s výkonem 75 kW. Bylo vyrobeno několik kusů, z nichž jeden, stále jako nefunkční, přežívá v Božím Daru v Krušných horách. Postupně se přešlo k výrobě větrných elektráren s výkonem 315 kW, z nichž jediná byla v provozu v Mladoňově u Šumperka a v r. 2004 byla přestěhována do lokality Nový Kostel v okrese Cheb.

Konstruktérské zkušenosti získané v závodě Mostárny měly významný podíl na vzniku společností zabývajících se výrobou větrných elektráren. V roce 1993 vznikla společnost ENERGOVARS, která vyrobila dva kusy EWT 315 a jednu větrnou elektrárnu EWT o výkonu 630 kW. Tyto větrné elektrárny jsou stále v provozu. Ve stejném roce vznikla společnost EKOV, která vyrobila 5 ks větrných elektráren E-400 kW, z nichž čtyři byly v provozu na Novém Hrádku. Podrobnější informace jsou v článku /27/. Mluvíme-li o výrobcích větrných elektráren, nesmíme pominout českou výrobu listů rotorů, které byly instalovány jak např. na strojích E-400 kW, tak i na celé řadě malých větrných elektráren. Jde o firmu FORTE Mostkovice, a. s., později EWCZ, s. r. o.

Poslední větrná elektrárna české výroby v první etapě rozvoje větrné energetiky na území ČR byla postavena v roce 1996. České společnosti, které se na začátku 90. let minulého století zabývaly výrobou větrných elektráren, neměly vzhledem k nedostatku finančních prostředků vývojové zázemí, nemohly zajistit etapu zkušebního provozu, a proto jejich výrobky vykazovaly značnou poruchovost. V důsledku nízké výkupní ceny elektrické energie z větrných elektráren, která se v té době pohybovala v rozmezí 0,9 až 1,13 Kč/kWh se nevytvořil český trh s větrnými elektrárnami. Nebyl možný ani export těchto zařízení, protože nebyla certifikována.

Z těchto důvodů uvedené společnosti zanikly a tehdejší předstih České republiky, např. před Rakouskem, v instalovaném výkonu ve větrných elektrárnách po roce 1995 jsme rychle ztratili. Zánikem společností, které vyráběly větrné elektrárny, vznikly těžkosti s údržbou a opravami instalovaných turbín. Nezájmem státních orgánů o novou vznikající výrobní oblast, pro kterou byly v naší republice rozvinuté technologie výroby řady komponent pro větrné elektrárny, přišly průmyslové podniky o nezanedbatelný počet pracovních míst.

2. 1. Velké větrné elektrárny vyráběné v ČR

Společnost ČKD Nové energo, a.s. Praha, začala v r. 2005 vyrábět VTE Vensys 77 v licenci německé firmy VENSYS Energiesysteme GmbH, se sídlem v Saarbrückenu. K 31. 7. 2006 bylo vyrobeno v ČKD Nové energo, a.s., 6 zařízení Vensys 70, která byla exportována (Kanada 4 ks, Německo, Čína). Tyto stroje využívají vícepólové synchronní generátory buzené permanentními magnety. Základní technické parametry uvádí tab. 5.

V první polovině r. 2006 oznámila společnost Wikov Wind, a.s., se sídlem v Praze úmysl vyrábět větrné elektrárny s výkonem 2000 kW s označením W 2000 spg. Označení spg vychází z použití systému proměnlivého převodového poměru, který umožňuje plynule měnit převodový poměr v závislosti na rychlosti větru a rychlosti otáček rotoru. Nejsou k dispozici údaje o počtu vyrobených zařízení případně lokalit s jejich instalací. Základní technické parametry shrnuje tab. 6.

Tab. 5: Vybraná technická data větrné elektrárny Vensys 77

Jmenovitý výkon	1500 kW
Jmenovitá rychlost větru	11 m.s ⁻¹
Zapojovací rychlost větru	3 m.s ⁻¹
Odpojovací rychlost větru	22,0 m.s ⁻¹
Průměr rotoru	77,0 m
Plocha rotoru	4657 m ²
Počet listů rotoru	3
Počet otáček rotoru	9–17,3 ot/min
Hmotnost rotoru 31 t	
Hmotnost gondoly (bez rotoru)	50 t
Generátor	vícepólový–synchronní, buzený permanentními magnety
Počet otáček generátoru	přímý pohon
Napětí	620 V
Regulace výkonu	„pitch“
Regulace otáček	mikroprocesorem
Hlavní brzdový systém	3 nezávisle natáčivé listy „pitch“
Zabržděný stav	ukotvení
Natáčení gondoly	4 elektrické motory
Výšky a hmotnosti věží: kónická ocelová	61,5 m
kónická ocelová	85,0 m – 145,0 t
kónická ocelová	100,0 m
příhradová	111,0 m

Tab. 6: Vybraná technická data větrné elektrárny W 2000 spg

Jmenovitý výkon	2000 kW
Jmenovitá rychlost větru	12,5 m.s ⁻¹
Zapojovací rychlost větru	3,5 m.s ⁻¹
Odpojovací rychlost větru	22,0–28,0 m.s ⁻¹
Průměr rotoru	80,0 m
Plocha rotoru	5026 m ²
Počet listů rotoru	3
Počet otáček rotoru	12–19 ot/min
Generátor	synchronní
Regulace výkonu	„pitch“
Regulace otáček	natáčení listů vrtule, mechanická kotoučová brzda
Natáčení gondoly	4 servomotory
Věž kuželovitá ocelová	78 m

2.2. Velké větrné elektrárny na území ČR do současnosti

V České republice se po roce 1989 projevil zvláštní fenomén v dynamice rozvoje větrné energetiky. Můžeme říci, že jde o český paradox. Zatímco ve státech západní Evropy probíhal nárůst ročně instalovaných výkonů větrných elektráren exponenciální řadou, v České republice bylo možno podobný trend pozorovat v období let 1990–1995. Po tomto roce měla vývojová křivka klesající tendenci. Do konce roku 1995 byly na území ČR vybudovány 24 větrné elektrárny (uvažujeme-li výkon nejméně 50 kW) s celkovým okamžitým výkonem 8220 kW. Z tohoto počtu bylo demontováno šest větrných elektráren (Bílý Kříž, Frýdek–Místek, Hory–Jenišov, Strabenice, Boršice, Kuželov) s celkovým výkonem 1075 kW a mimo provoz je 11 větrných elektráren s celkovým výkonem 2220 kW. Rostoucí trend počtu VTE a instalovaného výkonu se nastolil až po r. 2002, jistě v souvislosti s cenovou politikou ERÚ, když v letech 2002 a 2003 byly výkupní ceny elektrické energie z VTE ve výši 3,0 Kč/kWh.

2.2.1. Demontované a neprovozované větrné elektrárny

Větrná elektrárna TACKE 60 kW na **Bílém Kříži** v Moravsko-slezských Beskydech měla v důsledku situování v CHKO povolení k provozu pouze na dva roky. Provoz byl zahájen v roce 1992 a za dva roky byla demontována.

Větrná elektrárna Vítkovice 75 kW v lokalitě **Hory–Jenišov**, postavená v roce 1992, nebyla zkolaudována a patrně neměla dostatečný větrný potenciál. Byla demontována.

Větrná elektrárna Vítkovice 315 II o výkonu 315 kW ve **Strabenicích u Kroměříže**, vybudovaná v roce 1993 byla po poškození vichřicí demontována. Větrná elektrárna EKOV 400 kW v **Boršicích u Buchlovic** byla vybudována v roce 1994. Po řadě technických závad a vykradení části stroje, která byla při opravě uložena vedle sloupu, byla celá větrná elektrárna v roce 1997 demontována.

V blízkosti renovovaného větrného mlýna v **Kuželově u obce Hrubá Vrbka** (býv. okres Hodonín) byla v roce 1990 postavena větrná elektrárna dánské výroby DWP–D150 kW. Tato turbína byla původně ve vlastnictví JZD Hrubá Vrbka. Po období, kdy bylo JZD v konkurzu, byla VTE z provozu odstavena. V r. 1990 se stalo novým majitelem Sdružení obcí mikroregionu Horňácko, které zařízení zprovoznilo, ale posléze je odprodalo společnosti Exxon, a. s., která VTE demontovala a na sloup

zvýšený o 10 m vysokou příhradovou konstrukcí instalovala měření složek větru. Největší roční výroba do roku 1999 byla zaznamenána v roce 1993 a to 220 MWh.

Do kategorie demontovaných větrných elektráren nelze formálně zařadit turbínu Vítkovice 75 kW v **Božím Daru**, která byla do provozu uvedena na podzim roku 1992, jde však o zařízení, které je dlouhodobě mimo provoz. Po mnoha technických peripetiích bylo zařízení odstaveno z provozu v roce 1994. Snad proto, že větrná elektrárna působí jako charakteristická kulisa obce, nebylo dosud zařízení demontováno.

Podobný osud jako VTE v Božím Daru stihl i VTE v **Nové Vsi v Horách** s označením MEDIT 320 kW, italského výrobce WEST. Tato dvoulistá VTE byla postavena začátkem r. 1994. Po ročním provozu bylo a je zařízení mimo provoz i když v r. 2002 byla provedena generální oprava. Pravděpodobný důvod neobnovení provozu byl nesplněný limit hlukové emise (zhruba 100 m od zástavby, dvoulistá vrtule má větší hlukovou emisi než třílistá v důsledku vyšších otáček).

2.2.2. Větrné elektrárny v provozu

Lokalita **Mravenečník v Hrubém Jeseníku** na hřebenu Medvědí hory patří svou nadmořskou výškou 1150 m k nejvýše položeným větrným elektrárnám v Evropě. V roce 1993 zde byla vybudována větrná elektrárna Wind World W-2500 o výkonu 250 kW. Posléze, kdy ČEZ, a. s., začal v této lokalitě budovat středisko obnovitelných zdrojů energie (přečerpávací vodní elektrárna, sluneční panely), byla v roce 1995 postavena EWT-315 kW a v roce 1996 EWT 630 kW; obě elektrárny od českého výrobce ENERGOVARIS. Provozovatel se mj. musel zabývat značnými problémy, jako např. odcizení řídicího systému z dánské elektrárny, zpětrhání v zemi uložených kabelů povodní v roce 1997, dlouhodobý „ladicí provoz“ turbíny EWT 630 kW a odstranění rezonování tubusu při určitém rozsahu rychlosti větru. Za r. 2005 byla úhrnná výroba elektrické energie 458 MWh.

Dosud největší farma u nás, a to šesti větrných elektráren Vestas V39-500 kW, byla postavena v **Ostružné** (okres Šumperk). Stavba byla realizována v roce 1994 v nadmořské výšce 720 m. Při provozu do konce roku 1997 se projevil nepříznivý vliv námrazy a zásah blesku, který v roce 1997 poškodil rozvodnu a elektrické zařízení jednotlivých větrných elektráren. Zmíněné meteorologické vlivy však nebyly hlavním důvodem, proč farma vyráběla méně než polovinu očekávané roční výroby. Příčinu lze hledat jak ve vzájemném umístění jednotlivých turbín, hlavně však v chybném určení průměrné rychlosti větru a z toho vypočtené zásoby větrné energie. Nízká výkupní cena energie a proti předpokladu nižší výroba byly důvodem, že vlastník se dostal do platebních potíží a na farmu byl vyhlášen konkurz. Od roku 2002, kdy nový vlastník VE Ostružná, s. r. o., provedl po odstávce potřebné opravy, je farma větrných elektráren v provozu. V období 1995 až 1998 farma šesti větrných elektráren v průměru za rok vyráběla zhruba 2000 MWh. Obdobně i za r. 2005 byla výroba 2000 MWh.

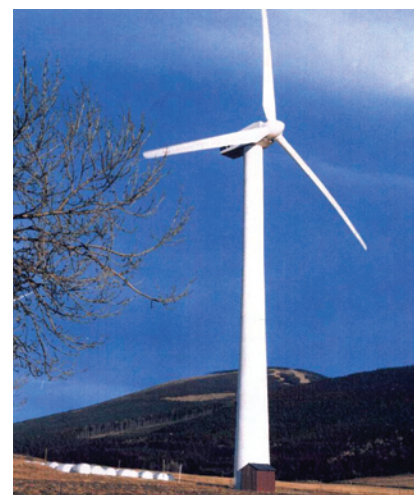
Na vrcholu poutní hory **Hostýn** (735 m n. m.) vybuodovala v dubnu roku 1994 Matice svatohostýnská větrnou elektrárnu Vestas V27-225 kW. Římskokatolická duchovní správa Svatý Hostýn provozuje tuto turbínu dosud. Skutečná roční výroba se pohybuje mezi 300 až 400 MWh. V listopadu 1999 dosáhla výroba až 65 MWh. K této turbíně je třeba doplnit, že stavba byla realizována i přes silné protesty pracovníků ochrany krajiny na okresní i ministerské úrovni.

Velká Kraš u Vidnavy (okres Jeseník) je lokalitou (315 m n. m.), kde v září roku 1994 postavila obec větrnou elektrárnu Vestas V29-225 kW. Tento typ elektrárny je vybaven dvěma generátory, přičemž slabší o výkonu 50 kW je určen pro nižší rychlosti větru (rozběh. rychlost 2,5 m/s). V roce 1995 vyrobila větrná elektrárna 281,2 MWh. Do roku 1998 byla průměrná roční výroba 248,7 MWh. Za r. 2005 byla roční produkce 39,8 MWh.

Zhruba 200 m od okraje města **Nový Hrádek** (okr. Náchod) na kopci s výškou 578 m postavila v létě r. 1995 firma ALVYEN, s. r. o., na základech původně budovaných pro VE 315-Vítkovice, a. s., čtyři větrné elektrárny EKOV-400 kW. Jednalo se o provozně neodzkoušená zařízení, kdy řada problémů byla odstraňována během montáže a uvádění do provozu. Mimo jiné docházelo k významnému „přetáčení“ elektrárny. Zkušební provoz farmy byl povolen stavebním úřadem Náchod do 30. 9. 1997, nebyl však realizován pro závady a vysoké hlukové emise. Postupně se vlastníkem farmy stala VČE, a. s., Hradec Králové, která provedla řadu konstrukčních úprav a celkovou repasi. Na podzim r. 2002 byl úředně povolen pouze denní provoz farmy z důvodu překročení limitu hlukové emise v nočních hodinách. Po 1. 1. 2006 přešla farma VTE pod správu společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje energie, s. r. o., která připravuje demontáž původních zařízení a přípravu stavby dvou VTE s nominálním výkonem každé 2 MW.



Obr. 4: Lokalita Mravenečník v Hrubém Jeseníku (ČEZ, a. s.)



Obr. 5: Jedna ze šesti VTE Vestas V39-500 v lokalitě Ostružná v členité vrchovině Hrubého Jeseníku (autor B. Koč)

Neklid (1099 m n. m.) v blízkosti obce **Boží Dar** v Krušných horách je lokalita, kam byla přemístěna v roce 2001 větrná elektrárna EWT 315 kW z Dlouhé Louky. Tato větrná elektrárna ve vlastnictví ČEZ, a. s., byla v provozu od listopadu 1993 do prosince 2000 a měla pouze povolení na dočasný provoz. Pracovníci Ústavu fyziky atmosféry AV ČR prováděli na této „demonstrační“ větrné elektrárně speciální měření, mj. i na meteorologickém stožáru s výškou 48 m. Významné bylo i určení vlivu námrazy na provoz větrné elektrárny. Výsledky byly publikovány ve vědeckých zprávkách a řada z nich i v časopise Větrná energie. Protože se jednalo o první větrnou elektrárnu typu EWT 315 kW, projevila se řada technických závad (hlavní převodovka, tlakové mazání, vinutí generátoru, úroveň hlukové emise, únik oleje z hydrauliky atd.). V období 1994–1999 bylo dosaženo nejvyšší roční výroby v roce 1995, a to 303 MWh, přičemž očekávaná roční výroba, určená na základě ročního měření rychlosti větru, byla 525 MWh. Vysvětlení této disproporce vychází ze skutečnosti, že větrná elektrárna pracovala během osmi let pouze 34,3 % z celkové doby, přičemž pouze 11,3 % výpadku bylo vyvoláno slabým větrem. Po přemístění na novou lokalitu byla elektrárna EWT 315 kW ve zkušebním provozu od března 2003, kolaudační řízení proběhlo v únoru 2005. Provozovatelem VTE je společnost Energo–projekty, Chrudim.

V prosinci roku 2002 byla u obce **Protivanov** na Drahanské vrchovině (680 m n. m.) postavena větrná elektrárna Fuhrländer FL. Elektrárna má generátor se dvěma vinutími, a to 20 a 100 kW. Startuje při rychlosti větru 2,5 m.s⁻¹, jmenovitého výkonu dosahuje při rychlosti větru 12 m.s⁻¹. Třílístý rotor má průměr 21 m a regulaci stall. Výška tubusu je 33 m. Na základě stožárového měření rychlosti větru je předpokládána roční produkce 192 MWh.

U obce **Jindřichovice pod Smrkem** (410 m n. m.) ve Frýdlantském výběžku dodaly v polovině května 2003 první kilowatt-hodiny do sítě dvě větrné elektrárny typu Enercon E-40 s nominálním výkonem každé 600 kW. Výška tubusů je 65 m, průměr rotoru je 44 m. Rozběhová rychlost větru je 2,5 m.s⁻¹, nominální výkon je dosažen při rychlosti větru 13 m.s⁻¹. Jedná se o bezpřevodkovou větrnou elektrárnu s mnohapólovými prstencovými synchronními generátory. Při provozu dosahuje rotor 18 až 34 ot/min. Roční produkce obou VTE byla v r. 2004 1200 MWh a v r. 2005 1083 MWh. Lokalita se neřadí z hlediska úrovně větrného potenciálu k nejhodnějším. Kapacitní faktor se pohybuje kolem 0,11.



Obr. 6: Větrná elektrárna RE power, MD-70 15 MW v Nové Vsi v Horách, situovaná na vrcholu Strážného vrchu (autor Zelinka)

elektrické energie celým parkem VTE za r. 2005 byla 3446 MWh, kapacitní faktor byl 0,219.

Na **Lysém vrchu** (643 m n. m.) v jihozápadní části Frýdlantského výběžku, v lokalitě, kde byla původně připravovaná stavba farmy VTE Vestas, bylo v r. 2004 postaveno pět starších VTE Tacke 500, později byla dostavěna ještě jedna VTE stejného typu. Výrazně příznivé větrné poměry lokality potvrzuje i výroba elektrické energie za r. 2005 v hodnotě 3774 MWh.

V lokalitě **Pohledy** (570 m n. m.), jihovýchodně od Svitav, byla v r. 2004 uvedena do provozu VTE Fuhrländer FL250 na sloupu s výškou 42 m. Průměr rotoru je 29 m, zapojovací, odpojovací a nominální rychlost větru je 2,5, 25,0 a 15,0 m.s⁻¹. Počet otáček rotoru 29–38 ot/min, generátoru 750–1000 ot/min. Regulace výkonu stall.

Na vrcholu kopce (585 m n. m.) v blízkosti obce **Mladoňov** uvedl do provozu soukromý investor v r. 1992 VTE Vítkovice VE 315 kW, která byla nahrazena v r. 1995 zdokonaleným typem Vítkovice VE 315-1. V r. 1998 v období leden až říjen byla výroba elektrické energie v hodnotě 250 MWh. Tento stroj byl demontován a v r. 2005 postaven v lokalitě Nový Kostel. Na této lokalitě byla v r. 2004 vybudována renovovaná VTE Tacke 500. Tato turbína vykazovala v r. 2005 výrobu 267 MWh (kapacitní faktor 0,061). Zajímavé je porovnání uvedených výrob elektrické energie.

V **Nové Vsi v Horách** (Krušné hory) na Strážném vrchu (761 m n. m.) v blízkosti VTE MEDIT 320 kW v červnu 2003 byla uvedena do provozu VTE Repower MD 70 s výkonem 1500 kW na sloupu o výšce 65 m (viz obr. 6). V době instalace to byla VTE na území ČR s největším nominálním výkonem. Rozpětí vrtule je 70 m, počet otáček 10,6–19,0 ot/min, zapojovací rychlost větru 3,5 m.s⁻¹, odpojovací rychlost 25 m.s⁻¹, jmenovitá rychlost větru je 13,0 m.s⁻¹. V prosinci 2004 byla uvedena do provozu druhá VTE stejného typu. V současnosti jsou v lokalitě vybudovány základy pro další čtyři stroje, jejichž výstavbu předpokládá investor v r. 2007. Roční produkce první VTE byla v r. 2004 3739,4 MWh (kapacitní faktor 0,285), v r. 2005 pak 3247,6 MWh (kapacitní faktor 0,247), produkce druhé VTE v r. 2005 byla 3236,7 MWh (kapacitní faktor 0,246). Pokles kapacitního faktoru v r. 2005 na VTE 1 byl způsoben menší rychlostí větru.

V září r. 2004 u obce **Loučná v Krušných horách** (930 m n. m.) byly uvedeny do provozu 3 VTE DeWind D4 na sloupech o výšce 60 m, každá s výkonem 600 kW. Průměr vrtule je 48 m s regulací otáček „pitch“, počet otáček 15 až 29,2 ot/min, jmenovitá rychlost větru 11,5 m.s⁻¹, zapojovací rychlost 2,5 m.s⁻¹, vypořádání 19 m.s⁻¹. Výroba



Obr. 6: Větrná elektrárna Enercon E-40 u Jindřichovic pod Smrkem (autor B. Koč)

Jako první v západních Čechách a to v okrese Cheb u obce Čižebná byly v r. 2005 uvedeny do provozu tři repasované VTE Tacke 500 kW a VTE Vítkovice 315–1, která byla přemístěna z lokality Mladoňov. Výroba elektřiny za r. 2005 celou farmou VTE byla 64 MWh. Bližší údaje nejsou k dispozici.

U obce **Petrovice** ve východní části Krušných hor ve výšce 615 m n. m. byla na tubusu 80 m vysokém v r. 2005 uvedena do provozu VTE Enercon E–70 s nominálním výkonem 2 MW. Byla to na území ČR v té době první dvoumegawattová turbína. (viz kap. 1.5.) Od 1.7.2005, kdy byla VTE uvedena do provozu, bylo vyrobeno 2493 MWh, čemuž odpovídá kapacitní faktor 0,282.

V listopadu r. 2005 u **Protivanova** (kolem 680 m n. m.) byly vybudovány dvě VTE Repower MD 77, s nominálním výkonem 1500 kW s osami turbín ve výšce 85 m. Průměr rotoru je 77 m s otáčkami v intervalu 9,6–17,3 ot/min, zapojovací, odpojovací a nom. rychlost větru 3,5, 20,0 a 12,5 m.s⁻¹. Generátoru s otáčkami 1000–1800 ot/min je předřazena převodovka.

Inspirující pro výstavbu u obce **Břežany** mohla být výstavba elektráren na rakouském území. Jde o lokalitu sice s malou drsností zemského povrchu, ale s nadmořskou výškou jenom kolem 230 m. Investoři patrně sází na výrobu při orograficky zesílených větrech z jihovýchodního sektoru. Bylo zde postaveno pět VTE Vestas V52–850 kW na tubusech o výšce 86 m. Průměr rotoru je 52 m, otáčky rotoru leží v rozmezí 14,0–31,4 ot/min. Jde o VTE s převodovkou, s asynchronním generátorem s otáčkami od 868 do 1946 ot/min.

V blízkosti vrcholu kopce Hraničný (636 m n. m.) u obce **Hraničné Petrovice** byla v r. 2005 postavena jednak VTE Vestas V52–850 kW a dále Nordex N54–1000 kW s osou turbíny ve výšce 70 m. Ve druhém případě jde o repasovanou turbínu, která má povolený vstup do sítě v úrovni 850 kW.

Průměr rotoru je 54 m, počet otáček rotoru 14–22 min⁻¹, zapojovací, odpojovací, nominální rychlost větru je 3,0 25,0 a 14,0 m.s⁻¹. Redukce výkonu systémem „stall“.

Dvě VTE DeWind D4–600 kW byly postaveny v lokalitě **Gruna–Žipotín** (kolem 530 m n. m.) v květnu r. 2006. Výška tubusů obou VTE je 60 m. Průměr rotoru je 48 m, počet otáček 15 až 29,2 ot/min, zapojovací, odpojovací a nominální rychlost větru je 2,5, 19,0 a 11,5 m.s⁻¹. Regulace otáček režimem „pitch“. Zařízení pracuje s převodovkou.

V červnu r. 2006 společnost WINDTEX postavila na lokalitě **Vrch Tří Pánů** (kolem 860 m n. m.) v blízkosti Bouřňáku ve východní části Krušných hor tři VTE Enercon E–70 2 MW na tubusech o výšce 80 m (viz obr. 7). Jedná se o farmu VTE dosud s největším instalovaným výkonem. Technologie je obdobná jako v Petrovicích.

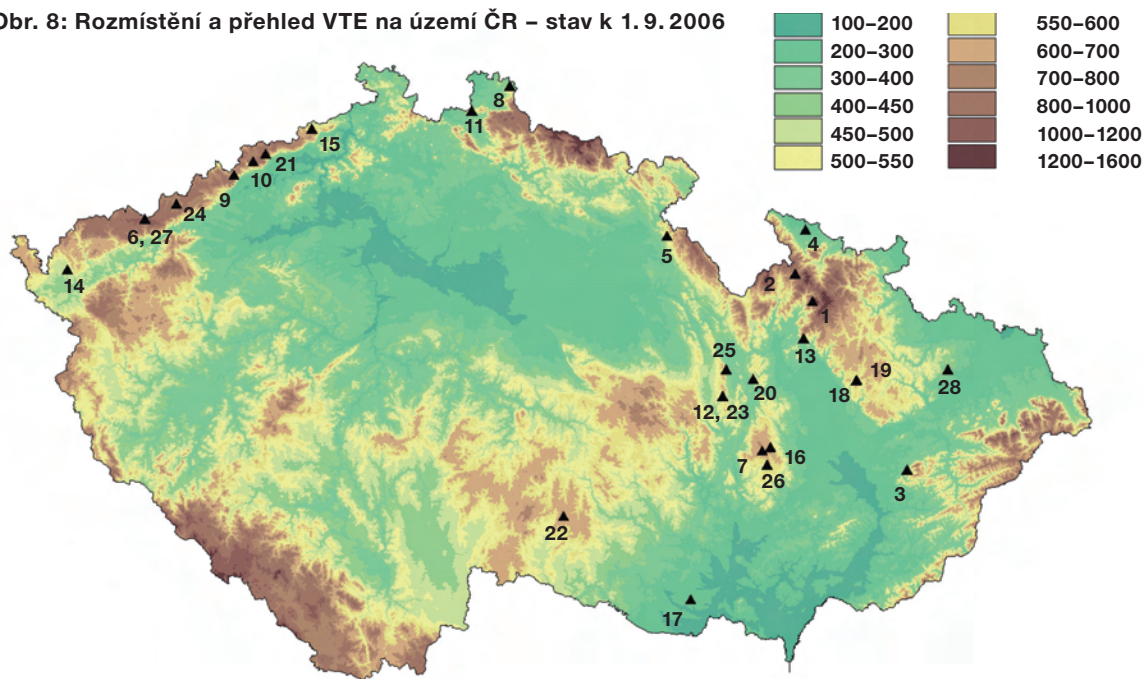
Dosud na nejvyšších tubusech v ČR a to 105 m byly v červenci 2006 na lokalitě **Pavlov** (kolem 650 m n. m.) zapojeny do sítě dvě VTE Vestas V90–2 MW. Třílístý rotor má průměr 90 m, regulace pro natáčení listů je řízena patentovaným režimem OptiTip, optimalizace otáček generátoru je realizována režimem OptiSpeed. Otáčky rotoru jsou v rozmezí 8,8–14,9 ot/min, zapojovací, odpojovací a nominální rychlost větru je 3,5, 23–25, 12 m.s⁻¹. Celková hmotnost VTE je 335,3 t a je postavena na betonovém základovém bloku o rozměru 16x16 m.

Rozmístění větrných elektráren na území ČR je zřejmé z obr. 8. Klíč k číselnému označení uvádí tab. 7, ve které jsou uvedeny základní informace o větrných elektrárnách.



Obr. 7: Tři větrné elektrárny Enercon E–70 s výkonem 2 MW na tubusech o výšce 80 m v lokalitě Vrch tří Pánů v blízkosti Bouřňáku (autor S. Buchta)

Obr. 8: Rozmístění a přehled VTE na území ČR – stav k 1. 9. 2006



Tab. 7 Instalovaný výkon větrných elektráren na území ČR. Stav k 30. 11. 2006 (klíč k obr. 8)

ozn.	organizace	místo instalace	okres	P_{inst} (MW)	počet	typ VTE	rok stavby
1	ČEZ, a. s.	Mravenečník	Šumperk	1,17	3	1x Wind World W 2500, 1x EWT 315, 1x EWT 630	1993, 1995, 1996
2	VE Ostružná, s. r. o.	Ostružná	Jeseník	3	6	Vestas V 39	1994
3	Matice svatohostýnská, Svatý Hostýn	Hostýn	Kroměříž	0,225	1	Vestas V 27	1994
4	Velká Kraš, obec	Velká Kraš u Vindavy	Jeseník	0,225	1	Vestas V 29	1994
5	ČEZ OZE, s. r. o.	Nový Hrádek	Náchod	1,6	4	EKOVO E 400	1995
6	Projekty–elektro, s. r. o.	Neklid–Boží Dar	Karlovy Vary	0,315	1	EWT 315	11/2001
7	Pravoslavná akademie Vilémov	Protivanov	Prostějov	0,1	1	Fuhrländer FL 100	12/2002
8	Jindřichovice p. Smrkem, obec	Jindřichovice p. S.	Liberec	1,2	2	Enercon E–40	5/2003
9	WIND Tech, s. r. o.	Nová Ves v Horách	Most	3	2	Repower MD 70	6/2003, 11/2004
10	Green Lines, s. r. o.	Loučná, Krušné hory	Chomutov	1,8	3	Dewind D4	2004
11	Konotech, s. r. o.	Lysý vrch, Heřmanice	Liberec	3,1	6	5x Tacke 500, 1x Tacke 600	11/2004
12	S+M CZ, s. r. o.	Pohledy	Svitavy	0,5	2	Fuhrländer FL 250	2004
13	Caurus, s. r. o.	Mladoňov	Šumperk	0,5	1	Tacke 500	2004
14	Aleš Kastl, dřevovýroba	Nový Kostel	Cheb	1,915	4	1x Vítkovice 315–1, 3x Tacke 500	2005
15	SVEP, a. s.	Petrovice u Chabařovic	Ústí n. L.	2	1	Enercon E–70	6/2005
16	Wind incest, s. r. o.	Protivanov	Prostějov	3	2	Repower MD 77	11/2005
17	WEB Větrná energie, s. r. o.	Břežany	Znojmo	4,25	5	Vestas V 52	10/2005
18	APB–Plzeň a. s.	Hraničné Petrovice	Olomouc	0,85	1	Vestas V 52	2005
19	Haná Metal Wind, s. r. o.	Hraničné Petrovice	Olomouc	0,85	1	Nordex N 54	2005
20	S+M CZ, s. r. o.	Gruna–Žipotín	Svitavy	1,2	2	De Wind D4	5/2006
21	WINDTEX, s. r. o.	Nové Město		6	3	Enercon E 70	6/2006
22	APB–Plzeň, a. s.	Pavlov	Jihlava	4	2	VESTAS V 90	7/2006
23	S+M CZ, s. r. o.	Pohledy	Svitavy	0,5	2	Fuhrländer FL 250	2006
24	Green Lines, s. r. o.	Podmíleská výšina	Chomutov	7,5	3	Nordex N 80	10/2006
25	HT ENERGO, s. r. o.	Anenská studánka	Svitavy	0,5	2	Fuhrländer FL 250	10/2006
26	Eldaco, s. r. o.	Drahany	Prostějov	2,0	1	Vestas V 90	10/2006
27	Beneco, s. r. o.	Neklid u Božího Daru	Karlovy Vary	0,63	2	Enercon E 33	11/2006
28	Eldaco, s. r. o.	Veselý u Oder	Nový Jičín	4,0	2	Vestas V 90	11/2006

2.3. Zhodnocení činnosti velkých větrných elektráren

2.3.1 Období do roku 1995

Výrazný rozvoj větrné energetiky v ČR v období 1990–1995 byl v hlavní míře motivován předpokladem podnikatelů, že bude uvolněna regulace cen elektrické energie (což vyplývalo z vládního prohlášení) a podpořena výstavba větrných elektráren obdobným způsobem jako v Dánsku a Německu. Celá řada podnikatelů v době, kdy mohli volně cestovat, se osobně přesvědčila o „kouzlu“ větrných elektráren. Druhá motivující okolnost vyplývala z nabídky větrných elektráren české výroby. Tyto nabídky byly mimořádně ekonomicky lákavé. Např. větrná elektrárna VE 75 kW ze závodu Mostárny ve Frýdku–Místku se, včetně montáže a uvedení do provozu, nabízela za 2 mil. Kčs, z toho 0,4 mil. Kčs až po dvouletém provozu, a to v případě dodržení výkonových parametrů. Větrná elektrárna VE 315 kW se nabízela za 5 mil. Kč s platbou 0,5 mil. Kč za podmínek obdobných jako u stroje VE 75 kW. Tyto údaje se vztahují k 30. 7. 1992.

Obvyklá cena větrných elektráren stejné výkonové kategorie kolem 300 kW byla kolem 8–9 mil. Kč. Tato, na první pohled velká přednost větrných elektráren české výroby, se postupně proměnila v brzdu rozvoje. Větrné elektrárny byly instalovány aniž byly ověřeny zkušebním provozem, neprošly atestačním měřením, deklarované výkonové křivky nebyly ověřeny. Jednotlivé agregáty strojovny, které dodala řada výrobců, byly na místě smontovány a prohlášeny za funkční větrnou elektrárnu. Např. větrné elektrárny VE 75 kW nebyly uvedeny do trvalého provozu vůbec, větrné elektrárny EWT a EKOV prodávaly trnitou cestu odstraňování řady technických závad. Celkově lze konstatovat, že 29 % ze všech 24 větrných elektráren postavených do roku 1995 patřilo do skupiny s nevyhovující nebo vysoce poruchovou technologií.

Po roce 1990 se větrná energetika začala rozvíjet bez jakéhokoliv odborného zázemí a bez potřebných legislativních norem. Podnikání ve větrné energetice vyžaduje odborné znalosti potřebné pro určení větrného potenciálu konkrétní lokality, znalosti potřebné pro správné umístění turbíny v terénu, znalosti o poli hlukových emisí, znalosti z oblasti silnoproudu, z činnosti automatického řízení, znalosti o možných klimatických vlivech na větrnou elektrárnu, znalosti stavebního zákona a dalších. Řada podnikatelů některé požadavky nebo velkou část z nich ignorovala. Potenciál větrné energie se určoval z pocitu starousedlíků, z existence větrného mlýna v minulosti, z vlastního měření anemometrem vyrobeným „nadšeneckým“ konstruktérem a bez cejchovního ověření. Neexistovala a dosud neexistuje legislativa vymezující organizace, oprávněné ke zhotovení posudku zásoby větrné energie v určité lokalitě. Není vyloučeno, že někteří podnikatelé, aby získali úvěr pro investici, vyvíjeli tlak na umělé zvyšování údajů o potenciálu větrné energie u projektantů. Celkově bylo ze všech hodnocených 24 elektráren 21% těchto zařízení postaveno v lokalitách s problematickou zásobou větrné energie.

2.3.2 Výkupní ceny elektřiny

Výkupní ceny elektřiny zásadním způsobem ovlivňují rozvoj výstavby VTE. Do r. 2001 byly minimální výkupní ceny stanovovány provozovateli distribučních soustav v dané oblasti. Výše cen byla stanovována smlouvami s provozovateli VTE a byla v průměru kolem 1130 Kč/MWh. Od r. 2001, vždy v listopadu na následující rok, stanovuje výkupní ceny elektřiny Energetický regulační úřad (ERÚ). Cenovým rozhodnutím pro roky 2002 a 2003 byla minimální výkupní cena elektřiny do sítě stanovena na 3000 Kč/MWh. Pro r. 2004 byla výkupní cena elektřiny snížena na 2700 Kč/MWh, pro r. 2005 pak na 2600 Kč/MWh a konečně pro r. 2006 na 2460 Kč/MWh.

Zásadní změnu do režimu určování výkupních cen elektřiny vyrobené VTE přinesl zákon č. 180/2005 Sb. Tento zákon ukládá provozovateli přenosové soustavy nebo provozovatelům distribučních soustav povinnost přednostně připojit zařízení na výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů, pokud toto splňuje podmínky připojení a dopravy elektřiny. Zákon stanovil provozovatelům regionálních distribučních soustav a provozovateli přenosné soustavy povinnost vykupovat veškerou elektřinu z obnovitelných zdrojů. Výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů má právo si vybrat, zda svoji elektřinu nabídne k výkupu za pevnou cenu nebo zda za ni bude požadovat zelený bonus. Zeleným bonusem se rozumí finanční částka navyšující tržní cenu elektřiny a je hrazena provozovatelem regionální distribuční soustavy nebo přenosové soustavy. Zohledňuje poškození životního prostředí využitím obnovitelných zdrojů oproti spalování fosilních paliv. Stanovená výkupní cena za elektřinu platná v roce uvedení zařízení do provozu podle tohoto zákona musí být zachována v následujících patnácti letech se zohledněním indexu cen průmyslových výrobků. Výkupní ceny stanovené ERÚ pro následující kalendářní rok nesmí být nižší než 90 % hodnoty výkupních cen platných v roce, v němž se o novém stanovení rozhoduje. Podle Cenového rozhodnutí ERÚ z r. 2006 platí pro r. 2007 následující hodnoty:

Uvedení VTE do provozu	po 1. 1. 2006, včetně	od 1. 1. 2006 do 31. 12. 2006	od 1. 1. 2005 do 31. 12. 2005	od 1. 1. 2004 do 31. 12. 2004	před 1. 1. 2004
Pevná cena (Kč/MWh)	2460	2510	2750	2890	3200
Zelené bonusy (Kč/MWh)	1950	2000	2240	2380	2690

2.2.3 Období po roce 2002

Výkupní ceny stanovené ERÚ pro roky 2002 a 2003 byly významným motivačním impulsem pro investory v oblasti větrné energetiky. Existuje však určité retardační období mezi vyhlášením výkupní ceny a samotnou výstavbou VTE, které je podmíněno délkou přípravy projektu a hlavně dobou schvalovacích řízení. V průměru zmíněné období trvá kolem dvou let. I projekty, které v době vyhlášení výkupních cen elektřiny z VTE ve výši 3000 Kč/MWh měly stavební povolení, nemohly být realizovány pro zastaralost schválených technologií, které už ani nebyly v prodeji. Tyto projekty musely projít novým schvalovacím řízením poté, co byly koncipovány na využití nových typů VTE. Rozvoj větrné energetiky na území ČR po r. 2002 je zřejmý z tab. 8.

Tab. 8: Rozvoj větrné energetiky na území ČR po r. 2002

Rok	2002	2003	2004	2005	11/2006
Nové VTE	1	3	11	14	18
Nově instal. výkon [kW]	100	2 700	7 400	12 865	26 080
Celkem VTE	17	20	33	47	65
Celkový výkon [kW]	6 635	9 335	16 735	29 600	55 680

Tab. 8 vedle trendu vývoje počtu VTE instalovaných v kalendářním roce umožňuje zjistit růst průměrného výkonu připadajícího na jednu VTE. V r. 2004 to bylo 595,5 kW/VTE, ale v první polovině r. 2006 už 1600 kW/VTE. Ač se to před deseti lety zdálo jako neskutečné, převážná část projektů v současnosti připravuje výstavbu VTE s nominálním výkonem kolem 2 MW a průměrem rotoru 80–90 m.

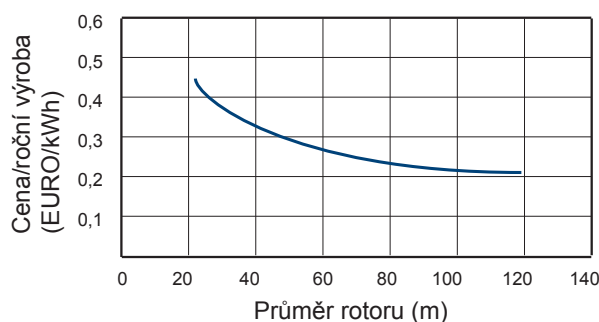
Hodnotíme-li zastoupení VTE postavených do 1.7.2006 podle výrobců, pak 32 % pokrývají VTE vyrobené firmou Vestas, 23 % VTE dodala firma Enercon, 15 % firma Repower, v 11 % jsou to repasované stroje firmy Tacke a 7 % VTE vyrobené firmou DeWind. Ostatní zastoupení výrobců je nižší než 5 %. Nejvíce instalovaného výkonu a to 31 % je v kraji Ústeckém, dále pak 25 % v kraji Olomouckém, 11 % v kraji Jihomoravském a 10 % v kraji Vysočina. Ostatní kraje mají instalovaný výkon menší než 10 % z celkové hodnoty 40 800 kW.

3. Rozvoj větrné energetiky

Po zhruba dvacetiletém technickém vývoji větrných elektráren dosahují jejich parametry hodnot, které se daly sotva očekávat. Vývoj jednotlivých komponent větrných elektráren je však limitován ekonomickou rentabilitou. Jedním ze základních ukazatelů technického vývoje je hmotnost strojovny a rotoru.

Energetický přínos je určen v první řadě plochou rotoru a dále je ovlivněn instalovaným výkonem a výškou rotoru nad terénem. Roční množství energie vyrobené větrnými elektrárnami stoupá s rotorovou plochou. Spolu s tím však stoupá hmotnost a nároky na materiál, aby turbína měla požadovanou životnost. Protože můžeme očekávat, že se cena zpracovaného kilogramu hmotnosti při navrhovaném tradičním způsobu řešení u větrných elektráren podstatně nemění s velikostí turbíny, musí se vyrobit při každém průměru rotoru alespoň stejné množství energie na kilogram a rok, aby byla dodržena hospodárnost.

Molly (2000) publikoval zajímavý graf (obr. 9), který vyjadřuje závislost poměru ceny větrných elektráren vůči roční výrobě elektrické energie na průměru rotoru. Výpočet byl proveden pro průměrnou roční rychlost větru ve výšce 10 m za předpokladu Rayleighova rozdělení rychlosti větru a pro vertikální profil je použit exponent 1/7. Interpolovaná křivka do průměru rotoru 70–80 m ukazuje výhodnou relaci ceny větrných elektráren při stoupajícím průměru rotoru.



Obr. 9: Prodejní cena větrných elektráren vztažená na roční výrobu elektrické energie v závislosti na průměru rotoru (podle Mollyho)

Tab. 9: Některé charakteristické parametry VTE v období od roku 1980 do 2005 (zdroj BWE)

Rok	1980	1985	1990	1995	2000	2005
Jmenovitý výkon [kW]	30	80	250	600	1500	5 000
Průměr rotoru [m]	15	20	30	46	70	115
Výška stožáru [m]	30	40	50	78	100	120
Roční výroba [MWh]	35	95	400	1 250	3 500	17 000
Přibližná cena tis. eur	55	125	250	570	1 650	?

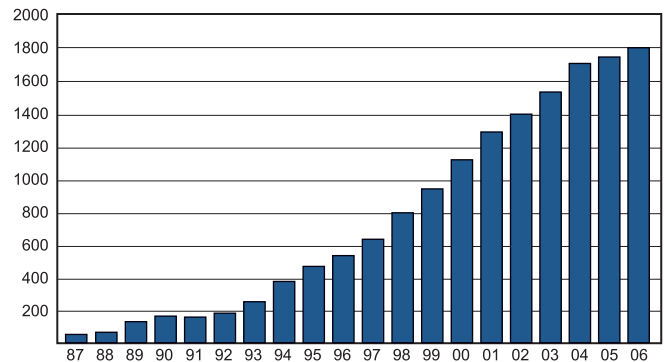
3.1. Větrná energetika na území Německa

K 30. červnu 2006 bylo na území Německa instalováno 18 054 větrných elektráren s celkovým výkonem 19 299 MW. Od roku 1990 probíhal růst instalovaného výkonu i počtu větrných elektráren. Po r. 2002 oba parametry mají sestupný trend. V Evropě k 31. 12. 2005 bylo Německo v instalovaném výkonu na prvním místě (17 574 MW), následovalo Španělsko (10 028 MW) a třetí bylo Dánsko (3 127 MW). V evropských státech začleněných v EU bylo ke konci r. 2005 instalováno celkem 40 504 MW. Největší přírůstek instalovaného výkonu za r. 2005 byl v Německu (1 808 MW) a ve Španělsku (1 764 MW). Roční výroba energie z větrných elektráren na území Německa v roce 2005 byla 26,5 TWh. Elektrická energie z větrných elektráren pokrývala 6,8 % celkové spotřeby. Na území státu Šlesvicko-Holštýnsko a Sasko-Anhaltsko to však bylo až 35 % z celkové spotřeby, na území sousedního státu Sasko to bylo 6,7 %.

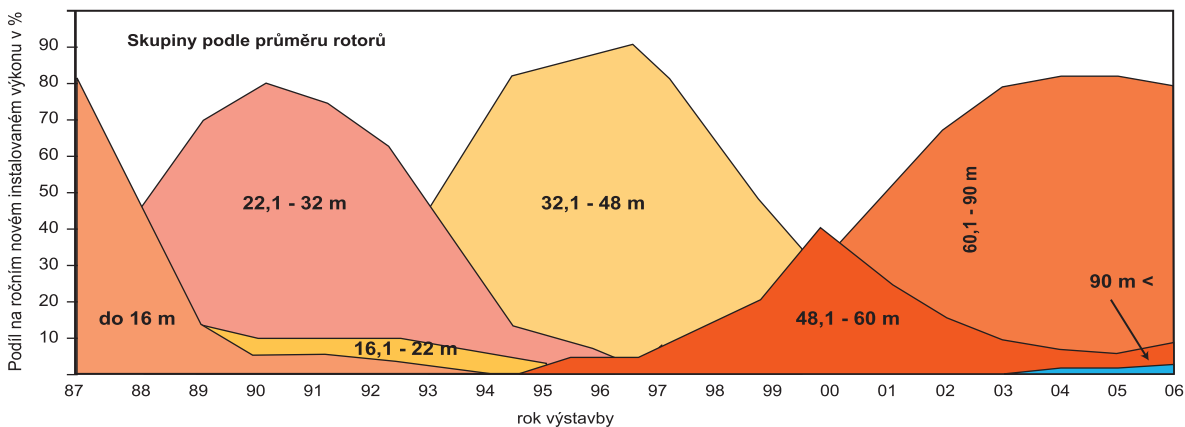
Že technologie větrných elektráren směřuje ke stále větším výkonům je zřejmé z obr. 15. V první polovině r. 2006 byl průměrný výkon instalované VTE 1784 kW. Obdobně jako na obr. 10 je i na obr. 11 vyjádřen technický rozvoj větrných elektráren, vyjádřený podílem jednotlivých tříd průměru rotorů v období 1987–2006. V roce 1990 měly instalované větrné elektrárny převládající průměr rotorů 22,1–32 m, v roce 1995 to již bylo 32,1–48 m, po roce 2002 převládají rotory s průměrem 60,1–90 m a objevují se i VTE s průměrem rotoru větším než 90 m /Ender/.

Obr. 16 reprezentuje podíl jednotlivých tříd velikosti větrných elektráren podle průměru rotoru na nově instalovaném výkonu v jednotlivých letech na území Německa v období 1987–2006. Průměry rotorů malých větrných elektráren jsou 0–16 m, středních větrných elektráren jsou 16,1–22 m, 22,1–32 m, 32,1–48 m a velkých větrných elektráren jsou 48,1–60 m a 60,1–90 m (Ender, 2006)

Obr. 10: Vývoj průměrného instalovaného výkonu jedné větrné elektrárny (Ender, 2006)



Obr. 11: Podíl jednotlivých velikostních tříd na nově instalovaném výkonu (Ender 2006)



Mezi výrobci větrných elektráren v procentuálním zastoupení na celkovém instalovaném výkonu zaujímala na území Německa v roce 2006 první místo firma Vestas (41,1 %), následovaná firmami Enercon (31,1 %), GE Energy (8,9 %), Nordex (5,7 %). Větrná energetika vytvořila v Německu zhruba 64 000 pracovních míst.

Větrná energetika na území státu Sasko

Porovnávat možnosti rozvoje větrné energetiky v České republice je možno se státy, které mají obdobné klimatologické podmínky. Z toho důvodu uvedeme některé údaje ze státu Sasko. Na začátku 90. let minulého století bylo na základě projektu saského Ministerstva životního prostředí a rozvoje země provedeno na řadě lokalit, perspektivních pro výstavbu větrných elektráren, stožárové měření směru a rychlosti větru /Kuntzsch, Daniels/. V této zprávě autoři předpokládají možnost výstavby 2 500 větrných elektráren o výkonu 500 kW na 530 lokalitách, tedy instalovaný výkon 1 250 MW. K 30. červnu r. 2006 bylo v provozu 709 větrných elektráren s instalovaným výkonem 724 MW. V první polovině r. 2006 bylo postaveno 14 VTE s celkovým výkonem 21 MW. Průměrný instalovaný výkon jedné VTE byl 1 510 kW (Ender).

3.2. Větrná energetika v Rakousku

Rozvoj větrné energetiky v Rakousku od r. 1995 byl velmi dynamický, jak naznačuje následující tabulka:

Tab. 10 Rozvoj větrné energetiky v Rakousku

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Instal. výkon [MW]	0,8	11,6	20,0	27,8	40,3	77,0	95,2	139,3	410,0	606,0	819,0

Porovnáme-li rozvoj větrné energetiky v České republice s Rakouskem, pak překvapivě v r. 1995 byl v ČR instalovaný výkon 7,55 MW oproti rakouským 0,8 MW. K září 2006 je však na území ČR instalovaný výkon 40,8 MW obdobný jako v Rakousku koncem r. 1999. Největší hustota VTE je na území Burgenlandu a Niederösterreich, převážně severně od Neziiderského jezera směrem k našim hranicím. Příznivé větrné poměry jsou i v severním podhůří Alp ve výškách kolem 800–1200 m, kde však je výstavba VTE ztížena podmínkami pro stavbu a hustým výskytem obydlí. Předpokládá se, že výstavba se soustředí do zalesněných prostor (Winkelmeier).

4. Větrný potenciál na území České republiky

4.1. Energie větru

Pod hustotou výkonu větru P (wind power density) rozumíme výkon, který by bylo možno získat stoprocentním využitím kinetické energie větru proudícího jednotkovou plochou kolmou na směr proudění. Lze ho určit podle vztahu

$$P = \frac{1}{2} \rho u^3$$

kde ρ je hustota vzduchu a u je rychlost větru.

Hustota výkonu větru proudícího plochou S [m²] kolmou na směr proudění je určena vztahem

$$P_s = \frac{1}{2} S \rho u^3$$

kde se za S dosazuje plocha rotoru větrné elektrárny. Výkon odebraný proudícímu vzduchu rotorem turbíny P_s je určen vztahem

$$P_s = \frac{1}{2} c_p S \rho u^3$$

kde c_p je součinitel výkonu, který je závislý na tom, v jaké míře rotor snižuje rychlost protékajícího vzduchu. Výkonový součinitel má teoretické maximum $c_{p,max} = 0,593$.

Závislost výkonu větru na hustotě vzduchu je v reálné atmosféře vyjádřena funkcí nadmořské výšky a dále je funkcí neperiodického střídání teplých a studených vzduchových hmot /Štekl, Zacharov/. Orientačně lze říci, vezme-li se za základ výkon větrné elektrárny v úrovni hladiny moře, že ve výšce 500 m bude výkon nižší o 5 %, ve výšce 800 m o 7 % a ve výšce 1200 m o 11 %.

Výkon, který může produkovat větrná turbína, udává výkonová křivka (viz obr. 1), která je základní indikací každého typu větrné elektrárny.

Z uvedených vztahů vyplývá, že výkon větrné elektrárny je závislý mimořádně citlivě na rychlosti větru. Je zřejmé, že i chyby určení rychlosti větru při hodnocení větrného potenciálu se z toho důvodu mohou nepříznivě promítnout do výsledku.

4.2. Proudění vzduchu a jeho variabilita

Proudění vzduchu je výsledkem působení řady sil, kde dominantní význam má síla tlakového gradientu. Dále se zmiňme o Coriolisově síle, odstředivé síle a v mezní vrstvě atmosféry o síle tření, vyvolané strukturou zemského povrchu. V nezanebatelné míře se uplatňuje teplotní pole vyjádřené horizontálním a vertikálním gradientem.

Tlakový gradient jako bezprostřední příčina proudění vzduchu je v našich zeměpisných šířkách určován základními složkami všeobecné cirkulace atmosféry, tj. cyklónami a anticyklónami. Tyto tlakové útvary podmiňují cirkulaci v makroměřítku (rozsah 1000–3000 km), přičemž doba jejich trvání leží v mezích 2 až 3 dnů (cyklóny) až 5 až 6 dnů (anticyklóny). Existence cyklón je spojena s atmosférickými frontami, které mají mezerozměr (100–1000 km). Tyto objekty s dobou trvání desítek hodin ovlivňují proudění sice krátkodobě, ale významným způsobem se podílí na četnosti výskytu silných větrů /Štekl, Hošek/. V oblasti atmosférických front se zesiluje rychlost větru a pod bouřkovými mraky se projevuje na relativně malých plochách (několik až několik desítek km) zesílení větru trvajících řádově minuty až desítky minut s nárazy větru nad 30 až 40 m/s. Cyklóny a s nimi spojené atmosférické fronty se během svého životního cyklu přemísťují, obdobně tak, i když pomaleji, se přemísťují anticyklóny. To vyvolává neperiodické změny rychlosti větru, což způsobuje kolísavou výrobu elektrické energie z větru. Vedle neperiodických změn vykazuje rychlost větru změny periodické, vyjádřené denním a ročním chodem /Štekl, Sokol, Zacharov/.

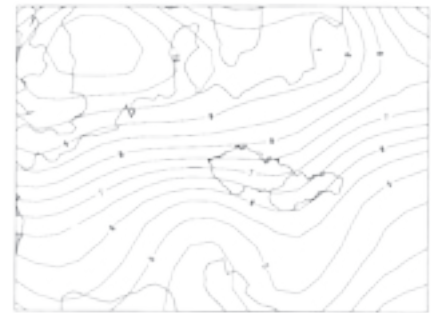
Proměnlivý vliv cyklón a anticyklón vyvolává na území ČR kolísání i průměrné roční rychlosti větru. V hodnoceném období 1961–1990 se variabilita ročních průměrných hodnot výkonu větru pohybovala, vztaženo k třicetiletému průměru, maximálně až o 30 % /Štekl, Jež/.

Ve vrstvě atmosféry, kde se projevuje vliv zemského povrchu na pohyb vzduchu, a která je označovaná jako mezní vrstva atmosféry (průměrná výška kolem 1000 m), vyvolává členitost zemského povrchu deformace proudění. V principu jde o obtékání a přetékání orografických překážek (návětrná, závětrná strana), přičemž zvláštní případ je zesílení proudění v zúženém profilu mezi dvěma překážkami, které se označuje jako dýzový efekt. Nejjednodušší případ je deformace proudění v okolí izolované hory, pokud možno s kruhovým půdorysem. Nad vrcholem takové „ideální“ kuželovité hory dochází

ke zvýšení rychlosti větru až o 80 % /Troen, Petersen/. Použitelné výsledky jsou i z modelování deformace proudění izolovaným horským hřebenem. Složitější situace nastává, když jednotlivé orografické překážky nemají „ideální“ tvar a když se vzájemně ovlivňují. Horizontální a vertikální rozsah deformací je úměrný rozměru deformaci vyvolávající horské překážky. Deformace směru a rychlosti proudění mohou mít horizontální rozměr od řádu metrů (budovy, skupiny stromů), až po několik set kilometrů (např. horský masiv Alp).

Síla tření je úměrná parametru drsnosti zemského povrchu. Zcela nepatrný parametr drsnosti je nad vodní hladinou ($z_0 = 0,0001$ m), zemědělská krajina má $z_0 = 0,5$ m, zástavba pak má $z_0 = 1,2$ m /Troen, Petersen/.

Názornou představu o průměrném poli rychlosti větru nad střední Evropou získáme z obr. 12. Tento obrázek byl převzat z práce /Sokol, Štekl/ a vyjadřuje prostřednictvím zprůměrovaných termínových objektivních analýz polí rychlostí větru za období 1994–1998 charakter proudění ve výškách kolem 780 m. V prvním přiblížení o tomto proudění můžeme říci, že není ovlivněno třením a deformacemi překážek, které jsou nižší než 780 m. Výchozími daty byla radiosondážní měření. Z citované práce vyplývá několik principiálních závěrů důležitých pro větrné poměry na území ČR:



Obr. 12: Průměrné rychlosti větru nad střední Evropou v hladině 925 hPa

- a) průměrná rychlost větru ve výšce kolem 780 m ubývá v poledníkovém směru od severu k jihu, a to v ročním průměru o 0,77 m/s na 100 km, což znamená, že nejjižnější části Čech mají oproti nejsevernějším polohám ve zmíněné výšce menší průměrnou rychlost větru o 2 m.s⁻¹,
- b) gradient průměrné rychlosti větru v poledníkovém směru je v zimní části roku větší, a to 1,2 m/s na 100 km, v teplé části roku je menší, a to 0,5 m/s na 100 km,
- c) podle odhadu je nad jihozápadními Čechami ve výšce kolem 780 m vlivem alpského masivu zeslabena průměrná roční rychlost větru zhruba o 1 m/s.

4.3. Metody pro určení pole rychlosti větru a jejich přesnost

Pro určení pole průměrné rychlosti větru se používají matematicko-fyzikální modely, které lze rozlišit podle metody řešení (statistické, dynamické) a podle kroku sítě, ve kterém model pracuje. Základním zdrojem vstupních údajů jsou meteorologická, případně účelová měření směru a rychlosti větru. Vysoká kvalita měření na stanicích a jejich hustota podmiňují úspěšnost každé metody.

V první řadě se vyžaduje reprezentativní umístění meteorologických stanic v krajině, což znamená, že měření vystihuje režim pole složek větru v širším okolí a není ovlivněno místními zvláštnostmi. Pro zpracování s naším cílem mají přirozeně největší význam stanice, které mají vrcholovou expozici, případně expozici na rovině či planině. Méně vhodné jsou stanice, které mají svahovou expozici a nevhodné jsou stanice umístěné v kotlinách nebo údolích. Z celkového počtu 210 řad měření na území ČR v období 1961–1990, z kterého jsme vycházeli, bylo 20 % s vyšší mírou reprezentativnosti a 18 % stanic bylo nereprezentativních /Sobišek/. Měření stanic, které bylo kratší než uvedené třicetiletí, bylo před výpočtem redukováno na vhodnou délku řad /Štekl, Jež/. Nepřesnosti výpočetních metod v okrajových částech území republiky byly potlačeny použitím stanic v příhraničních oblastech. Tato měření byla redukována na použité třicetiletí. Soubor měření byl rozšířen o 15 účelových měření, která byla provedena na německé a české straně Krušných hor /Kuntsch, Daniels/. Počet stanic, které byly použity, dosáhl čísla 255.

4.3.1. Statistický model VAS

V letech 1993–1994 byl v Ústavu fyziky atmosféry AV ČR vyvinut statistický model VAS (Větrný atlas), který vycházel z metody objektivní analýzy meteorologických prvků /Sokol/. Metoda považuje polohy meteorologických stanic nebo jiných míst měření rychlosti a směru větru za body trojrozměrného prostoru s kartézskými souřadnicemi x , y , z . Naměřené nebo přepočítané hodnoty rychlosti, případně směru větru, lze považovat za funkční hodnoty nějaké neznámé funkce nejméně tří proměnných. Cílem je interpolace naměřených hodnot do ostatních bodů tohoto prostoru, přičemž jejich souřadnice x , y mohou být libovolné v rámci výpočetní oblasti a souřadnice z je limitována nadmořskou výškou bodu směrem dolů a fyzikální oprávněností interpolace směrem nahoru. Interpolace je založena na popisu interpolované veličiny pomocí jejích hodnot a hodnot jejích derivací podle souřadnice z v tzv. referenční hladině. Předpokládá se, že interpolovaná veličina je lineární funkcí souřadnice z , tj. že derivace podle z jsou konstantní v z , ale obecně různé v každém bodě x , y . Interpolace ve vertikálním směru bude mít vyšší stupeň spolehlivosti uvnitř mezní vrstvy atmosféry a je ovlivněna zásadně rozdílnými parametry drsnosti na blízko ležících stanicích.

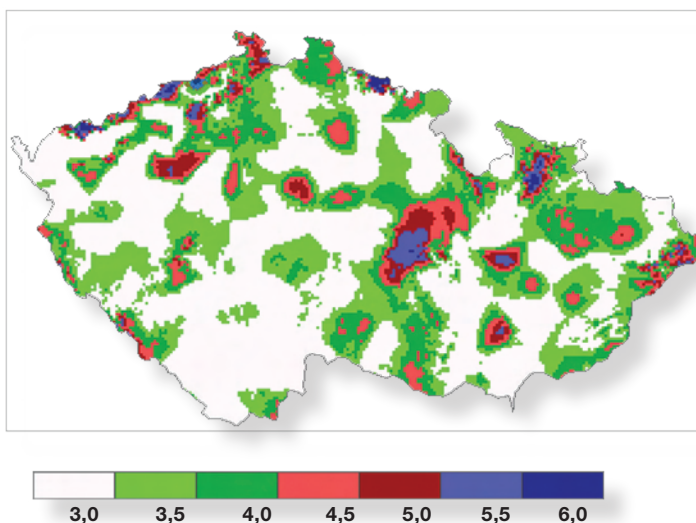
Metoda interpolace vychází z následujících předpokladů:

1. Naměřené hodnoty jsou reprezentativní pro okolí stanice, tj. zahrnují v sobě vliv drsnosti terénu, orografické, případně další vlivy charakteristické pro širší okolí stanice.
2. Parametr drsnosti a vliv orografie se mění spojitě v horizontální rovině i ve vertikálním směru.
3. Hustota stanic je taková, že jejich okolí, pro která jsou měření reprezentativní, pokrývají celé území ČR.

Vstupní data tvoří údaje směru a rychlosti větru ve výšce 10 m nad terénem, eventuálně při jiné výšce měření, mocninným vztahem transformované na výšku 10 m. Při interpolaci se pracuje se sférou vlivu, kdy váha stanic se exponenciálně zmenšuje se vzrůstající vzdáleností. Při výpočtech byl použit digitální popis zhlazené orografie území České republiky se čtvercovým krokem 2 km.

Výstupem modelu byl soubor základních charakteristik pro každý čtverec o straně 2 km na území ČR. Jedná se o průměrnou roční rychlost větru ve výšce 10 m, pravděpodobnou chybu, profil rychlosti větru do výšky 70 m pro čtyři typy parametru drsnosti. Pro kopce s pološífkou menší než 4 km a s převýšením 50 až 300 m nad okolním terénem umožňuje model provést korekci výsledku. Při zadání typu větrné elektrárny a výšky tubusu umožňuje model provést výpočet roční výroby elektrické energie.

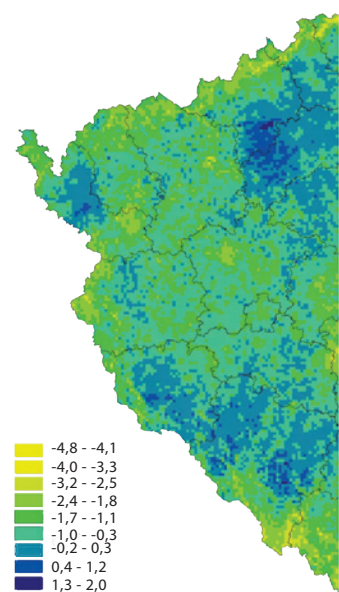
V letech 2001 až 2002 byl J. Ježem /Štekl a kol./ popsán model aplikován na data z období 1961 až 1990 a dostal označení VAS 2. Model VAS 1 vycházel z měření v období 1989–1992. Průměrné roční rychlosti větru na území ČR, určené modelem VAS 2, jsou na obr. 13. Mapa průměrné rychlosti větru, určená modelem VAS 1, je k dispozici v publikaci „Meteorologie ve větrné energetice“ /Štekl/.



Obr. 13: Průměrné roční rychlosti větru m/s na území ČR podle modelu VAS 2 (autoři Jež, Sokol, Štekl).

4.3.2. Dynamický model mezní vrstvy atmosféry

V roce 1990 byl autorem popsán 3-rozměrný, nehydrostatický a nestacionární model mezní vrstvy, který byl vyvinut v UFA AV ČR /Svoboda/. Třírozměrné modelování proudění vzduchu je po teoretické stránce nejdokonalejší a zároveň nejsložitější metodou k popisu proudění nad komplexním terénem. V reálné situaci se však musí řada fyzikálních procesů parametrizovat, čímž se řešení pouze přibližuje skutečnému stavu. Pro zjednodušení se procesy méně významné zanedbávají. Důvodem ke zjednodušení jsou limitované možnosti výpočetní techniky. Proto byly vyvíjeny zjednodušené verze řešení hydrodynamických rovnic. Konečné výsledky řešení může ovlivnit správná volba výpočetní oblasti. Horizontální kroky výpočetní sítě musí být tak malé, aby umožňovaly popsat terénní útvary, jejichž vliv chceme popsat. Dále výpočetní oblast musí být dostatečně velká, aby chyby z okrajových podmínek nepronikaly do výpočetní oblasti.



Obr. 14: Rozdíly průměrné roční rychlosti větru [m/s] určené modely WASP–PIAPBLM ve čtvercové síti o straně 1 km.

Vzhledem k možnostem výpočetní techniky byla pro účely porovnání jednotlivých modelů zvolena výpočetní oblast, pokrývající západní polovinu Čech – viz obr. 14. Zemský terén byl aproximován s krokem sítě 1 km. Vertikální osa obsahovala 26 nerovnoměrně rozložených kroků (první krok u zemského povrchu byl 2 m, maximální krok byl 200 m).

Vzhledem k tomu, že absolutní hodnota modelem vypočtené rychlosti větru může být zatížena chybami způsobenými okrajovými podmínkami, chybami vyvolanými zjednodušenými tvary fyzikálních rovnic a chybami výpočetní metody, autor použil modelové výpočty pouze k určení změn vektoru větru, které se vyskytují mezi různými body terénu. Tento postup, označený jako idea referenční stanice, počítá rozdíly mezi jednotlivým bodem výpočtu a referenční stanicí a tyto spočtené rozdíly se aplikují na změřené veličiny v referenční stanici. K úspěšné realizaci této metody je nezbytná dostatečně dlouhá homogenní řada měření na referenční stanici, která má reprezentativní polohu, charakterizující široké okolí. Odvozená časová řada se pak zpracovává standardními statistickými metodami.

Výsledné pole průměrných ročních rychlostí větru, získaných modelem PIAPBLM, budeme hodnotit prostřednictvím pole rozdílů rychlostí větru ve čtvercích o straně 1 km mezi modelem WASP (kap. 4.3.3.) a modelem PIAPBLM – viz obr. 14.

4.3.3. Model WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program)

Tato kapitola vychází z publikace Hoška (2000). Po roce 1987 se především ve státech západní Evropy a dalších státech velmi rozšířilo používání modelu WAsP pro výpočet zásob větrné energie v jednotlivých lokalitách. Program představuje model proudění v přízemní vrstvě atmosféry, složený z dílčích modelů postihujících různé účinky zemského povrchu na větrné charakteristiky.

Postup určení větrného potenciálu daného místa se skládá z několika kroků. Nutným vstupem je řada měření rychlosti a směru větru z blízké meteorologické stanice nebo meteorologického stožáru, popis okolní orografie vrstevnicemi a klasifikace území z hlediska drsnosti povrchu. Nejprve je řada měření zjednodušena Weibullovým rozdělením. Poté je vyhodnocena poloha meteorologické stanice a naměřená data jsou „očištěna“ od vlivu drsnosti povrchu, jejich změn a vertikální členitosti terénu. Tak jsou určeny klimatické charakteristiky platné regionálně při standardních podmínkách – plochý homogenní povrch bez překážek. Opačným procesem, opět s použitím popisu reliéfu a rozložení parametru drsnosti, lze dostat odhad podmínek charakterizujících jakýkoliv bod oblasti.

Metoda umožňuje velmi účinně zahrnout vliv drsnosti povrchu, což se děje určením parametru drsnosti ve dvanácti směrech v okolí 10 km, a to jak meteorologické stanice, tak vypočítávané lokality. Charakteristiky proudění, vyjádřené Weibullovým rozdělením, jsou „očištěny“ od vlivů způsobených různou drsností terénu pomocí konstrukce vertikálního profilu rychlosti větru v neutrálním teplotním zvrstvení. Do parametru drsnosti lze zahrnout jen převládající efekt velkého množství menších překážek přibližně stejné velikosti, rovnoměrně rozmístěných na zemském povrchu.

Pokud se v blízkosti stanice nachází samostatná překážka, jako např. budovy, pás stromů apod., umožňuje model WAsP určit zeslabení proudění vlivem blízkých překážek při popisu polohy, velikosti a porozity překážek. K vyhodnocení vlivu terénu slouží numerický model proudění jako součet speciálních funkcí. Při zemském povrchu vychází výpočet z rovnosti mezi vertikální změnou potenciálu a vertikální složkou terénem vynuceného proudění. Vyhodnocování vlivu orografie je v programu WAsP považováno za největší zdroj chyb. Odhady zesílení rychlosti větru na vrcholu 1 až 2 km dlouhého kopce se sklonem svahu do 30 %, mají typickou chybu kolem 10 % /Troen, Petersen, 1989/. Pro strmější svahy se chyba zvětšuje. Model také podhodnocuje snížení rychlosti na závětrné straně kopce.

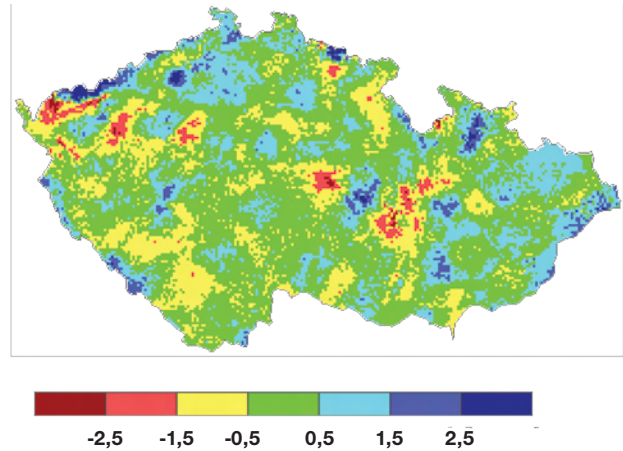
K přednostem programu WAsP patří zahrnutí vlivu parametru drsnosti, i když musí být subjektivně určován, rychlost výpočtu a řada aplikačních možností. Ke slabším stránkám modelu WAsP patří i to, kromě zmíněných nepřesností při členitém terénu s velkým sklonem svahů, že nevystihuje změny proudění vyvolané orografickými tvary většího měřítka. Velkou výhodou modelu WAsP je, díky spektrálním metodám, menší náročnost na dobu výpočtu oproti modelům pracujícím s metodou konečných diferencí.

4.3.4. Hybridní model VAS/WAsP

S cílem spojit přednosti statistického modelu VAS a modelu WAsP vyvinul Mgr. Jiří Hošek v ÚFA AV ČR v r. 2004 hybridní model VAS/WAsP /Štekl a kol./.

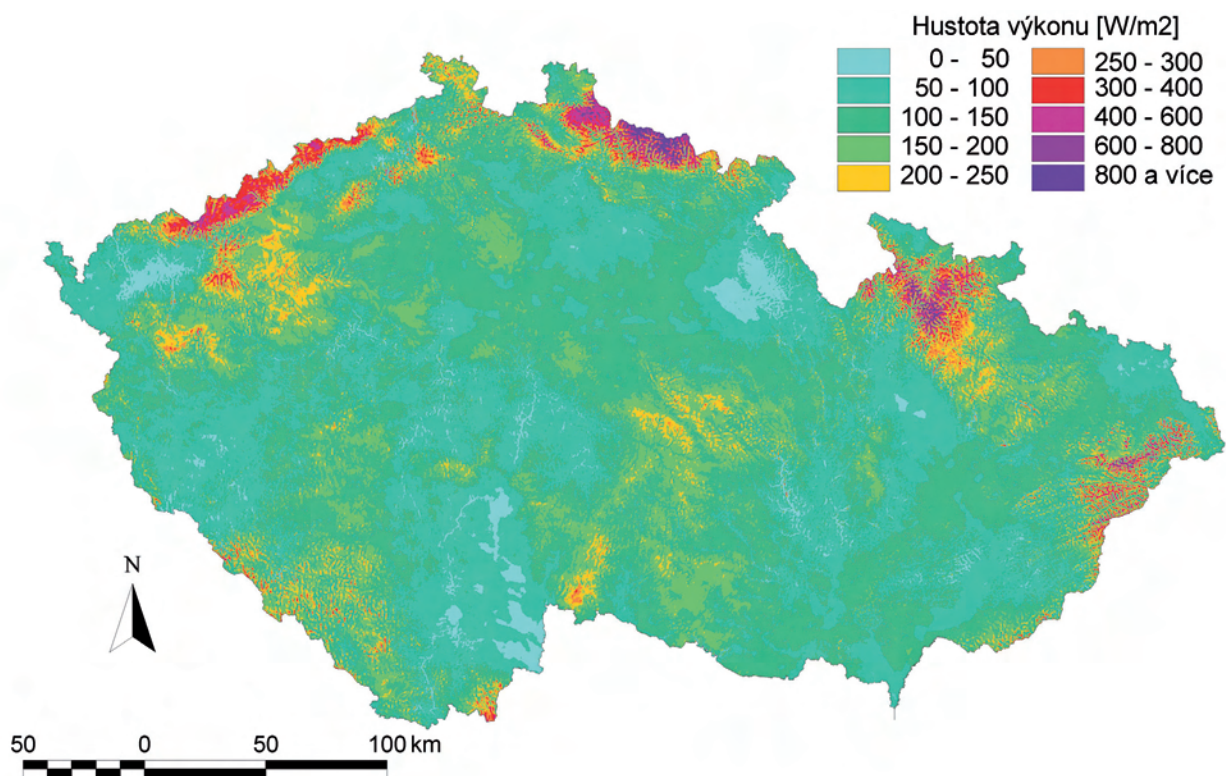
Výpočet pomocí hybridního modelu probíhá ve třech krocích. Meteorologická měření jako vstupní data jsou nejdříve očištěna od vlivu blízkého okolí. K odstranění lokálních vlivů slouží jednotlivé části programu WAsP (model pro orografii, drsnost povrchu a překážky). Získaná data odpovídají podmínkám, při kterých by proudění vzduchu ve zvolené lokalitě nenarušovaly překážky, terén v lokalitě by byl plochý a drsnost povrchu by byla konstantní pro celou oblast. Ve druhé části je pro modelování využito model VAS, pomocí něhož jsou získané údaje interpolovány do čtvercové sítě o straně 2 km – viz 4.3.1. V poslední fázi je opět využito model WAsP, pomocí kterého je proveden konečný výpočet řady klimatologických charakteristik ve čtvercové síti s krokem 100 m. Model umožňuje získat průměrnou rychlost větru a parametr k Weibullova rozdělení jak celkově, tak po jednotlivých sektorech směru větru a dále četnost větru v těchto sektorech. Předností hybridního modelu je zahrnutí deformačních vlivů orografie subsynoptického měřítka (model VAS) a zahrnutí vlivu lokální orografie a drsnosti povrchu.

Hustota výkonu větru ve výšce 40 m na území ČR stanovená hybridním modelem VAS/WAsP je uvedena na obr. 16.



Obr. 15: Rozdíly průměrné roční rychlosti větru, určené modely VAS 2 (obr. 13) a WAsP ve čtvercové síti.

Obr. 16: Hustota výkonu větru ve výšce 40 m na území ČR. Hybridní model VAS/WAsP.



4.3.5. Přesnost metod určujících průměrné pole rychlosti větru na území ČR

Z předcházejícího textu jsou zřejmé přednosti a slabá místa uvedených metod. Je zřejmé, že výsledky teoretických modelů jsou zatíženy chybami. Určení potenciálu větru z toho důvodu bude proto zatíženo chybou, která bude v jednotlivých čtvrcích funkcí řady proměnných.

V práci Štekl a kol. /1994/ byla určena přesnost statistické interpolační metody VAS. Přesnost metody byla testována tak, že ze souboru vstupních dat byla postupně vyřazena vždy jedna stanice, provedena interpolace a výsledek interpolace v daném bodě byl srovnán s vyřazeným měřením. Výsledky byly statisticky zpracovány a rozděleny podle nadmořské výšky stanic v intervalech po sto metrech. Statistické zpracování sestávalo z výpočtu průměrné chyby (PRUM), střední kvadratické chyby (RMSE) a absolutní hodnoty maximální chyby (MAX) – viz tab. 11.

Tab. 11 Chyby metody VAS [m/s] v závislosti na nadmořské výšce [m]. Průměrná chyba (PRUM), střední kvadratická chyba (RMSE), maximální odchylka v absolutní hodnotě (MAX)

nadmořská výška [m]	PRUM	RMSE	MAX
0–300	-0,59	1,06	2,7
301–400	-0,35	0,90	2,4
401–500	-0,10	0,84	2,0
501–600	0,16	0,61	1,3
601–700	0,07	0,35	0,6
701–800	0,18	1,02	1,7
801–1000	0,62	1,42	2,4
1001–2000	-1,09	1,84	3,0

Z hlediska využití větrné energie si pozornost zaslouží nadmořské výšky nad 500 či 600 m. V této oblasti lze výsledky rozdělit na interpolaci do výšky 800 m a nad 800 m. V rozmezí 500 až 800 m jsou výsledky velmi přijatelné z hlediska přesnosti a zároveň nevykazují systematické odchylky. Přesnost metody ve výškách nad 800 m se snižuje a narůstají systematické chyby. Četnostní zastoupení stometrových intervalů nadmořských výšek na území ČR (viz obr. 17) naznačuje váhový podíl jednotlivých výšek na průměrných hodnotách chyb. Převaha četnosti nadmořských výšek pracovních čtvrců o straně 1 km významnou měrou podmiňuje i histogram rozdílů průměrných ročních rychlostí větru, určených modely VAS 2 a WAsP – viz obr. 18. Maximum četnosti je při hodnotě rozdílů -0,1 m/s, což odpovídá stavu, že převážně model VAS 2 dává mírně nižší rychlosti větru než model WAsP. Ve většině případů rozdílů leží v rozmezí $\pm 2,5$ m/s. Přijmeme-li za vynikající shodu mezi

výsledky modelů VAS 2 a WAsP hodnotu rozdílu průměrných ročních rychlostí do $\pm 0,5$ m/s, pak tato podmínka byla splněna v 59 % případů. Ze statistického hlediska se jedná o úspěšný výsledek. Poněkud méně příznivý výsledek ukazuje obr. 23, na kterém je znázorněna závislost rozdílu průměrných ročních rychlostí větru mezi modely VAS 2 a WAsP na nadmořské výšce. Průměrné rozdíly mezi modely do nadmořské výšky 600 m leží v rozmezí $\pm 0,3$ m/s a mají náhodný charakter. Od nadmořské výšky 600 m však rozdíly dostávají systematický ráz s trendem růstu od 0,5 m/s v 700 m na 2,3 m/s ve výšce 1200 m. Výsledky porovnání rozdílu rychlostí větru, určených modelem VAS 2 a WAsP pro čtverce o straně 1 km na území ČR v generalizované podobě uvádí tab. 12

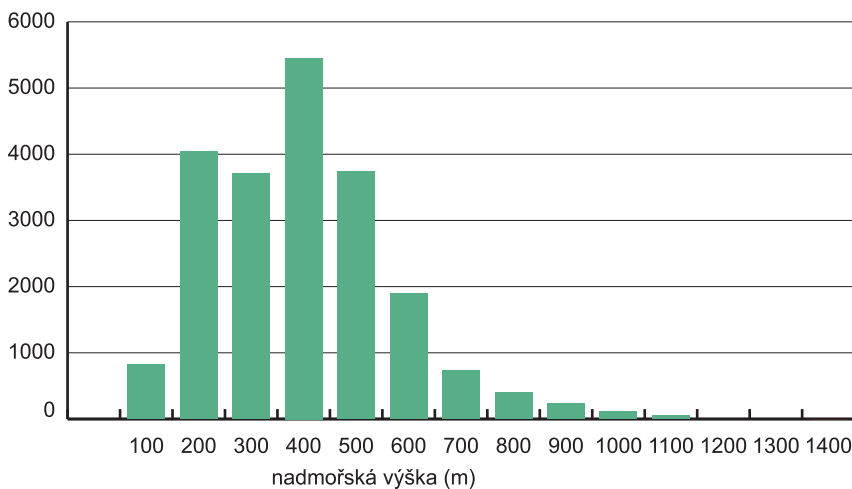
Tab. 12: Závislost rozdílu průměrných ročních rychlostí větru určených modely VAS 2 a WAsP na typech terénu, jeho vertikální členitosti a nadmořských výškách

Typ terénu	vertikální členitost [m]	nadmořská výška [m]	max VAS 2 – WAsP [m/s]
Roviny, nížiny vzdálené od hor		do 400	$\pm 0,2$
Ploché pahorkatiny	75–150	400–600	$\pm 0,2$
Ploché vrchoviny	150–200	600–750	$\leq 0,5$
Členité vrchoviny	200–300	750–900	$\leq 0,9$
Ploché hornatiny	300–350	900–1200	$\leq 2,0$
Členité hornatiny	450–600	1200–1600	$\leq 2,3$

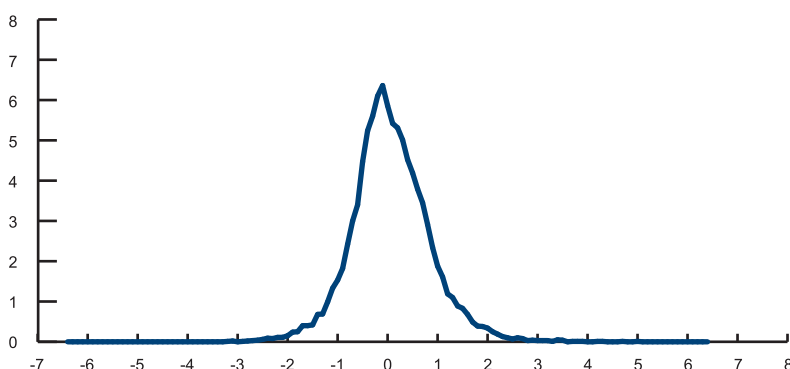
Plošné rozložení rozdílu průměrných ročních rychlostí větru, určených modely WAsP a PIAPBLM ve čtvercové síti bodů o straně 1 km na území západní poloviny Čech, ukazuje obr. 14. Systematicky vyšší hodnoty rychlosti větru dává WAsP vůči modelu PIAPBLM v nížinné oblasti vymezené městy Kadaň, Žatec, Podbořany s maximem nad Nechranickou přehradou (vliv parametru drsnosti), nad východní částí bývalého okresu Cheb a v podhůří Šumavy a Českého lesa. Naopak ve vrcholových partiích Krušných hor, Doupovských hor, Českého lesa, Šumavy a Brd jsou rychlosti větru podle modelu WAsP podstatně nižší (o 3,2 až 4,8 m/s) než rychlosti větru podle modelu PIAPBLM.

Z uvedených výpočtů vyplývá, že modelový výpočet průměrné rychlosti větru v intervalu nadmořských výšek 500 až 750 m dává všemi ověřovanými modely obdobné výsledky s přijatelnou chybou. Pro větší nadmořské výšky, vzhledem ke značné vertikální členitosti terénu, se chyba výpočtu všech modelů zvětšuje a přesahuje se zvětšující se výškou významně hodnotu 1 m/s. U modelu WAsP se projevuje systematické podhodnocování rychlostí větru ve výškách nad 900 m. Pouze v rámci uvedené přesnosti může být v současné době určen větrný potenciál.

Obr. 17: Absolutní četnost nadmořských výšek v ČR



Obr. 18 Histogram rozdílu průměrných ročních rychlostí větru [m/s] na plochách čtverců o straně 1 km na území ČR. Modely VAS 2-WAsP



5. Větrný potenciál na území ČR a v jednotlivých regionech

5.1. Definice pojmu potenciál větrné energie

Teoretickým výchozím parametrem pro hodnocení potenciálu větrné energie v určitém bodě je hustota výkonu větru, což je výkon, který by bylo možno získat stoprocentním využitím kinetické energie větru proudícího jednotkovou plochou kolmou na směr proudění – viz kap. 4. 1. Zásadní význam při výpočtu má rychlost větru díky váze ve třetí mocnině. Rychlost větru musí být určena ve výšce osy rotoru, k čemuž se většinou využívá předpoklad logaritmického tvaru rychlostního profilu. Samozřejmě, že při výpočtech hustoty výkonu větru musí být zohledněn úbytek hustoty vzduchu se vzrůstající nadmořskou výškou. S postupem času se ustálily následující pojmy pro potenciál větrné energie.

5.1.1. Klimatologický (teoretický) potenciál větrné energie

Klimatologický potenciál větrné energie je určen hustotou výkonu větru. Účelné je vyjadřovat hustotu výkonu větru buď ve výškách 30–40 m nad zemským povrchem, tj. v blízkosti horní hranice přizemní vrstvy, kde se již nejvýznamnější účinky drsnosti zemského povrchu neprojevují (viz obr. 16) nebo ve výšce 80 m, což je jakási převládající výška os turbín VTE, v současné době projektovaných. K vymezení plochy území příhodného pro stavbu VTE se volí dolní mez hustoty výkonu větru, vycházející z ekonomické analýzy. Např. autoři Kuntsch, Daniels (1994) zvolili mezní hodnotu ve výšce 40 m nad terémem 210 W/m².

Většinou se pro vymezení plochy příhodné pro stavbu VTE používá jednodušší kritérium – průměrná roční rychlost větru. V tomto postupu je zanedbán vliv hustoty vzduchu. Obdobně jako v předcházejícím případě se konvenčně stanovuje mezní hodnota. Tato mez je funkcí ekonomické rentability VTE. V současné době na území ČR za mezní hodnotu průměrné roční rychlosti větru ve výšce 30 m bereme hodnotu 5,25 m.s⁻¹ (viz kap. 5. 2).

5.1.2. Technický potenciál větrné energie

Technický potenciál větrné energie lze definovat celkovým nominálním výkonem a celkovou roční výrobou větrných elektráren, odpovídajících poslednímu stavu jejich technické úrovně s využitím dostupného klimatologického (teoretického) potenciálu při respektování požadavků na jejich výstavbu a provoz (dopravní infrastruktura, připojovací podmínky, hlukové emise, vzdálenost od okrajů vzrostlého lesa, ochranná vzdálenost od silnic, železnic, elektrických vedení, koridory chráněné pro letecký provoz, vliv stroboskopického efektu, chráněné krajinné oblasti, národní přírodní rezervace, přírodní rezervace, okolí národních přírodních památek a přírodních památek podle Zákona o ochraně přírody a krajiny č. 114/92).

Technický potenciál není konstantní v čase, protože závisí na vývoji uvažovaných technologií VTE. Technické parametry předpokládaného typu VTE totiž slouží jako jeden ze vstupů do výpočtu technického potenciálu větrné energie. Technický potenciál bude velmi ovlivněn rozhodnutím rozvodné společnosti jak velký výkon bude ochotna připojit do svých sítí, aniž by zpětné vlivy VTE na tyto sítě překročily povolenou mez.

5.1.3. Realizovatelný potenciál větrné energie

Realizovatelný potenciál větrné energie je technický potenciál redukován pomocí korekčního faktoru, určeného omezeními, jak uvádí kap. 5. 3. Jedná se o první přiblížení k realizovatelnému potenciálu při zpracování studií o možnostech výroby elektrické energie větrnými elektrárnami na územních celcích počínaje obcemi přes okresy a kraje.

5.2. Referenční větrný potenciál

S očekávaným rozvojem větrné energetiky a s nabytím platnosti zákona o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie se objevila potřeba stanovení referenční hodnoty větrného potenciálu. Tato veličina má zcela zásadní význam při stanovování pevné výkupní ceny a je jedním z hlavních hodnotových vstupů do modelu výpočtu ekonomických charakteristik. Referenční hodnota větrného potenciálu má význam i při porovnávání větrného potenciálu jednotlivých lokalit a je prvním jednoduchým kritériem jejich hodnocení.

Referenční hodnota větrného potenciálu musí vycházet z větrného klimatu na území České republiky. V souladu s národním závazkem vůči EU dosáhnout podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů ve výši 8 % k roku 2010 (směrnice 77/2001/EU) by parciální část vycházející z výroby větrných elektráren měla představovat 18 % (930 GWh). Jeden z možných způsobů pro určení referenční hodnoty větrného potenciálu by mohl vycházet z výše uvedené podmínky. Exaktnost naznačeného postupu je omezena jednak tím, že pro území ČR nebyla zpracována studie o plošném rozložení technického potenciálu větrné energie. Z tohoto důvodu není podklad pro určení realizovatelného větrného potenciálu. Byť by tato podmínka byla splněna, pak nejslabším článkem výpočtu je povolení vstupu do sítě rozvodnými společnostmi, ocenění vlivů schvalovacích řízení (hodnocení vlivu stavby na životní prostředí, územní řízení a proces stavebního povolení) na redukcii technického potenciálu. Ukazuje se, že dřívější předpoklad vstřícnosti orgánů životního prostředí při schvalovacích řízeních EIA není

reálný. Řada lokalit s vysokým větrným potenciálem, které leží v chráněné krajinné oblasti s nižším než 1. stupněm ochrany a v přírodních parcích podle současných zkušeností zůstane pro stavbu větrných elektráren nedostupná i když se jedná o energetický zdroj k životnímu prostředí nejpřívětivější – viz kap. 5.3.

Vedle zmíněného faktoru NATURA 2000, vlivu větrných elektráren na vzhled krajiny a dalších podmínek vyjádřených Metodickým pokynem MŽP, které významným způsobem redukuje možnou výstavbu větrných elektráren, do rozvoje větrné energetiky neočekávaným a překvapivě významným způsobem zasáhl negativní postoj obcí. Tyto okolnosti vedou k tomu, že stavby větrných elektráren se z lokalit s vysokým větrným potenciálem přesouvají do oblastí s nižším větrným potenciálem.

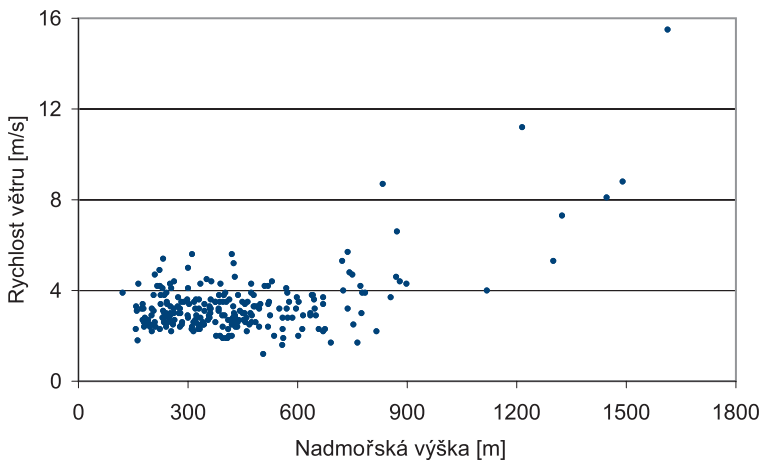
5.2.1. Metoda určení referenčního potenciálu

Průměrná roční rychlost větru vykazuje na území ČR značnou prostorovou proměnlivost. Tato prostorová proměnlivost je podmíněna působením následujících příčinných faktorů:

- 1) úbytek geostrofické rychlosti větru v mezní vrstvě atmosféry v poledníkovém směru od severu k jihu (viz. kap. 4.2),
- 2) deformace rychlostního pole vlivem orografie velkých rozměrů (Alpy, Karpaty),
- 3) deformace rychlostního pole vlivem orografie středních a menších rozměrů (např. Krušné hory, Českomoravská vrchovina až jednotlivé kopce s převýšením okolní krajiny o 50 až 100 m),
- 4) vliv přírodních a stavebních překážek a drsnosti zemského povrchu,
- 5) vliv svahového proudění.

Jak se tento komplex vlivů promítá do laické veřejnosti známého principu růstu průměrné roční rychlosti větru s nadmořskou výškou je zřejmý z obr. 24. Údaje zde uvedené vycházejí z průměrných ročních rychlostí větru na 135 meteorologických stanicích určených z období 1961–1990 a vykreslených v závislosti na jejich nadmořské výšce. Rozptyl hodnot vyvolaný faktory 1 až 5 v rozsahu ± 2 m/s překrývá závislost průměrné rychlosti větru na nadmořské výšce zhruba do výšky 700 m. Pouze malý počet měření na horských stanicích na uvedeném obrázku neumožňuje názorným způsobem poukázat na značný rozptyl kolem zidealizovaného průměrného růstu rychlosti větru s výškou. Dále z této jednoduché obrazové ukázky vyplývá, že při příznivé souhře vlivů 1 až 5 existují příznivé cirkulační podmínky pro stavbu větrných elektráren i v nadmořských výškách nižších než 600–700 m (např. jihovýchodní a jižní Morava).

Obr. 19: Průměrné roční rychlosti větru na meteorologických stanicích (1961–1990) v závislosti na jejich nadmořské výšce



Jako pomocná kritéria pro určení referenční hodnoty větrného potenciálu mohou sloužit následující statistiky. Jedná se jednak o četnostní zastoupení průměrných ročních rychlostí ve výšce 30 m v lokalitách, kde byly do současnosti postaveny větrné elektrárny. Tento statistický vzorek s malým počtem případů nemá vysokou vypovídací schopnost. Vyplývá však z něho, že v 6 případech (43 %) byly postaveny větrné elektrárny v lokalitách, kde byla průměrná roční rychlost větru ve výšce 30 m menší než 5,0 m/s. V lokalitě Hory–Jenišov u Karlových Varů to dokonce bylo při rychlosti 3,7 m/s. V druhé řadě se však jedná o rozsáhlý soubor 279 případů, sestavený z hodnot vyplývajících z posudků na větrný potenciál, které vypracovalo specializované pracoviště ÚFA AV ČR.

Tab. 13 Relativní četnost průměrných ročních rychlostí větru ve 30 m; a) v lokalitách, kde byly postaveny VTE (do roku 2003), b) v lokalitách, pro které byly zpracovány posudky na úroveň větrného potenciálu (1995–2005)

[m/s]	≤ 3,9	4,0–4,4	4,5–4,9	5,0–5,4	5,5–5,9	6,0≤	celkem případů
a) [%]	15,4	7,7	15,4	7,7	7,7	46,2	13
b) [%]	12,2	10,4	13,6	17,9	20,8	25,1	279

5.2.2. Vertikální profily rychlosti větru

Z uvedených statistik vyplývá, že medián v prvním zpracovaném souboru má hodnotu kolem 5,0 m/s. Průměrná roční rychlost větru v souboru b) má hodnotu 5,2 m/s. Hodnoty 5,5 m/s a vyšší jsou v souboru a) zastoupeny 53,9 % případů a v souboru b) 45,9 % případů. Průměrná roční rychlost větru 5,5 m/s ve výšce 30 m je podle zákona EEG referenční hodnotou na území Německa. K tomu však musíme dodat, že tato hodnota je platná pro celé území Německa, kde největší váhu mají přímořské oblasti.

Tab. 14: Referenční vertikální profily hlavních charakteristik rychlosti větru, teoretické a reálné roční výroby el. energie (VE Vestas V80 2 MW, hluková emise 102,5 dB) a kapacitního faktoru

výška [m]	průměrná rychlost [m/s]	Weibull A [m/s]	Weibull k	hustota výkonu [W/m ²]	teor. výroba V80-2MW [MWh]	reálná výroba V80-2MW [MWh]	C _p
10	4,661	5,251	1,8809	120,93			
15	4,825	5,439	1,9199	131,24			
20	4,975	5,612	1,9629	140,59			
25	5,106	5,762	1,9980	149,28			
30	5,250	5,922	2,0566	157,37			
35	5,385	6,080	2,1035	166,56			
40	5,516	6,228	2,1465	175,74			
45	5,629	6,356	2,1816	184,06			
50	5,728	6,467	2,2168	191,25			
55	5,849	6,604	2,2520	200,95			
60	5,962	6,730	2,2871	210,09	3364	3027	0,17
65	6,070	6,851	2,3145	219,56	3510	3159	0,18
70	6,170	6,963	2,3418	228,41	3640	3276	0,19
75	6,261	7,064	2,3691	236,49	3759	3383	0,19
80	6,346	7,160	2,3926	244,41	3884	3496	0,20
85	6,440	7,264	2,4121	253,77	4012	3610	0,21
90	6,528	7,363	2,4316	262,77	4141	3727	0,21
95	6,614	7,458	2,4473	271,93	4271	3844	0,22
100	6,689	7,542	2,4629	279,99	4378	3940	0,22

Na základě uvedených analýz jsme definovali pro území ČR referenční vertikální profil, který je fixován hodnotou průměrné roční rychlosti větru 5,25 m/s ve výšce 30 m. Profil je určen pomocí vztahu používaného v modelu WAsP s parametrem drsnosti cca $z_0 < 0,1$ m. Tento profil je typický pro komplexní terén v nadmořských výškách kolem 650 m. Referenční hodnotou se rozumí nejčastěji se vyskytující hodnota průměrné roční rychlosti větru a dalších charakteristik, které jsou uvedeny v tab. 14. Pro výšku stožáru větrné elektrárny 80 m, což je nejčastější výška v současnosti budovaných turbín, je pro vypočtenou reálnou roční produkci kapacitní faktor 0,20 a doba využitelných hodin kolem 1750.

Tab. 15: Vertikální profily hlavních charakteristik rychlosti větru, teoretické a reálné roční výroby el. energie (VE Vestas V80-2 MW, hluková emise 102,5 dB) a kapacitního faktoru pro lokality potenciálně vhodné pro výstavbu větrných elektráren

výška [m]	průměr. rychlost [m/s]	Weibull A [m/s]	Weibull k	hustota výkonu [W/m ²]	teor. výroba V80-2MW [MWh]	reálná výroba V80-2MW [MWh]	C _p
10	3,945	4,414	1,6637	86,02			
15	4,211	4,718	1,6910	102,53			
20	4,406	4,941	1,7145	115,45			
25	4,552	5,108	1,7340	125,51			
30	4,700	5,281	1,7730	134,51			
35	4,834	5,436	1,8004	143,78			
40	4,953	5,574	1,8277	152,00			
45	5,058	5,695	1,8512	159,56			
50	5,149	5,800	1,8707	166,38			

55	5,257	5,924	1,8980	174,31			
60	5,354	6,036	1,9215	181,73	2818	2536	0,14
65	5,442	6,137	1,9449	188,45	2921	2629	0,15
70	5,529	6,236	1,9645	195,57	3026	2723	0,16
75	5,610	6,329	1,9840	202,27	3121	2809	0,16
80	5,686	6,415	1,9957	209,33	3217	2896	0,17
85	5,757	6,497	2,0152	215,18	3302	2972	0,17
90	5,825	6,574	2,0270	221,64	3383	3045	0,17
95	5,890	6,648	2,0426	227,41	3478	3130	0,18
100	5,951	6,718	2,0543	233,32	3560	3204	0,18

Pro porovnání jsme definovali ještě dva modelové profily. Jeden, který charakterizuje větrné poměry lokalit potenciálně vhodných pro stavbu větrných elektráren. Termínem „potenciálně vhodná lokalita“ se rozumí, že ekonomická efektivita projektu je zásadním způsobem ovlivněna výší výkupní ceny elektrické energie. Tento profil je odvozen od průměrné roční rychlosti větru ve výšce 30 m v hodnotě 4,7 m/s a je určen výpočtem obdobně jako referenční profil a to v tomto případě při parametru drsnosti $z_0 = 0,05$ m. Je charakteristický pro rovinný terén případně s jednotlivými kopci v nadmořských výškách 350 až 550 m, výjimečně i nižších. Vertikální profily hlavních charakteristik rychlosti větru, roční výroby elektrické energie větrnou elektrárnou VESTAS V80 a kapacitní faktor jsou zřejmé z tab. 15. Ve výšce osu turbíny 80 m s nominálním výkonem 2 MW, lze očekávat pro vypočtenou reálnou roční produkci elektrické energie kapacitní faktor 0,17 a dobu využitelných hodin kolem 1490. Další modelový profil charakterizuje největrnější lokality na území ČR, které se nacházejí na vrcholech či planinách Krušných hor v nadmořské výšce kolem 800–900 m. Je koncipován na základě několika stožárových měření. Parametr drsnosti v těchto případech má hodnotu $z_0 = 0,1$ m. Bude-li osa turbíny VESTAS V80 2 MW s hlukovou emisí 102,5 dB ve výšce 80 m, pak lze pro vypočtenou reálnou roční produkci elektrické energie očekávat kapacitní faktor zhruba 0,28 (viz tab. 16).

Tab. 16: Vertikální profily hlavních charakteristik rychlosti větru, teoretické a reálné roční výroby el. energie (VE Vestas V80 2 MW, hluková emise 102,5 dB) a kapacitního faktoru největrnějších lokalit na území ČR

výška [m]	průměr. rychlost [m/s]	Weibull A [m/s]	Weibull k	hustota výkonu [W/m ²]	teor. výroba V80–2MW [MWh]	reálná výroba V80–2MW [MWh]	C _p
10	5,210	5,854	1,7676	175,58			
15	5,610	6,304	1,7754	218,04			
20	5,863	6,586	1,7676	250,14			
25	6,054	6,800	1,7637	276,11			
30	6,258	7,032	1,7754	302,68			
35	6,429	7,226	1,7832	326,44			
40	6,573	7,390	1,7949	346,19			
45	6,698	7,534	1,8105	362,73			
50	6,803	7,654	1,8223	377,22			
55	6,920	7,790	1,8496	390,35			
60	7,025	7,913	1,8730	402,87	4990	4491	0,26
65	7,124	8,027	1,8965	414,40	5116	4604	0,26
70	7,215	8,133	1,9160	425,85	5234	4711	0,27
75	7,293	8,223	1,9395	434,17	5334	4801	0,27
80	7,363	8,305	1,9629	441,28	5426	4883	0,28
85	7,428	8,381	1,9824	448,63	5512	4961	0,28
90	7,490	8,452	2,0059	454,53	5593	5034	0,29
95	7,549	8,520	2,0254	460,85	5672	5105	0,29
100	7,604	8,583	2,0449	466,68	5745	5170	0,29

Roční výroby elektrické energie v tab. 14, 15, 16 jsou určeny teoretickým způsobem, používaným v modelu WAsP. Výpočet výnosu je zatížen v určité míře chybami. K výsledné chybě výpočtu přispívá určité zkreslení reálné distribuční funkce rychlosti větru předpokladem Weibullova rozdělení. Závažnějším zdrojem chyb je aplikace univerzálně platné výkonové křivky dodávané výrobcem na jednotlivé lokality v komplexním terénu. Vliv členitého terénu a směrově rozdílné drsnosti povrchu, vliv intenzity turbulence mohou vést k chybě výpočtu až 6–8 %. Z naznačených důvodů se praxí dospělo k potřebě deseti-procentní redukce teoreticky vypočteného ročního výnosu.

5.2.3. Časová variabilita větrného potenciálu

Pro potlačení časové variability rychlosti větru během kalendářního roku se pracuje s roční průměrnou hodnotou, která se určuje z desetiminutových průměrů. V důsledku charakteru cirkulačních poměrů vykazují i roční průměry rychlosti větru nezanedbatelnou variabilitu. V klimatologické praxi byl zaveden pojem klimatického normálu, který vychází z třicetiletého období. Při určování „větrného klimatu“ se vzhledem k dostupným homogenním a reprezentativním řadám rychlosti větru spokojujeme s řadami desetiletými. Kvalitní měření složek větru za dlouhé období je k dispozici na Milešovce (837 m) – nejvyšší hoře Českého středohoří. Toto měření se blíží režimu cirkulace nad Krušnými horami. Vycházíme-li z období let 1961 až 2003, pak průměrná roční rychlost byla 8,5 m/s se směrodatnou odchylkou 0,39. Za období 43 let měla minimální průměrná roční rychlost větru hodnotu 7,7 m/s, maximální 9,4 m/s. V deseti procentech případů byl roční průměr 8,0 m/s a nižší nebo 8,9 m/s a vyšší. Vzhledem k tomu, že hustota výkonu větru závisí na třetí mocnině rychlosti větru, vykazuje variabilita tohoto parametru značných hodnot. Např. ve třicetiletém období 1961–1990 se pohybují roční průměry hustoty výkonu větru od 70 do 130 % normálu tohoto časového období. Zvláště nepříznivá je pro provozovatele větrných elektráren situace, kdy v několika prvních letech provozu leží hustota výkonu větru výrazně pod hladinou normálu.

5.2.4. Bonita větrného potenciálu

Z porovnání teoreticky vypočtených ročních produkcí elektrické energie snížených o 10 %, s výrobou dosaženou při provozu se ukazuje, že výroba je nižší. Rozdíl, k jehož hodnotovému vyjádření není dostatek relevantních podkladů, se v prvním přiblížení v hodnotě kapacitního faktoru pohybuje až do 0,04. Je vyvolán jednak nepřesností vstupních dat měření rychlosti větru a metod výpočtu, ale v hlavní míře tím, že „ideální“ výkonová křivka v každé lokalitě je modifikována tvarem orografie, parametrem drsnosti a intenzitou turbulence. Svůj vliv mají i ztráty vedením a transformací. Vzhledem k malému počtu případů však nelze výše zmíněnou skutečnost zobecnit. Na základě provedené analýzy doporučujeme na území ČR kvalifikovat kvalitu větrného potenciálu pomocí hodnot kapacitního faktoru určeného z vykázaného výnosu a to: 0,23 a více – kategorie 1, 0,18 až 0,22 – kategorie 2, 0,14 až 0,17 – kategorie 3, 0,13 a méně – kategorie 4. Kapacitní faktor větrných elektráren je definován jako poměr skutečně vyrobené elektrické energie za období roku k objemu elektrické energie, kterou by generátor vyprodukoval při režimu výroby nominálním výkonem po období celého roku (8760 hodin). Turbíny s nominálním výkonem kolem 2 MW pracující v režimu referenční hodnoty větrného potenciálu spadají do kategorie 2.

5.3. Odhad realizovatelného větrného potenciálu v regionech ČR

Jak vyplynulo z kap. 4 je v současné době k dispozici pole průměrné roční rychlosti větru, potažmo pole hustoty výkonu větru, ve výšce 40 m nad povrchem (viz obr. 16), což určuje klimatologický (teoretický) potenciál na území ČR. Určení úrovně technického potenciálu bylo zatím provedeno pro území Krušných hor náležícího do kraje Ústí . L. /Štekl, Hošek, 2004/ a pro území okresu Havlíčkův Brod /Drápalová, 2006/. I když určení úrovně technického potenciálu s ohledem na kvalitu vstupní informace o klimatologickém potenciálu a na možnost parametrického vyjádření podmínek nutných pro výstavbu VTE bude relativně přesné, obtížné je stanovení korekčního faktoru, který by umožnil spolehlivě určit realizovatelný potenciál větrné energie. Na hodnotě korekčního faktoru se podílí **proces posuzování vlivu staveb na životní prostředí** (zákon č. 100/2001 Sb. – zkráceně EIA), kde se hodnotí vliv stavby VTE na flóru (kácení zeleně při stavbě, vliv na chráněné druhy rostlin), na faunu (vliv na hnízdicí a tažné ptactvo, chráněné druhy živočichů) a na krajinný ráz. Podmínky, které stavby větrných elektráren musí splňovat, aby mohly být umístěny v chráněných územích ochrany přírody, obsahuje zákon č. 114/1992 Sb., o ochraně přírody a krajiny, ve znění pozdějších předpisů. Podmínky výjimek pro stavby typu větrných elektráren ve 4. a 3. zónách CHKO, podmínky pro umístování těchto staveb v území přírodního parku, stejně jako podmínky pro umístování těchto staveb v dalších typech chráněných území podle zmíněného zákona obsahuje následující přehled.

skupiny	kategorie chráněných území a částí krajiny
skupina I.	národní parky, chráněné krajinné oblasti – zóny ochrany, národní přírodní rezervace, přírodní rezervace
skupina II.	chráněné krajinné oblasti – části nezařazené do I. skupiny, národní přírodní památky, přírodní památky
skupina III.	evropsky významné stanovištní lokality, ptačí oblasti
skupina IV.	územní systém ekologické stability, významné krajinné prvky, přírodní parky, přechodně chráněné plochy
skupina V.	lokality výskytu zvláště chráněných druhů rostlin a živočichů
skupina VI.	lokality ochrany krajinného rázu

Skupina I. zahrnuje území se zvláštním režimem, ve kterých zákon o ochraně přírody a krajiny stavby typu větrné elektrárny **zakazuje**. U národních parků, chráněných krajinných oblastí, národních přírodních rezervací a přírodních rezervací může výjimku ze zákazu, v případech, kdy veřejný zájem převyšuje nad zájmem ochrany přírody, povolit v každém jednotlivém případě svým rozhodnutím vláda.

Skupina II. zahrnuje území se zvláštním režimem, ve kterých zákon o ochraně přírody a krajiny umístění stavby typu větrné elektrárny **nevylučuje**. Stavby v nich lze umístit pouze při respektování zákazů a po vydání souhlasů, které stanoví

zákon o ochraně přírody a krajiny. U chráněné krajinné oblasti, národní přírodní památky a přírodní památky může výjimku ze zákazu, v případech, kdy veřejný zájem převyšuje nad zájmem ochrany přírody, povolit v každém jednotlivém případě svým rozhodnutím **vláda**.

Skupina III. zahrnuje evropsky významné lokality přírodních stanovišť a stanovišť druhů v zájmu Evropských společenství a ptáčích oblastí, ve kterých zákon o ochraně přírody a krajiny umístění stavby typu větrné elektrárny **nevyklučuje**, ale stavby v nich nebo mimo ně lze umístit pouze při respektování zákazů a po vydání souhlasů, které stanoví zákon o ochraně přírody a krajiny. Pokud jsou součástí zvláště chráněných území, uvedených v jiných skupinách, vztahují se na ně rovněž omezení uvedená u těchto skupin. Výjimku ze zákazu může udělit **orgán ochrany přírody** za podmínek stanovených zákonem o ochraně přírody a krajiny. Stavby v nich nebo mimo ně, které mohou samostatně nebo ve spojení s jinými významně ovlivnit tato území, podléhají hodnocení podle § 45h a 45i zákona o ochraně přírody a krajiny.

Skupina IV. zahrnuje specifické části krajiny, ve kterých stavby typu větrné elektrárny **nevyklučuje**, ale stavby v nich lze umístit pouze v případech, že jejich realizací nedojde k narušení nebo nenávratnému poškození hodnot krajiny. Jedná se o významné krajinné prvky (§3 odst. 2 – lesy, rašeliniště, vodní toky, rybníky, jezera, údolní nivy, registrované významné prvky), dřeviny (§7 odst. 1), území s prvky systému ekologické stability (§4 odst. 1), stanoví v jakých případech lze stavby v nich umístit pouze na **základě závazného stanoviska** orgánu ochrany přírody.

Skupina V. zahrnuje území s biotopy zvláště chráněných druhů rostlin a živočichů včetně okolního území podmiňujícího jejich existenci a existenci jejich přirozených a umělých sídel. V těchto územích zákon o ochraně přírody a krajiny stavby typu větrné elektrárny **nevyklučuje**, pokud budou dodrženy podmínky ochrany a vydány souhlasy, které stanoví zákon o ochraně přírody a krajiny. Stavby v nich lze umístit pouze na základě výjimky ze základních ochranných podmínek podle § 49, 50 a 56 zákona o ochraně přírody a krajiny.

Skupina VI. zahrnuje území, ve kterém zákon o ochraně přírody a krajiny stavby typu větrné elektrárny **nevyklučuje**, ale stavby v nich lze umístit pouze pokud bude zajištěn ohled na zachování zákonem stanovených charakteristik krajinného rázu.

Stavby větrných elektráren musí respektovat podmínky obecné ochrany rostlin a živočichů, stanovené zákonem č. 114/1992 Sb. a podmínky obecné ochrany druhů ptáků, kteří volně žijí na evropském území členských států Evropského společenství, stanovené v §5a téhož zákona. Případnou rušivou činností je orgán ochrany přírody oprávněn zakázat nebo omezit. Dále se podílí na hodnotě korelačního faktoru:

- Metodický pokyn k vybraným aspektům postupu orgánů ochrany přírody při vydávání souhlasu podle §12 a případně dalších rozhodnutí dle zákona č. 114/1992 Sb., které souvisejí s umístěním staveb vysokých VTE vydaný MŽP.
- Postoje zastupitelstev obcí vyjadřujících se ke stavbám VTE jako zúčastněné strany.
- Pravidla provozování distribuční soustavy (PPDS) a vyhláška č. 51/2006 Sb. Energetického regulačního úřadu o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.
- Zákon č. 50/1976 Sb. o územních plánovacích podkladech a územně plánovací dokumentaci.
- Další okolnosti, které se mohou objevit v procesu územního řízení a stavebního povolení.

První odhad realizovatelného potenciálu větrné energie na území ČR byl publikován v r. 1995 /Štekl a kol./ V době, kdy se instalovaly VTE s výkony kolem 500 kW na věžích o výšce 40 m, byl odhadnut pravděpodobný realizovatelný potenciál v rozmezí 340–410 MW. V r. 2003, kdy instalované VTE měly nominální výkon 1 až 1,5 MW na věžích kolem 70 m, jsme publikovali pravděpodobný realizovatelný potenciál v rozmezí 570–680 MW (Obnovitelné zdroje energie a možnosti jejich uplatnění v České republice). V současné době, kdy se v průměru instalují VTE s výkony kolem 1,75 MW můžeme při odhadu realizovatelného potenciálu větrné energie vycházet ze tří zdrojů:

- ze studie „Perspektivy využití energie větru pro výrobu elektrické energie na území ČR“, IV. část, zpracované v r. 1995,
- z podaných žádostí o posouzení vlivu staveb VTE na životní prostředí (EIA) připravovaných projektů výstavby VTE,
- ze současného instalovaného výkonu VTE na území státu Sasko a na území Rakouska a tempa vývoje větrné energetiky v uvedených sousedních státech.

Odhad pravděpodobného realizovatelného potenciálu větrné energie vázaný na úroveň současné technologie VTE, definovaný podle území je následující:

Severočeská oblast	340 MW
Západočeská oblast	55 MW
Východočeská oblast	90 MW
Středočeská oblast	15 MW
Severomoravská oblast	200 MW
Jihomoravská oblast	195 MW
Jihočeská oblast	15 MW
Celkem	900 MW

Pokud jde o tempo rozvoje větrné energetiky v ČR, lze očekávat, že v r. 2010 by mohl být instalovaný výkon kolem 400 MW s roční výrobou kolem 615 GWh, v letech 2012–2014 by mohl být instalovaný výkon 600–700 MW s roční výrobou 920 až 1100 GWh a v období let 2016–2018 by mohl být instalovaný výkon 800–900 MW s roční výrobou 1230–1380 GWh. Součástí očekávaného rozvoje větrné energetiky by měla být i vize ČEZ OZE, s. r. o., která zveřejnila jako střední scénář k r. 2010 instalovaný výkon 200 MW /Česnek, 2006/. Samozřejmě, že je třeba znovu zdůraznit, že se jedná o prognózu.

6. Předpověď výroby energie větrnými elektrárnami

6.1. Nestabilita větrné energie

Při prosazování koncepce výroby elektrické energie z větru je často slyšet hlasy poukazující na negativní vlastnost tohoto zdroje, kterou je jeho časová nestabilita. Tyto hlasy vycházejí nejen z prostředí politického, ale i od odborných pracovníků, jako např. rozvodných společností a dalších. Praxe však prokázala, že např. ve státech Šlesvicko-Holštýnsko a Sasko-Anhaltsko pokryly v roce 2005 větrné elektrárny svou výrobou 35 % z celkové spotřeby elektrické energie. V podmínkách ČR toto procento lze očekávat v okolí 12 %. Je sice pravda, že diskutované negativní vlastnosti energie z větru musejí být řešeny zálohovými zdroji, ale nepříznivý vliv lze minimalizovat meteorologickou předpovědí pole proudění ve výšce rotorů větrných elektráren a z toho odvozené předpovědi výkonu větru. Předpověď výkonu větru na dobu až 48 hodin může být základní informací pro energetický dispečink. Reálnost tohoto řešení vyplývá ze zkušeností dosažených v zahraničí.

6.2. Numerické předpovědní modely

Hlavní meteorologická centra zpracovávají a rozšiřují předpovědi meteorologických veličin, včetně pole vektoru větru v meziní vrstvě atmosféry, platné od několika hodin v intervalech tří, případně šesti hodin do několika dnů. Pro předpověď na 3 až 6 h se používají statistické modely a aktuálně naměřená data. Pro předpověď nad 6 h se využívají prognostické výstupy numerických modelů pro předpověď počasí (NWP model). V české předpovědní službě dosáhl největšího uplatnění francouzský model (ALADIN), používají se německé modely (GM, LM), britské a americké modely.

Numerické modely pracují s diskrétními hodnotami v síti bodů. Velikost horizontálního kroku sítě určuje rozlišovací schopnost modelu. Tím je ovlivněna možnost zachytit malorozměrné procesy. V současné době používané modely pro postižení procesů synoptického měřítka mají čtvercovou síť bodů s krokem 10–15 km. Proto, aby byly zachyceny lokální větrné poměry v místě větrné elektrárny nebo jejich skupiny, jako např. tvar terénu nejbližšího okolí, parametr drsnosti v ploše, vliv lokálních překážek, byly vyvinuty numerické postupy, které adaptací na provozní předpovědní model umožňují předpověď výroby energie z větrných elektráren až na 36 hodin /Landberg/. Metody předpovědi je možné rozdělit do dvou skupin: na fyzikální a statistické. Statistické metody hledají vztah mezi prediktory, tj. vstupními hodnotami modelu mezi něž patří např. aktuální meteorologické měření, měření výroby elektrické energie, prognostické výstupy NWP modelu a pod. a prediktandem, tj. předpovídanou veličinou. Vztahy mezi prediktory a prediktandy jsou odvozovány z archivních dat a to nejméně tříměsíčních. Kromě statistických modelů se používají metody založené na aplikaci umělých neuronových sítí nebo fuzzy modelů.

Nevýhodou fyzikálních modelů je, že umožňují vydat pouze předpověď deterministickou a nikoliv předpověď v pravděpodobnostní podobě. Proto se v poslední době zavádí tzv. ansámblová předpověď. Ta spočívá v tom, že počáteční podmínky, které vstupují do modelu, se mírně změní a provede se následná integrace. Tento postup se několikrát opakuje a tak se získá soubor (ansábl) předpovědí. Analýzou rozdílů mezi předpověďmi lze odhadnout spolehlivost předpovědi a předpověď formulovat pomocí pravděpodobnosti. Pro předpověď výroby elektrické energie z větru byla vyvinuta řada modelů, které se provozně používají v řadě států v Evropě a USA. Jak vyplývá ze zprávy projektu ANEMOS, průměrná relativní chyba RMSE předpovědi metodou AWPT (statistický model, neuronové sítě) na území Německa v r. 2003 vztažená na instalovaný výkon pro předpověď na 4 h byla 4,9 % a na 24 h byla 7,3 %.

6.3. Přesnost předpovědi výroby elektrické energie

Jednou z metod, jak upřesnit obecnou předpověď numerického modelu pro konkrétní místo, je statistický postprocessing /Sokol/. Tato metoda umožňuje korigovat výstupy numerického prognostického modelu s využitím měření provedených v minulosti. Základem použité metody je lineární regresní model, pro který jsou vhodně vybrány prediktory algoritmem postupných kroků. Tato metoda, založená na postupné adaptaci regresního modelu, umožňuje aplikaci postprocessingu již po krátké době měření. V období duben až září roku 1998 byla na datech vybraných synoptických stanic, které jsou v blízkosti lokalit vhodných pro výstavbu větrných elektráren, ověřena uvedená metoda pro předpovědní interval od 6 do 48 hodin s krokem šesti hodin. V první řadě byly hodnoceny střední kvadratické chyby (RMSE) předpovědi rychlosti větru pro stanice s nadmořskou výškou pod a nad 500 m /Štekl, 1999/. Postprocessing snižuje oproti hodnotám modelu ALADIN RMSE na horských stanicích v průměru o 0,8 m/s, na ostatních stanicích o 0,4 m/s.

Přesnost předpovědi výroby elektrické energie ve zvolené lokalitě byla určena za zjednodušujících předpokladů. Byla použita výkonová křivka stroje Vestas V47–660 kW a celková výroba v místě určité meteorologické stanice byla určena vztahem,

$$P_c = \sum_{j=1}^m PE(u_j)$$

kde $PE(u_j)$ je výkon větrné elektrárny při měřené rychlosti větru u_j , sčítaný po všech termínech a všech dnech období. Předpověď celkové výroby elektrické energie P'_c byla vypočtena obdobným vztahem, kde za rychlost větru u_j se dosazovala hodnota předpovídaná statistickým postprocessingem. Poměrem P_c/P'_c byla charakterizována přesnost předpovědi výroby elektrické energie. Výsledky pro několik stanic s vrcholovou polohou ukazuje tab. 17.

Tabulka 17: Přesnost předpovědi výroby elektrické energie P/P_c na období od 6 do 48 h. Období duben–září 1998, Vestas V47–660 kW.

n. v. [m]	Stanice	oblast	06	12	18	24	30	36	42	48	prům.
1213	Fichtelberg	Krušné hory	0,98	0,95	0,96	0,95	0,94	0,96	0,91	0,93	0,95
735	Svratouch	Českom. vrch.	0,17	0,99	1,02	1,05	1,02	1,05	1,02	1,02	1,01
513	Luka	Drahanská vrch.	1,23	1,31	1,16	1,20	1,27	1,39	1,30	1,51	1,30
1324	Lysá hora	Beskydy	1,10	1,09	1,10	1,11	1,13	1,15	1,13	1,15	1,12

Ukázalo se, že předpověď očekávané výroby elektrické energie na horských vrcholových stanicích měla chybu převážně do 5–6 %, maximálně do 12 %. Ve většině případů je předpovídaná výroba větší než skutečná. Na horských stanicích typu Svratouch a Lysá hora je průměrná chyba předpovědi menší než 10–14 %.

Předpovídaná hodnota je systematicky menší než skutečná. Poněkud horší výsledky vykazuje stanice Luka a další stanice s menší nadmořskou výškou. Celkově lze říci, že přesnost předpovědi výroby elektrické energie větrnou elektrárnou v horských polohách s nadmořskou výškou nad 700 m je metodou statistického postprocessingu akceptovatelná v praktických podmínkách. Pro předpověď pro nižší polohy, kde se uplatňuje ve zvýšené míře vliv zemského povrchu, bude vhodné metodu ještě zdokonalovat.

7. Větrné elektrárny a životní prostředí

Všeobecně je známo, že žádná technologie výroby elektrické energie není zcela bez záporných ekologických vlivů. Výroba elektrické energie větrnými elektrárnami však vyvolává minimální negativní vlivy na životní prostředí při porovnání s využíváním neobnovitelných zdrojů. Větrné elektrárny nezatěžují při svém provozu okolní prostředí žádnými odpady. Neprodukují do atmosféry plynné či tuhé emise včetně CO_2 nebo jiných skleníkových plynů. Není nutné ukládat použité palivo nebo popílek, nevyžadují pro svůj provoz vodu a tudíž ji také neznečišťují a neprodukují odpadní teplo.

7.1. Výstavba větrných elektráren ve vztahu ke krajině

Výstavbou větrné elektrárny je staveniště v porovnání s výstavbou jiných energetických zařízení zatíženo minimálně. Úprava terénu pro příjezd těžkých mechanismů nezbytných pro stavbu základu a pro montáž tubusu a samotné turbíny je potřebná jen na krátkou dobu. Po ukončení stavby se terén uvede do původního stavu. Pouze je třeba přemístit a uložit vytěženou zeminu při stavbě základu (zhruba kolem 100 m³). Po zabetonování základu je tento zahrnut ve výšce zhruba 0,5 m zeminou. Z povrchu země vystupuje pouze věnec na upevnění tubusu. Stavba je relativně krátká; trvá do dvou měsíců. Po ukončení provozu větrné elektrárny proběhne její demontáž během 1–2 dnů.

Větrné elektrárny umožňují polyfunkční využití zemědělské půdy. Zemědělskou půdu je možno využívat téměř v původním rozsahu, obdobně jako je tomu u stožárů pro elektrické vedení.

Při stavbě větrných elektráren musí být respektován zákon o ochraně přírody a krajiny ČNR č. 114/92 Sb. Nejsou přípustné stavby v národních parcích, v přírodních rezervacích, v chráněných krajinných oblastech první zóny a v blízkosti národních památek. Shodou okolností se však na území ČR většinou plochy chráněných krajinných oblastí ztotožňují s oblastmi vysokého větrného potenciálu (zhruba 60–70 %). Můžeme pouze doufat v to, že se v budoucnu najde kompromisní řešení, a větrnou energii, vstřícnou životnímu prostředí, za důkladného zvážení všech okolností v uvedených oblastech budou odpovědní pracovníci životního prostředí tolerovat.

7.2. Hluk emitovaný větrnými elektrárnami

Vliv akustické emise větrných elektráren na okolní prostředí bývá v mnoha případech ochránci životního prostředí nadhodnocován. Při provozu větrné elektrárny vznikají dva druhy hluku. Jde o **mechanický hluk**, jehož zdrojem je strojovna (generátor včetně ventilátoru, převodovka, natáčecí mechanismy, event. i brzda). Množství hluku emitované do okolí závisí nejen na kvalitě provedení jednotlivých částí (např. ozubená kola převodovky) i celku, ale také na uložení a kapotáži celého soustrojí. Současné sériově vyráběné větrné elektrárny mají všechny uvedené parametry optimalizovány. Až na malé odchylky při natáčení gondoly je to zvuk ustálený.

Určité zvukové rázy vznikají míjením listů vrtule kolem tubusu. V minulosti se u některých větrných elektráren objevovaly vibrace tubusu, s čímž se moderní technologie vyrovnala /Koniček, Jiříček/. Dále jde o **aerodynamický hluk**, který vzniká interakcí proudícího vzduchu s povrchem listů rotoru a uvolňováním vzdušných vírů za hranou listů. Jeho frekvenční spektrum je velmi vyrovnané a klesá se vzrůstající frekvencí. Aerodynamický hluk je snižován modernějšími konstrukcemi listů vrtule, případně variantností typů rotorů, kdy za cenu snížení hlukové emise se mírně sníží i výkon generátoru.

Hluk se šíří od bodového zdroje v závislosti na směru a rychlosti proudění vzduchu, v závislosti na intenzitě vertikálního promíchávání vzduchu (pod teplotní inverzí je zamezen přenos hluku ve vertikálním směru), na tvaru zemského povrchu, na existenci překážek pro šíření hluku /Štekl, 1996/. Hluk šířící se od bodového zdroje se utlumuje se vzrůstající vzdálenos-

tí. Ve zjednodušené verzi řešení se uvažuje úbytek akustického tlaku s logaritmem vzdálenosti jako funkce rychlosti větru. Většinou se tato zjednodušená verze výpočtu (tedy bez vlivu směrové růžice, tvaru reliéfu, zvrstvení teploty atd.) používá v modelových výpočtech pro určení izofonového pole v okolí větrné elektrárny.

Na sílu vjemu vyvolaného určitým hlukem má velký vliv poměr mezi jeho intenzitou a intenzitou ostatních hluků, které se označují jako **hluk pozadí**. Všeobecně je známo, že hluk vyvolaný vazkým a turbulentním třením vzduchu o drsný zemský povrch dosahuje, zvláště v horských podmínkách, velkých hodnot. Např. při vichřici se v těchto podmínkách stává lidská řeč nesrozumitelnou. Na zkušebním polygonu Dlouhá Louka v Krušných horách bylo provedeno měření, které ukázalo, že při rychlosti větru do 5 m/s byla úroveň hluku pozadí v mezích 30–40 dB, ale při rychlosti větru kolem 6 m/s hluk pozadí byl v rozsahu od 33 do 47 dB a při rychlostech větru nad 8 m/s hluk pozadí přesahoval hodnotu 45 dB /Štekl, 1999/.

Nařízení vlády č. 502/2000 Sb. o ochraně zdraví před nepříznivými účinky hluku a vibrací určuje nejvyšší přípustnou hladinu akustického tlaku ve venkovním prostoru pro den (6–22 hodin) 50 dB a pro noc 40 dB. V tomto nařízení není zohledněna okolnost, kdy hluk pozadí převyšuje hluk vyvolaný větrnou elektrárnou. Bylo by jistě mimo logiku případu, aby schvalovací orgán do povolení řízení nezahrnul zmíněnou skutečnost poměru mezi úrovní hluku pozadí a akustického tlaku vyvolaného větrnou elektrárnou.

Např. v Německu se uplatňuje doporučení větrnou elektrárnu stavět více než 300 m od jednotlivého domu a více než 500 m od okraje skupiny domů (obec apod.).

Na některé citlivé jedince nepříznivě působí stroboskopický efekt, vznikající střídavým zakrýváním slunečního kotouče listy rotoru. Tento efekt je aktuální pouze při malé výšce Slunce. Proto by mělo být součástí posudku na připravovaný projekt stavby větrné elektrárny posouzení vlivu stroboskopického efektu.

7.3. Větrné elektrárny a avifauna

Využívání větrné energie provázejí živé diskuse a často i ostré spory s ochránci ptactva, protože se u větrných elektráren na území Česka jedná o nový proces v krajině, u něhož nelze vycházet ze zkušeností. Přitom systematické dlouhodobé pozorování, které by prokázalo negativní vlivy na ptactvo v ČR, neexistuje a krátkodobé zkušenosti takovéto vlivy neprokázaly. Diskuse jsou většinou spekulativní.

Zcela aktuálním se posouzení vlivu větrných elektráren na avifaunu stalo Zákonem 100/2001 Sb. ze dne 20. února 2001 o posuzování vlivů záměru na životní prostředí. V části D přílohy, která je uvozena názvem „Komplexní charakteristika a hodnocení vlivů záměru na obyvatelstvo a životní prostředí“ v bodě 2, je povinnost zhodnotit vlivy na faunu, flóru a ekosystémy. V České republice, pokud je autorovi známo, existuje pouze jedna ucelená studie o vlivu větrné elektrárny na populace ptáků, kterou zpracovali Prof. Dr. K. Šťastný, CSc. a Doc. Dr. V. Bejček, CSc., z katedry ekologie LF VŠZ Praha v letech 1993 až 1994. V lokalitě Dlouhá Louka (880 m n. m.) v Krušných horách provedli výzkum hnízdních společenstev ptáků ve třech biotopech této lokality (na louce, v lese a v chatové oblasti) a to v délce jednoho měsíce před a po výstavbě „Demonstrační větrné elektrárny EWT 315 kW“. Tento výzkumný projekt financoval ČEZ, a. s. Ze závěru výzkumné zprávy vyjímáme následující: „Bylo shledáno, že výstavbou větrné elektrárny nebyla zasažena žádná lokalita, zasluhující ochranu. V blízkosti nebylo zjištěno hnízdiště žádného ohroženého druhu vyjma hýla rudého, jehož hnízdní výskyt byl však zaznamenán až po výstavbě větrné elektrárny. Prezentované výsledky jsou dokladem, že provoz větrné elektrárny způsobem neovlivňuje hnízdní společenstva ptáků. Zjištěné rozdíly na otevřené ploše v blízkosti větrné elektrárny bezesporu nesouvisí s jejím provozem, nýbrž s likvidací lučního porostu během její výstavby a rozoráním celé louky před novým osetím. Nebylo možno z časových důvodů provést analýzu situace během podzimní migrace. Na základě vlastních výsledků a zkušeností zahraničních autorů lze předpokládat, že větrná elektrárna nebude mít zásadně rušivý vliv na avifaunu“.

K tomuto odbornému posudku dodejme praktické zjištění, že za sedm let provozu uvedené demonstrační větrné elektrárny nebyl zjištěn v bezprostředním okolí ani jeden pták zraněný případně mrtvý. Podrobný text výzkumných zpráv je uveřejněn v časopise Větrná energie, No 17, 2002.

V zahraniční literatuře lze nalézt řadu výzkumných pozorování chování tažných ptáků u větrných farem. Všeobecně lze říci, že tyto viditelné překážky ptáci oblétaří či nadlétávají, v řídkých případech i prolétávají. Poněkud složitější situace nastává v noci či za mlhy. Ukazuje se, že plachtící ptáci mohou pocítovat existenci rozvířeného tedy turbulentního charakteru proudění za rotory větrných elektráren do vzdálenosti až několika málo set metrů. Turbulentní vlečka je nejvýraznější na obvodu rotoru. Ze zahraničních statistik vyplývá, že průměrný počet kolizí ptáků na kilometrovém pásu větrných elektráren odpovídá počtu ptáků zabitých střetem s automobily na kilometrovém úseku frekventované silnice a je mnohem menší než počet nehod ptáků, připadající na kilometr elektrického vedení vn nebo vvn.

7.4. Větrné elektrárny a šíření radiového a televizního signálu

V minulosti se objevily pokusy kritizovat větrné elektrárny z důvodu, že působí rušivě na elektromagnetické vlnění v jejich okolí. Principiálně může vznikat interference, k níž dochází vlivem odrazu, rozptylu a difrakce elektromagnetického vlnění. Bylo zjištěno, že v prostoru mezi zdrojem signálu a větrnou elektrárnou je hladina interference značně nižší než v prostoru za větrnou elektrárnou z pohledu od vysílače. Samotná hodnota interference je závislá na technických parametrech větrné elektrárny (rozměry rotoru, konstrukce listů rotoru včetně jejich geometrie, rychlost rotace).

Měření na demonstrační větrné elektrárně Dlouhá Louka bylo prokázáno, že činnost elektrárny kvalitu televizního signálu v jejím okolí neovlivňuje. Totéž lze říci obecně o větrných elektrárnách moderní konstrukce. Stejně tak lze konstatovat, že provoz větrných elektráren neovlivňuje letecký provoz z hlediska rušení a vyzařování elektromagnetických a elektrostatických polí.

7.5. Větrné elektrárny a krajinný ráz

Krajinný ráz patří k nejcitlivějším hlediskům při umisťování větrných elektráren do krajiny. Obtížnost tohoto hodnocení je dána subjektivním charakterem, pro nějž nelze určit jednoznačný závažný postup. V zahraničí jsou k dispozici odborná doporučení jako např. v práci Winkelbrandta et al. pro spolkové země Německa. V České republice byl zpracován Ing. J. Penkem z AOPK ČR vcelku úspěšný návrh „Metodického pokynu MŽP pro umisťování větrných elektráren v chráněných územích a ostatní krajíně“ v roce 1999, který se však nestal oficiálním dokumentem.

V časopise Ochrana přírody, 54, 1999, č. 5 vyšel článek „Umístění větrných elektráren v chráněných územích a ostatní krajíně“ od autorů V. Petříčka a K. Macháčkové. V tomto doporučení není sladěno hledisko ochrany krajiny se základními požadavky meteorologickými, které je nutno dodržet. Např. se doporučuje lokalizovat větrnou elektrárnu v kulturní krajíně s vhodnou doprovodnou zelení a ignoruje se nepříznivý vliv zvýšeného parametru drsnosti na turbulentnost proudění a jeho zeslabení. Nebo se doporučuje umístit větrnou elektrárnu pod horizont. Toto doporučení je v rozporu s fyzikálním zákonem o růstu rychlosti větru na vrcholcích terénních tvarů. Dále se konstatuje, že menší počet větrných elektráren netřísťí kulisu rozptýlených stromů. Experimentálně bylo zjištěno, že stromy ovlivňují proudění až do vzdálenosti rovné pětinasobku jejich výšky.

Je třeba připustit, že větrné elektrárny zvláště na vysokých tubusech, či větrné farmy naruší vzhled krajiny. Neruší je však více než třeba vysokonapěťová vedení, tovární komíny, paneláková sídliště, velkokapacitní kravíny, či jiná technická zařízení, která jsou pro obyvatelstvo tak nezbytná. Berme zásah do krajinného rázu jako jednu miskou vah, kde druhou je výroba elektrické energie „čistou formou“. A jako česká krajina v minulosti „unesla“ 880 historicky doložených větrných mlýnů, jistě i v budoucnosti „unes“ zhruba 1000 větrných elektráren. Obdobně jako krajina sousedního státu Sasko již v současnosti „unes“ 600 větrných elektráren. Věříme tomu, že se časem s těmito technicky a esteticky elegantními zařízeními většina obyvatelstva sžije jako u našich sousedů.

7.6. Větrné elektrárny a produkce škodlivin

Je všeobecně známo jakým způsobem uhelné elektrárny zatěžují životní prostředí počínaje zásahem do krajiny při skrývkách zeminy (nemluvě o přemístění obcí), při samotné těžbě uhlí, při ukládání pevných odpadů spalovacích procesů, při znečišťování vody. Nesmíme opomenout finanční náklady na rekultivaci krajiny. Stejně tak jsou všeobecně známy problémy kolem úložišť použitého jaderného paliva. Aktuální otázkou je množství zásob uhlí – z odpovědi vyplývá, kdy uhelné elektrárny přestanou mít funkční opodstatnění.

V minulosti byl velmi agresivní emitovanou látkou vznikající při spalování uhlí oxid siřičitý (SO_2), který dlouhodobě poznamenal lesní porosty nejen v Krušných horách, ale i v jiných regionech. Po odsíření uhelných elektráren se sice zásadním způsobem snížila hodnota emitovaného SO_2 , ale v důsledku energetické náročnosti na odsiřovací proces se zvýšila úroveň emitovaného CO_2 . Oxid uhličitý jako skleníkový plyn, který je důsledně mezinárodně monitorovanou škodlivou látkou, při výrobě elektrické energie z větru nevzniká.

Jestliže vyjdeme z množství odpadních látek, které vznikají při výrobě jedné kWh z uhlí, pak podle zahraničních pramenů při výrobě 1 kWh z energie větru se sníží emise CO_2 až o 1250 g, emise NO_x až o 6 g, prachu a popílku až o 70 g. Podotýkám, že tyto údaje se u jednotlivých autorů liší. Souhrnně lze však říci, že uvedení většího počtu větrných elektráren do provozu na našem území by významným způsobem odlehčilo atmosférickému prostředí. Např. při vybudování 150 větrných elektráren s celkovým výkonem 300 MW v oblasti Krušných hor by se snížilo zatížení životního prostředí za rok v porovnání s výrobou elektřiny z uhlí o 3600 t NO_x , 750 000 t CO_2 , 420 000 t prachových částic a 42 000 t škváry a popílku.

Důležitým parametrem při hodnocení větrných elektráren je poměr energie vynaložené na výrobu a zprovoznění zařízení vůči energii, kterou toto zařízení je schopno během své životnosti vyrobit. U větrných elektráren poslední generace v podmínkách vysokého větrného potenciálu je zapotřebí jednoho maximálně dvou let, aby poměr obou složek byl vyrovnán. Poté po zbytek své životnosti současná větrná elektrárna vyrobí 20 krát více energie, než byla energie potřebná na její výrobu a zprovoznění. Tento poměr v porovnání s jadernými a uhelnými elektrárnami je u větrných elektráren velmi příznivý.

8. Závěr

Rozvoj větrné energetiky v České republice je závislý na úrovni větrného potenciálu a na politické vůli podporovat tento rozvoj. Pod pojmem politická vůle chápeme nejen povinný výkup energie, stanovení příznivých výkupních cen garantovaných na dobu alespoň patnácti let, ale celou řadu legislativních opatření, ošetřujících činnosti spojené s přípravou a realizací jednotlivých projektů. Jde např. o určení zásoby větrné energie metodami na nejvyšší odborné úrovni, kvalifikované a se zahraničními zkušenostmi srovnatelné posouzení vlivu staveb větrných elektráren na životní prostředí a další.

Rozvoj větrné energetiky by měl podle našeho názoru vycházet z územních koncepcí výstavby větrných elektráren, které by začínaly od rajonů obcí a měst a přes koncepce krajů by sumarizovaly možnosti větrné energetiky na celém území České republiky. Obdobná koncepce však nebyla zpracována.

V první části studie se lze seznámit se základními technickými charakteristikami současně vyráběných větrných elektráren s ohledem na rozdílnost konstrukčních principů. Informace se vztahují k typům VTE, které byly v posledním roce nejvíce prodávány.

V této studii jsme přiměřenou pozornost věnovali zhodnocení prvního období rozvoje větrné energetiky v ČR, které se váže k letům 1990–1995. Zkonstatovali jsme, že z 24 větrných elektráren s celkovým výkonem 8220 kW, které byly v tomto období vybudovány, zhruba 30 % z nich mělo vysoce poruchovou až nefunkční technologii českých výrobců. Tyto výrobky byly cenově velmi přitažlivé, ale neprošly zkušebními provozem, atestačním řízením a ověřením výkonových křivek. Dále zhruba 20 % všech instalovaných turbín bylo postaveno v lokalitách s problematickou zásobou větrné energie. Bylo to možné proto, že neexistovala vhodná legislativní opatření. Uvedené skutečnosti vyvolaly u laické veřejnosti i u odborných pracovníků „klasické“ energetiky zkreslený obraz o možnostech větrné energetiky. Navíc se objevily pokusy hodnotit možnosti tohoto oboru na základě provozu větrných elektráren s nefunkční technologií nebo nevhodně umístěných.

Druhá fáze rozvoje větrné energetiky, která se projevila po r. 2002, je popsána výčtem všech instalovaných turbín a souhrnně zpracována do tabulkového vyjádření všech VTE, které byly v provozu do září r. 2006.

Jedna z metod posouzení možností rozvoje větrné energetiky na území ČR je porovnání tohoto rozvoje na území sousedních států, které jsou ve srovnatelných klimatických podmínkách. 709 větrných elektráren na území státu Sasko s celkovým výkonem 724 MW k 30. 6. 2006 a 819 instalovaného výkonu na území Rakouska k 31. 12. 2005 jsou pro hodnocení úrovně realizovatelného potenciálu na území ČR silně inspirující čísla. Realizovatelný větrný potenciál, jak ukazuje praxe, není konstantní veličina, ale s časem se mění, a to hlavně v závislosti na vývoji technologie větrných elektráren. I tomuto faktoru jsme věnovali přiměřenou pozornost. Očekávání řady vývojových pracovníků 90 let minulého století bylo překonáno růstem jmenovitého výkonu na 3–5 MW, průměrem rotorů na 80–110 m, výšky stožárů na 100–120 m.

Pozornost jsme v práci věnovali metodám pro určení pole průměrné roční rychlosti větru ve výšce 10 m nad povrchem a jejich přesnosti. Váhu této fáze práce, z jejichž výsledků se určuje klimatologický potenciál větru, vyjadřuje závislost hustoty výkonu větru na rychlosti větru ve třetí mocnině. Porovnáním výsledků získaných statistickým modelem pracujícím s trojdimenzionální interpolací, výsledků dynamického modelu mezní vrstvy atmosféry a dánského modelu, používaného ve státech západní Evropy pro posudkové hodnocení zásob větrné energie, jsme získali číselné posouzení předností a slabých článků jednotlivých modelů. S cílem spojit přednosti statistického modelu a modelu WAsP byl v Ústavu fyziky atmosféry AV ČR v r. 2004 vyvinut hybridní model s vyznačením VAS/WAsP. Ukázalo se, že zvláště citlivé je určování větrného potenciálu v nadmořských výškách nad 700 až 800 m, kde velká vertikální členitost terénu vyvolává vysoké nároky jak na dynamické modely mezní vrstvy atmosféry, tak na statistickou metodu. Jeden ze závěrů této práce je konstatování potřeby stožárového měření složek větru před realizací stavby větrné elektrárny. Předběžná posouzení zásoby větrné energie, která jsou vstupní a základní informací před přípravou výstavby VTE, jsou zpracovávána pomocí popsaných numerických modelů. Uvedené přesnosti modelů naznačují i možnou očekávanou přesnost těchto posouzení.

V samostatné kapitole jsme naznačili přednosti větrných elektráren před uhelnými elektrárnami při výrobě elektrické energie a uvedli na úrovni současných poznatků vliv provozu VTE na životní prostředí.

V práci jsme specifikovali všechny okolnosti, které ovlivňují redukci klimatologického potenciálu na realizovatelný potenciál. Byl proveden hrubý odhad možností větrné energetiky po územních celcích a celkově na území České republiky. Naznačili jsme možný způsob jak meteorologickou předpovědí výkonu větrných elektráren přispět k udržení stability rozvodných sítí.

Použité zdroje

- /1/ Burian, V. /1965/ : Větrné mlýny na Moravě a ve Slezsku. Práce odb. společenských věd Vlastivědného ústavu v Olomouci, č. 7, s. 79
- /2/ Ender, C. /2006/ : Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 30. 6. 2006, DEWI Magazin, Nr. 29, s. 27–36.
- /3/ Gurdes, G., Pahlke, T. /1995/ : Wind- und Flächenpotencialstudie für das nordliche Niedersachsen und den Harz. DEWI Mag., Nr. 7, 4–16.
- /4/ Hošek, J. /2000/ : Určení zásoby větrné energie lokalit pomocí dánského programu WAsP. Větrná energie, No. 12, Praha, 8–10.
- /5/ Jaroš, J. /1993/ : Větrné mlýny na Moravě. Ekocentrum Brno, s. 85
- /6/ Kašpar, F. /1948/ : Větrné motory a elektrárny I. Elektrotechnický svaz československý. Praha.
- /7/ Kuntzsch, J., Daniels, W. /1994/ : Windenergienutzung im Freistaat Sachsen.Dresden, s. 139.
- /8/ Landberg, L. /1994/ Implementing Wind Forecasting at Utility. 5th European Wind Energy Association Conference and Exhibition, Thessaloniky, Greece.
- /9/ Mellinghoff, H., Monnich, K., Waldi, H. P., Beyea, H. G. /1998/ : Windleistungsvorhersage im Zeitbereich bis 48 Stunden. DEWI Mag., Nr. 13.
- /10/ Molly, J. P. /2002/ : Technische Entwicklungstrends der Windturbinen. DEWI Mag., Nr. 20, s. 52–59.
- /11/ Pokorný, O. /1973/ : Soupis lokalizace větrných mlýnů v Čechách. Studia geographica 18, Geografický ústav ČSAV, Brno, s. 179.
- /12/ Rychetník, V., Janoušek, J., Pavelka, J. /1997/ : Větrné motory a elektrárny. Vydavatelství ČVUT, Praha, s. 199.
- /13/ Sobíšek, B. /2000/ : Rychlost a směr větru na území České republiky v období 1961–1990. NKP, Praha, 29, s. 86.
- /14/ Sokol, Z. /2003/ : MOS based precipitation forecasts for river basins. Wea. Forecasting, v tisku.
- /15/ Svoboda, J. /1990/ : Numerical modeling of the atmospheric boundary layer over a hilly landscape.Studia geoph. et eod., 34, 167–184.
- /16/ Svoboda, J. /1996/ : Výpočet průměrných rychlostí větru v horských regionech pomocí simulovaných polí proudění vzduchu. Meteor. Zpr., 49, č. 3, 77–80.
- /17/ Šeřter, J., I. /1991/ : Využití energie větru.SNTL Praha, s. 266.
- /18/ Štekl, J., Zacharov, P. /1994/ : Variabilita hustoty vzduchu a její vliv na výkon větrných elektráren. Sborník konference Meteorologie a životní prostředí regionů, Most, s. 62–69.
- /19/ Štekl, J. a kol. /1994/ : Perspektivy využití energie větru pro výrobu elektrické energie na území ČR. III. část. Výzkumná zpráva, ÚFA AV ČR, Praha, s. 138.
- /20/ Štekl, J. a kol. /1995/ : Perspektivy využití energie větru pro výrobu elektrické energie na území ČR.IV. část. Výzkumná zpráva, ÚFA AV ČR, Praha, s. 158.
- /21/ Štekl, J. et al. /1997/ : Meteorologie ve větrné energetice. Větrná energie, No. 6, Praha s. 48.
- /22/ Štekl, J., Jež, J. /1999/ : Časová variabilita výkonu větru v severních Čechách. Větrná energie, Praha, No. 11, s. 2–3.
- /23/ Štekl, J. /1999/ : Meteorologická předpověď výkonu větru na území ČR. Větrná energie, No. 11, Praha s. 3–7.
- /24/ Štekl, J., Jež, J. /2000/ : Metody „prodloužení“ ročního měření rychlosti větru. Větrná energie, No. 12, s. 2–5.
- /25/ Štekl, J., Sokol, Z., Zacharov, P. /2000/ : Denní a roční chod rychlosti větru v závislosti na nadmořské výšce nad územím České republiky. Větrná energie, Praha, No. 13, s. 2–4.
- /26/ Štekl, J., Sokol, Z. /2000/ : Větrné poměry v jižních Čechách. Větrná energetika v jižních Čechách – od snů k realitě. Seminář, 24. 2. 2000, s. 3–7.
- /27/ Štekl, J., Hošek, J. /2001/ Rychlost větru v oblasti atmosférických front z hlediska větrné energetiky. Větrná energie, Praha No. 14, s. 7–10.
- /28/ Štekl, J. et al. /2002/ : Závěrečná zpráva projektu VaV 320/6/00, subprojekt Větrná energie. 1. díl, Ústav fyziky atmosféry AV ČR, Praha, s. 117.
- /29/ Štekl, J. et al. /2002/ Závěrečná zpráva projektu VaV 320/6/00, subprojekt Větrná energie, 2. díl, Ústav fyziky atmosféry AV ČR, Praha, s. 82.

/30/ Štekl, J. /2003/: Větrná energie a její možnosti v ČR. Obnovitelné zdroje energie a možnosti jejich uplatnění v České republice. Praha, ČEZ, s. 59–82

/31/ Štekl, J. a kol. /2005/: Posudek větrného potenciálu a vhodnosti lokality pro stavbu větrných elektráren. Větrná energie, Praha, No. 21, s. 6–17

/32/ Troen, I., Petersen, E. L. /1989/ : European Wind Atlas, Riso National Laboratory, Roskilde, s. 656.

/33/ Votruba, L. /1995/ : Větrná energetika ve 30. a 40. letech tohoto století. Větrná energie, č. 2, s. 20–22.

/34/ Winkelmeier, H. /2002/ Rozvoj větrné energetiky v Rakousku. Větrná energie, Praha, No. 17, s. 22.

/35/ Large scale integration of wind energy in the European power supply, A report by EWEA, 2005, s. 170

/36/ Windenergie 2006, Bundesverband Windenergie e.v., Osnabrück, s. 255

ENERGETICKÉ VYUŽÍVÁNÍ BIOMASY

Kolektiv autorů ÚPEI FSI VUT Brno

1. Úvod

Potřeba energie doprovází celou existenci lidstva, přičemž po tisíciletí právě biomasa představovala jeden z hlavních zdrojů. Později, společně s technickým rozvojem, převzala její úlohu (zejména v industrializovaných zemích) fosilní paliva a energie jaderná, avšak v mnoha rozvojových zemích biomasa stále představuje životně důležitý zdroj energie. Je zřejmé, že ekonomický rozvoj (technologický, industrializace, doprava, obchodní výměna, životní úroveň) podmiňuje právě potřeba energie, což má za důsledek zvyšování nároků na palivoenergetické zdroje a v souladu s přijímanou ekonomickou teorií také zvyšování jejich cen. Jednu z možností řešení této situace představuje důsledné využívání úsporných technologií. Negativně vnímaným doprovodným jevem spojeným s využíváním fosilních paliv jsou emise skleníkového plynu oxidu uhličitého (CO₂). Jeho zvyšující se koncentrace v atmosféře, navíc doprovázená emisemi dalších skleníkových plynů (metan, oxid dusný, freony), omezuje vyzařování zemského tepla do vesmíru a přispívá ke globálnímu oteplování.

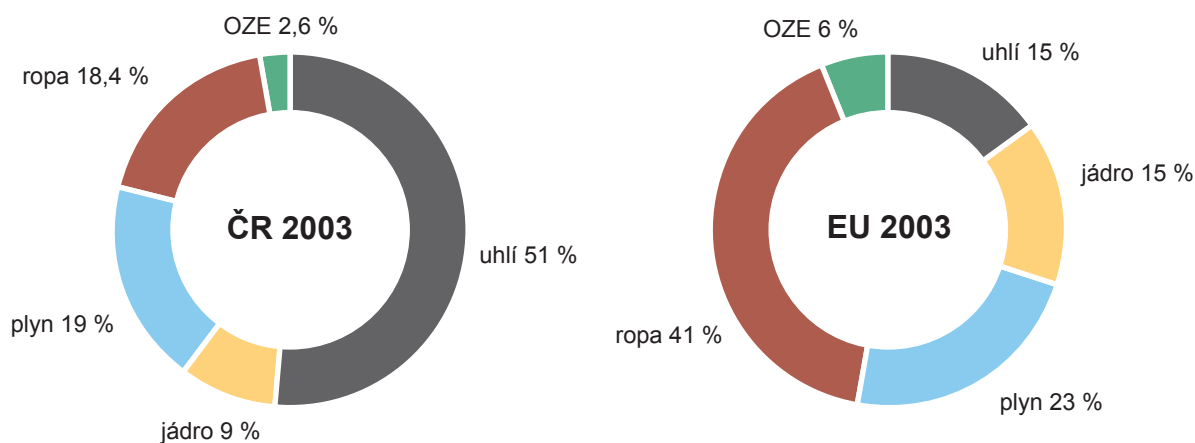
Proto se usilovně hledají nové zdroje, které by energii z fosilních paliv nahradily. Jednu z preferovaných možností představuje využívání energie z obnovitelných zdrojů. Celosvětově jsou obnovitelné zdroje energie (OZE) chápány nejen jako prostředek ke snížení zátěže životního prostředí, ale také jako stále významnější segment energetických bilancí. Za obnovitelné zdroje energie jsou všeobecně považovány větrná, sluneční a vodní energie, energie z biomasy, ze skládkového plynu a okolního prostředí (zejména geotermální) [1. 1].

Jedním z důležitých obnovitelných zdrojů energie je biomasa, tj. biologicky rozložitelná část výrobků, odpadů a zbytků ze zemědělství, lesnictví a souvisejících průmyslových odvětví, dále zemědělské produkty cíleně pěstované pro energetické účely a také biologicky rozložitelná část průmyslového a komunálního odpadu. K nejčastěji používaným druhům biomasy patří dřevo a dřevní odpad, sláma obilovin a olejnin, bioplyn, kapalná biopaliva a energetické rostliny pěstované pro energetické účely. V České republice by měla biomasa zaujmout (vedle energie z vodních elektráren) pozici hlavního obnovitelného zdroje. Cíleně pěstovaná biomasa navíc přináší užitek i v širších souvislostech: zlepšuje ekologii krajiny, umožňuje efektivní využití půdy, nezanedbatelné jsou i sociální aspekty (nové pracovní příležitosti).

Pro zemědělství představuje biomasa cíleně pěstovaná pro energetické účely novou příležitost spočívající v produkci komodity, která neslouží pro potravinářské účely. Pro pěstování energetických rostlin lze s výhodou využít půdu, která není potřebná pro produkci potravin nebo krmiv a která se v ČR rozlohou blíží téměř 1 mil. hektarů (465 tis. ha orné půdy a 523 tis. ha luk a pastvin) (viz kap. 3) [1. 2]. Nové využití tak nacházejí i plochy, které nejsou vhodné pro pěstování potravinářských plodin (např. orné půdy po záplavách).

Využívání obnovitelných zdrojů energie představuje jednu z priorit energetické koncepce EU, konstatující obavy z rostoucí závislosti na dovozu energetických surovin z nestabilních oblastí. Je odhadováno, že v roce 2030 tyto dovozy dosáhnou cca 70% podíl v energetické bilanci EU, což představuje vážné riziko bezpečnosti a spolehlivosti dodávek energie. Dovožní závislost České republiky u primárních energetických zdrojů se v roce 2003 odhaduje na 60 %, je však nutné poznamenat, že závislost na dovozu ropy, zemního plynu a jaderného paliva je prakticky stoprocentní již dnes.

Struktura spotřeby energie v Evropské unii a v České republice v roce 2003 [1. 3]



Proto Evropská unie stanovila cíle podílu OZE pro jednotlivé členské státy, které jsou doloženy směrnicí 2001/77/EC o podpoře elektřiny z OZE na vnitřním trhu s elektřinou EU.

Uvedená čísla v tabulce 1 prezentují procentuální podíly výroby elektřiny na hrubé domácí spotřebě elektřiny v každém členském státě a v Evropě. Směrnice zároveň definuje celkový cíl pro Evropské společenství ve výši 22,1 %. Směrnice zavazuje členské státy přijmout opatření a programy podpory, které povedou ke zvyšování podílu výroby elektřiny z OZE. Konkrétní formy opatření jsou ponechány na rozhodnutí jednotlivých států, musí však být v souladu s pravidly pro vnitřní trh s elektřinou a úměrné indikativním cílům, aby vedly k jejich splnění v roce 2010.

Tabulka 1: Indikativní cíle v Evropě v % [zdroj Eurostat]

	1994	2004	2010		1994	2004	2010
EU (25 countries)	13,2	13,7	21,0	Malta	0,0	0,0	5,0
EU (15 countries)	14,2	14,7	22,0	Netherlands	1,9	5,7	9,0
Belgium	1,1	2,1	6,0	Austria	70,1	58,8	78,1
Czech Republic	3,0	4,0	8,0	Poland	1,6	2,1	7,5
Denmark	5,6	27,0	29,0	Portugal	36,1	24,4	39,0
Germany	4,3	9,7	12,5	Slovenia	31,8	29,1	33,6
Estonia	0,0	0,6	5,1	Slovakia	17,0	14,3	31,0
Greece	6,4	9,5	20,1	Finland	24,8	28,3	31,5
Spain	17,7	18,2	29,4	Sweden	42,7	46,1	60,0
France	19,7	12,9	21,0	United Kingdom	2,1	3,7	10,0
Ireland	5,5	5,1	13,2	Bulgaria	2,2	8,9	-
Italy	18,0	15,9	25,0	Croatia	41,7	41,0	-
Cyprus	0,0	0,0	6,0	Romania	23,4	29,9	-
Latvia	52,8	47,1	49,3	Turkey	39,5	30,9	-
Lithuania	4,1	3,5	7,0	Iceland	99,9	100,0	-
Luxembourg	3,0	3,3	5,7	Norway	99,5 (p)	89,8	-
Hungary	0,5	2,3	3,6				

2. Nová legislativa

V posledních několika letech byla přijata celá řada legislativních předpisů a technických norem, které více či méně souvisejí a ovlivňují využití obnovitelných zdrojů energie v České republice. Ucelený přehled legislativy, která se dotýká fytoenergetiky, tj. energetického využití cíleně pěstovaných rostlin a kompostování, lze nalézt na stránkách www.biom.cz.

Bezesporu nejdůležitějším právním dokumentem, který byl v posledním období schválen, je zákon č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie. Jak již z názvu tohoto zákona vyplývá, upravuje způsoby a možnosti podpory pouze pro výrobu elektřiny, nevztahuje se však na výrobu tepla z biomasy. Uvedený zákon implementuje směrnici EU č. 2001/77/ES, o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektřinou.

Podle názorů zahraničních expertů je tento zákon, který při návrhu schémat podpory výroby tzv. „zelené elektřiny“ vycházel z nejlepších evropských zkušeností, jedním z nejmodernějších v Evropské unii.

Pro potenciální investory do nových zařízení zákon garantuje:

- minimální výkupní cenu biomasy po dobu 15 let od uvedení zařízení do provozu,
- meziroční změnu minimální výkupní ceny maximálně o 5 %.

Oba tyto faktory usnadňují výpočet návratnosti vložených investic a zlepšují pozici investorů při vyjednávání bankovních úvěrů pro realizaci jejich záměrů v oblasti výroby elektřiny z OZE.

Výrobce elektřiny z OZE může využít jeden ze dvou modelů podpory vyrobené elektřiny:

1. Model minimální výkupní ceny.
2. Model zelených bonusů.

Na rozdíl od prvního přístupu, kdy výrobce prodává elektřinu za garantované minimální výkupní ceny, v případě druhém prodává elektřinu za sjednané tržní ceny navýšené o tzv. zelený bonus. Celková získaná cena, tj. součet ceny tržní a zeleného bonusu, by ve většině případů měla přesahovat minimální garantovanou výkupní cenu. Tento model však vyžaduje aktivnější přístup výrobce k prodeji svého produktu, tj. zelené elektřiny.

Výše minimální výkupní ceny i zelených bonusů stanovuje jednou ročně Energetický regulační úřad. Vzhledem k tomu, že mezi OZE s velkým potenciálem v ČR patří zejména biomasa, jsou v následující tabulce 2 uvedeny výkupní ceny platné pro rok 2007.

Tabulka 2: Výkupní ceny a zelené bonusy pro výrobu elektřiny z biomasy [2. 1]

Datum uvedení do provozu	Výkupní ceny elektřiny dodané do sítě [Kč/MWh]	Zelené bonusy [Kč/MWh]
Výroba elektřiny spalováním čisté biomasy kategorie O1	3 375	2 250
Výroba elektřiny spalováním čisté biomasy kategorie O2	2 890	1 770
Výroba elektřiny spalováním čisté biomasy kategorie O3	2 340	1 220
Výroba elektřiny společným spalováním palivových směsí biomasy kategorie S1 a fosilních paliv	–	1 275
Výroba elektřiny společným spalováním palivových směsí biomasy kategorie S2 a fosilních paliv	–	790
Výroba elektřiny společným spalováním palivových směsí biomasy kategorie S3 a fosilních paliv	–	240
Výroba elektřiny paralelním spalováním biomasy kategorie P1 a fosilních paliv	–	1 530
Výroba elektřiny paralelním spalováním biomasy kategorie P2 a fosilních paliv	–	1 045
Výroba elektřiny paralelním spalováním biomasy kategorie P3 a fosilních paliv	–	495

Z uvedených čísel je přitom zřejmé, že nejvyšší podpora je přiznána elektřině vyrobené z cíleně pěstované biomasy a fyto-masy (kategorie 1). O něco méně je dotována výroba z vedlejších produktů z lesního hospodářství a odpadních produktů z rostlinné výroby (kategorie 2) a z kvalitnější formy dřevní biomasy jako např. produktů dřevozpracujícího průmyslu a biopaliv popř. ostatních forem biomasy (kategorie 3).

Podle použitých technologií přitom zákon rozlišuje:

- spalování čisté biomasy (kategorie O),
- spoluspalování biomasy a fosilních paliv v jednom zařízení (S),
- paralelní spalování biomasy a fosilních paliv v oddělených zařízeních, přičemž energie uvolněná z biomasy i neobnovitelného zdroje je následně využita v jednom společném zařízení.

Bližší informace o rozčlenění do jednotlivých kategorií uvádí vyhláška MŽP č. 482/2005 Sb., kterou se stanoví druhy, způsoby využití a parametry biomasy při podpoře výroby elektřiny z biomasy.

V oblasti energetického využití biomasy bude v následujícím období docházet k přijímání nové legislativy, jejímž účelem bude podporovat a usnadňovat rozšiřování technologií s cílem zvýšit celkový podíl OZE na spotřebě energie v EU. Např. v roce 2005 byl Evropskou komisí schválen Akční plán pro biomasu. Dosažení cílů stanovených v tomto plánu však počítá s nutností přijmout novou legislativu EU v oblasti využití obnovitelné energie.

3. Hlavní typy biomasy využívané v ČR a další rozvoj

3.1. Hlavní typy biomasy v ČR

Biomasa je látka biologického původu, která zahrnuje rostlinnou biomasu pěstovanou v půdě a vodě, živočišnou biomasu, produkci organického původu a organické odpady. V podmínkách České republiky představují biomasu zejména:

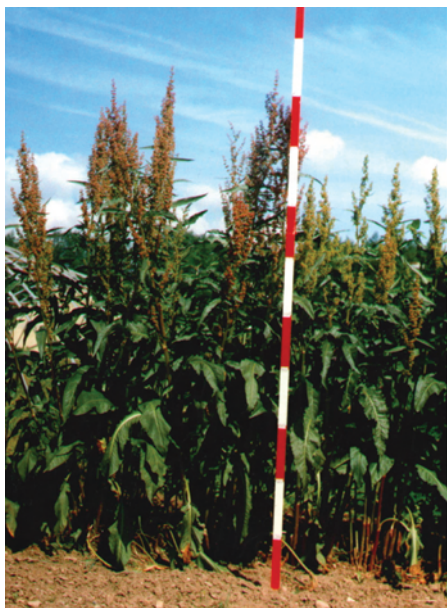
- dřevní odpady – štěpky, piliny, hoblíny, kůra, větve a pařezy,
- nedřevní fytomasa – zelená biomasa, obilná a řepková sláma, energetické plodiny (tzv. nová biomasa),
- průmyslové a komunální odpady rostlinného původu – např. papírenské odpady,
- produkty živočišné výroby – kejda, chlévská mrva,
- čistírenské kaly, skládky odpadů, tříděný komunální odpad,
- kapalná biopaliva.

Využívání přírodních odpadů představuje nejlevnější zdroj biomasy, přičemž nepoužívanějším druhem biomasy je právě odpad dřevní. V České republice při zpracování a těžbě dřeva vzniká zhruba polovina odpadu (těžba dřeva činí zhruba 30 % odpadu, následné zpracování cca 25 %). V tabulce 3 je uvedena výhřevnost biopaliv. Hodnota výhřevnosti je závislá na typu, kvalitě a obsahu vody v biopalivu.

Tabulka 3: Výhřevnost biopaliv s proměnným obsahem vody (zdroj www.energ.cz)

Druh paliva	Obsah vody %	Výhřevnost MJ/kg	Objemová hmotnost kg/m ³
Polena	10	16,4	375
Polena	20	14,28	400
Polena	30	12,18	425
Dřevní odpad	10	16,4	170
Dřevní odpad	20	14,28	190
Dřevní štěpka	30	12,18	210
Dřevní štěpka	40	10,1	225
Sláma obilovin (balíky)	10	15,5	120
Sláma kukuřice (balíky)	10	14,4	100
Lněné stonky (balíky)	10	16,9	140
Sláma řepky (balíky)	10	16	100

Pro splnění stanoveného cíle – zvýšení podílu OZE na celkové výrobě energie – a s ohledem na zvyšující se poptávku po dřevním odpadu nelze opomenout pěstování energetických rostlin. V ČR se jen pomalu zakládají plantáže s rychle rostoucími dřevinami. Kromě rychle rostoucích dřevin existují i energetické rostliny bylinného charakteru. Pro pěstování energetických rostlin lze s výhodou využít půdu, která není potřebná pro produkci potravin a krmiv nebo půdu, která není vhodná k jejich pěstování. Bylo prokázáno, že je možné pěstovat energetické rostliny i na devastované půdě z důlních činností či složitých elektrárenského popílku.



Plantáže s energetickými rostlinami – vlevo Šťovík Uteuša, nahore chrasnice (lesknice) rákosovitá

Výběr druhů energetických rostlin byl vypracován na základě jejich testování v pokusných podmínkách. V tabulce 4.2 jsou uvedeny rostliny, jejichž pěstování stát podporuje dotacemi (na základě § 2 a § 2d, zákona č. 252/1997 Sb., o zemědělství). Aktuální seznam povolených energetických rostlin obsahuje rostliny jednoleté, pro které je nutno každým rokem připravovat půdu a provádět setí a kultivaci, což se projevuje vyššími náklady na získaná fytopaliva, a rostliny víceleté a vytrvalé, u kterých se náklady na zřízení plantáže rozloží na delší časové období. Hodnoty výhřevnosti, spalného tepla a výnosu energetických rostlin jsou závislé na různých faktorech (kvalitě, na lokalitě pěstování, druhu a jakosti půdy, obsahu vody aj.), z těchto důvodů nejsou tyto hodnoty v tabulce 4 uvedeny.

Tabulka 4: Seznam energetických bylin pro dotace MZe v r. 2005, 2006 [1. 2], [4. 1], [4. 2]

Rostliny	Latinský název
Jednoleté až dvouleté:	
laskavec	Amaranthus
konopí seté	Cannabis sativa
světlice barvířská – saflor	Carthamus tinctorius
sléz přeslenitý (krmný)	Malva verticillata
komonice bílá (jednoletá a dvouletá)	Melilotus alba
pupalka dvouletá	Oenothera biennis
hořčice sareptská	Brasica juncea
Víceleté a vytrvalé (dvouděložné)	
mužák prorostlý	Silphium perfoliatum
jestřabina východní	Galega orientalis
topinambur	Helianthus tuberosus
čičorka pestrá	Coronilla varia
šťovík krmný	Rumex tianshanicus x Rumex patientia
sléz vytrvalý	Kitaibelia
oman pravý	Inula helenium
bělotrň kulatohlavý	Echinops sphaerocephalus
Energetické trávy	
sveřep bezbranný	Bromus inermis
sveřep horský (samužníkovitý)	Bromus cartharticus
psineček veliký	Agrostis gigantea
lesknice (chrastice) rákosovitá	Phalaris arundinacea
kostřava rákosovitá	Festuca arundinacea
ovsík vyvýšený	Arrhenatherum elatius
ozdobnice čínská (sloní tráva)	Miscanthus sinensis

Z posouzení potenciálu energetické biomasy (viz tabulka 5) vyplývá, že pro zadané cíle do r. 2010 je nezbytné téměř z poloviny získat biomasu záměrným pěstováním, jak je zřejmé z připojeného přehledu.

Tabulka 5: Potenciál energetické biomasy v ČR (zdroj CZ BIOM 2003)[4. 3]

Druh biomasy	Energie celkem		z toho teplo		elektřina GWh
	%	PJ	PJ		
Dřevo a dřevní odpad	24	33,1	25,2	427	
Sláma obilnin a olejnin	11,7	15,7	11,9	224	
Energetické rostliny	47,1	63	47,7	945	
Bioplyn	16,3	21,8	15,6	535	
Celkem	100	133,6	100,4	2231	

3.2. Energetický potenciál OZE v ČR

V minulosti byl energetický potenciál OZE v ČR odhadován již mnohokrát. Teprve v roce 2003 byl proveden hloubkový výzkum spojený s ekonomickým vyhodnocením. Účelem tohoto výzkumu bylo poskytnout směrodatné podklady pro přípravu Státní energetické koncepce (SEK) a zákona o podpoře energie z OZE, který byl schválen usnesením vlády č. 211 z 10. března 2004. SEK je jedna ze základních součástí hospodářské politiky ČR. K jejím hlavním prioritám patří nezávislost a bezpečnost zásobování energií a udržitelný rozvoj. Mezi cíli s velmi vysokou prioritou je rozvoj užití obnovitelných zdrojů energie pro výrobu elektřiny a tepla.

Státní energetická politika ČR z března 2004 stanovuje tyto základní cíle:

1. V roce 2005 dosáhnout podílu OZE na struktuře primárních energetických zdrojů 5 až 6 %.
2. V roce 2030 dosáhnout podílu OZE na struktuře primárních energetických zdrojů 15 až 16 %.
3. Zajistit podmínky pro naplnění národního indikativního cíle v užití OZE.
4. Dosažení podílu těchto zdrojů energie na hrubé spotřebě elektřiny ve výši 5 až 6 % v roce 2005.
5. Vytvářet podmínky pro větší uplatnění OZE stanovením a plněním národního indikativního cíle ve výrobě elektřiny z těchto zdrojů.
6. Dosažení 8% podílu výroby elektřiny z OZE na hrubé spotřebě elektřiny v roce 2010.

Potenciál byl zjišťován u pěti základních primárních zdrojů obnovitelné energie: energie sluneční, energie biomasy, vodní energie, větrné energie a geotermální energie, vč. nízkopotenciální energie prostředí. Každý druh zdroje obnovitelné energie představuje specifické možnosti využití a tudíž i zkoumání jeho potenciálu. Jedním z východisek šetření bylo členění na potenciál technický, využitelný, dostupný a ekonomický, třebaže takto definované potenciály nebylo možné použít pro všechny typy obnovitelných zdrojů univerzálně. Teoretický potenciál, který vyjadřuje fyzikální toky energie, nebyl pro praktické využití uvažován (viz tabulka 6).

Tabulka 6: Rekapitulace dostupného a využitelného potenciálu obnovitelných zdrojů v ČR (zdroj Asociace pro využití OZE (2004)).

Obnovitelný zdroj	Technologie	Dostupný potenciál	Technický potenciál
Solární energie	solární systémy s kapalinovými kolektory	17 000 TJ	25 000 TJ
	fotovoltaické systémy	5 500 GWh _{el}	23 000 GWh _{el}
Větrná energie	větrné elektrárny nad 60 kW	4 000 GWh _{el}	16 324 GWh _{el}
Geotermální energie a energie prostředí	hydrotermální > 130°C, suché teplo hornin	3 500 MW _{el}	35 000 MW _{el}
	hydrotermální < 130°C	25 MW _{tep}	250 MW _{tep}
	tepelná čerpadla	4 000 MW _{tep}	30 000 MW _{tep}
Energie vodních toků	velké hydroelektrárny VE (>10 MW)	1 165 GWh _{el}	13 100 GWh _{el}
	malé vodní elektrárny (MVE <10 MW)	1 115 GWh _{el}	
Biomasa – spotřeba biopaliv	palivové a odpadní dřevo, ostatní tuhá biopaliva	44,8 PJ	77,6 PJ
	pěstovaná biomasa	136 PJ	275 PJ
	biopaliva a bioplyn	16 PJ	33 PJ
		1 200 GWh _{el}	

4. Základní technologie pro zpracování biomasy

Biomasa může sloužit k akumulaci energie, kterou lze přechovávat a využít podle potřeby k výrobě tepla, elektřiny, ke kogeneraci nebo zpracovat na hodnotnější biopaliva. Podle vyhlášky ERÚ [5. 1] se nyní biomasa dělí na tři základní skupiny: odpad z průmyslové výroby, odpad z lesní či zemědělské produkce a záměrně pěstovaná biomasa. Tomu odpovídá ocenění vyrobené energie na trhu. Pro energetické bloky je stále dominujícím zdrojem odpad ze zemědělství a lesnictví. V ČR je velký potenciál zemědělské půdy, cca. 0,5 mil. ha., který je možno využít pro pěstování energetické biomasy. Celá řada plodin je již také u nás pěstována, i když většina z nich jen pokusně. Charakteristické vlastnosti biomasy jsou velmi rozdílné, závisí na druhu biomasy, podmínkách pěstování, obsahu vlhkosti apod. Každá technologie vyžaduje specifické vlastnosti biomasy, jako je obsah vlhkosti, rozměr částic, výhřevnost, obsah popelovin, soudržnost částic atd. Jedním z hlavních činitelů ovlivňujícím zpracování biomasy je podíl vody a sušiny. Za teoretickou hranici mezi mokrymi a suchými procesy je považováno 50 % sušiny. Existuje celá řada technologií pro zpracování biomasy, které lze kategorizovat např.:

1. suché procesy – termochemické přeměny biomasy
 - spalování, zplyňování, pyrolýza
2. mokré procesy – biochemické přeměny biomasy
 - alkoholové kvašení, metanové kvašení
3. fyzikální a chemické přeměny biomasy
 - mechanické (štipání, drcení, peletování atd.), chemické (esterifikace surových bioolejů)
4. získávání odpadního tepla při zpracování biomasy
 - kompostování, čištění odpadních vod, anaerobní fermentace pevných organ. zbytků

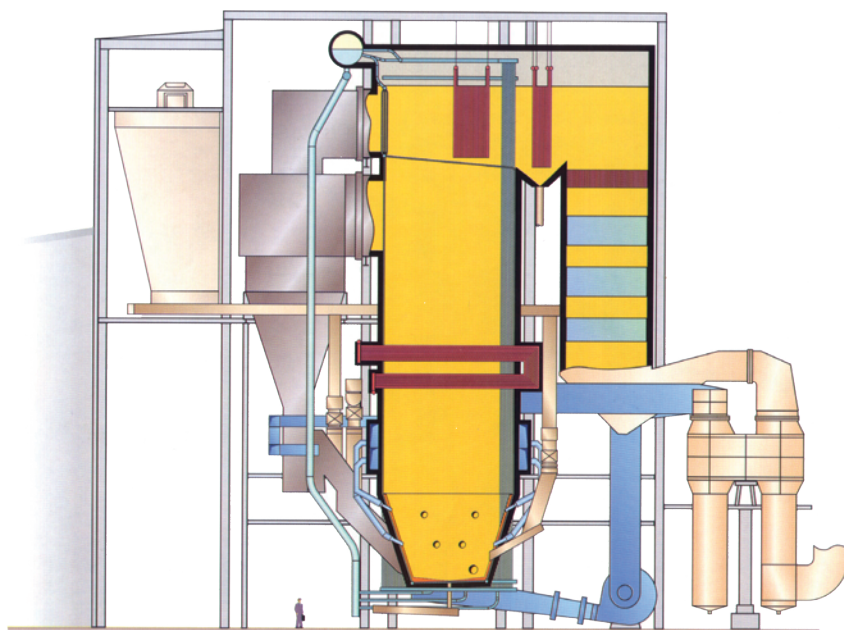
4. 1. Spalování a spoluspalování biomasy

Spalování biomasy a následná výroba el. energie v soustrojí parní turbíny patří stále k nejčastějším aplikacím využívajícím biomasu. Výhodou této technologie je její probádanost a technologické zvládnutí. Biomasa obsahuje velký podíl prchavé hořlaviny. Kinetika spalování biomasy a další specifické vlastnosti hmoty si žádá speciální konstrukce kotlů, zejména co se týče velikosti, uspořádání a prostorového dimenzování topenišť, přívodů spalných vzduchů a řešení teplosměnných ploch. Tyto kotle jsou dnes technologicko-technicky vyřešené, ale jejich cena je vyšší než u kotlů na fosilní paliva a zejména kotlů plynových. Pro průmyslové aplikace nebo systémy centrálního zásobování teplem se používají kotle nad 100 kW spalující také dřevní štěpku nebo balíky slámy. Často jsou vybaveny automatickým přikládáním paliva a dokáží spalovat i méně kvalitní a vlhčí biomasu.

Nevýhoda biomasy spočívá zejména v obsahu nežádoucích látek: alkálie, těžké kovy, chlór, fluor, síra nebo dusík, aj. Obsah těchto látek v biomase závisí silně na složení půdy, způsobu hnojení nebo stavu ovzduší v dané lokalitě. Obecně biomasa stébelnatého charakteru obsahuje více chloru a alkálií, což způsobuje řadu problémů s tvorbou usazenin a s korozí, což vyžaduje vývoj speciálních materiálů. Technologie se vyznačuje nízkou účinností ve srovnání s dalšími způsoby využití. Teplárenský modul σ (poměr vyrobené elektřiny a tepla) se obvykle pohybuje na úrovni 0,1–0,2. Také celková účinnost výroby elektrické energie parní turbínou při malých výkonech bývá nižší. Podle odborné literatury se účinnost výroby elektrické energie z biomasy tímto způsobem pohybuje pouze okolo 26 % v důsledku nízkých parametrů páry. Podle údajů publikovaných společností ČEZ v roce 2005 bylo v ČR v provozu celkem více než 22 000 kotlů na biomasu, včetně domovních kotlů, většina z nich však sloužila pouze k výrobě tepla. Lokálních průmyslových a obecních vytopen je v ČR dnes již více než 150.

Dalším rozšířeným a diskutabilním způsobem využití biomasy je její spoluspalování s uhlím ve stávajícím elektrárenském kotli, který je předřazen soustrojí parní turbína–generátor. Toto řešení je nejjednodušší a nejlevnější. Jediné omezení je dáno přípustným poměrem biomasa/uhlí, při kterém lze spoluspalovat tato dvě paliva bez úpravy spalovacího prostoru, s přijatelnými emisemi a bez technických obtíží (udává se do 15 % biomasy). Směsné palivo uhlí a biomasy má v řadě parametrů výhodnější hodnoty než jednotlivé složky. Biomasa má nízký obsah síry, sodíku a popelu a při spoluspalování s uhlím dochází ke snížení emisí jak plyných, tak pevných škodlivin. Vysoký obsah prachové hořlaviny v biomase spolu s nízkou popelnatostí podstatně přispívá ke snížení ztrát mechanickým nedopalem, takže evidentně nastává i celkové zvýšení účinnosti spalovacího procesu.

Při společném spalování uhlí a biomasy podstatně klesá celková popelnatost oproti popelnatosti samotného uhlí. Uhlí rovněž kompenzuje vysoký podíl chloridů u některých biopaliv s následkem spékání popele. Zpravidla delší zdržná doba při spalování (zejména ve fluidních kotlích s recirkulací) může vést k dalšímu snížení obsahu organických látek včetně dioxinů ve spalinách. Jednou z cest společného spalování biomasy a uhlí jsou komprimovaná směsná paliva brikety a pelety. Uhlím se v těchto směsných palivech podstatně zvyšuje energetická hustota biopaliva. Problematikou směsných paliv se zabývá v ČR řada výzkumných pracovišť (např. Výzkumný ústav zemědělské techniky v Praze) a v současné době probíhá zkušební výroba briket a pelet z různých receptur (např. 70 % sláma + 30 % hnědé uhlí; 90 % sláma + 10 % hnědé uhlí; 50 % štovík energetický + 50 % hnědé uhlí; 50 % dřevo + 50 % hnědé uhlí). Dřevo je výhodné do těchto směsných



Kotel Foster and Wheeler s cirkulačním fluidním ložem instalovaný ve Štětí. Kotel je upraven pro spalování hnědého uhlí s biomasou, biopalivo má samostatný přívod. V kotli je možné spalovat biopalivo samostatně. (zdroj Foster and Wheeler)



Zařízení na Willows Islands pro společné spalování pilin a uhlí. Nahoře silo s biopalivem, dole drcení biopaliva. (zdroj Foster and Wheeler)

paliv aplikovat ve formě pilin nebo po extruzním mletí. Současná komprimovaná směsná paliva je většinou možno spalovat v neupravených kotlích na spalování hnědého uhlí. V tomto řešení platí přiměřeně problémy s vlastnostmi paliva jako u přímého spalování. Účinnost parního (Rankin-Clausiova) cyklu pak zvýší celkovou účinnost asi na 35 %. Společnost ČEZ podle údajů ERU v současnosti provádí či zkouší spoluspalování biomasy v elektrárnách Hodonín, Tisová I., Poříčí II. a v teplárně Dvůr Králové (rošťové kotle).

Velmi významná část výrobců elektřiny a tepla z biomasy v ČR patří mezi tzv. autoproducenty (spotřeba páry a elektřiny v místě závodů). Do této kategorie se řadí společnosti z oblasti výroby papíru a celulózy. Z nich nejvýznamnějšími jsou Mondi Packaging Paper ČR Štětí, a. s., a Biocel Paskov, a. s. Další významní zástupci náleží do sféry veřejné energetiky. Z té se kromě ČEZ, a. s., podílejí na bilanci výroby elektřiny z biomasy výrazně Plzeňská teplárenská, a. s., Dalkia ČR, a. s., a IROMEZ, s. r. o., z Pelhřimova.

V letech 2004 a 2005 se pohybovala výroba elektřiny z biomasy v ČR na úrovni 560–565 GWh ročně, jednalo se zde prakticky jen o využití technologií spalování.

Základní údaje instalovaných velkých průmyslových fluidních kotlů s cirkulací spalin ČEZ, a. s.

Lokace	Počet fluidních kotlů	Jmenovitý výkon kotle (parní)	Příkon kotle
ELE Ledvice u Teplic	1 ks	277 MW _t (350 t/h)	307 MW _t
EPO Poříčí u Trutnova	2 ks	2×178 MW _t (2×250 t/h)	2×192 MW _t
EHO Hodonín	2 ks	2×133 MW _t (2×170 t/h)	2×146 MW _t
ETI Tisová u Sokolova	2 ks	2×262 MW _t (2×350 t/h)	2×287 MW _t
Celkem	7 ks	1 423 MW _t	1 557 MW _t

Další velké fluidní kotle

Lokace	Počet kotlů	Výkon kotle
ŠKO-ENERGO Mladá Boleslav	2 ks	2×140 t/h
Moravsko-slezské teplárny	1 ks	190 t/h
SEPAP Štětí	1 ks	220 t/h
Energetika Třinec	2 ks	2×160 t/h
ECKG Kladno	2 ks	2×375 t/h
Teplárna Svit Zlín	2 ks	2×150 t/h
Plzeňská teplárenská	1 ks	180 t/h

4.2. Termické zplyňování

Dosažení vyššího teplárenského modulu ($\sigma = 0,6-0,8$) umožňuje pouze uplatnění plynových motorů, plynových turbín nebo palivových článků. Nutnou podmínkou ale je zplynění paliva. Zplyňování představuje složitější technologii umožňující přeměnu biomasy na plynné palivo, které může být dále využito ve všech aplikacích využívajících plynná paliva.

Termické zplyňování je konverze organické hmoty v nízkovýhřevný plyn (CO , H_2 , CH_4 , CO_2 , N_2 , H_2O). Proces probíhá za vyšších teplot, typicky při 750 až 1000 °C. Teplo pro endotermické reakce bývá nejčastěji získáváno částečnou oxidací zplyňovaného materiálu (zplyňování vzduchem nebo kyslíkem). Rozšířenější technologií je zplyňování pomocí vzduchu. Odpadají náklady a riziko pojící se s produkcí kyslíku a jeho využíváním při tomto typu zplyňování, stejně jako složitost a náklady na řadu reaktorů nutných pro zplyňování v páře či pyrolýze, kdy je zapotřebí dvou reaktorů. Vzniklý plyn je vhodný pro provoz kotlů, motorů a turbín, nikoliv však pro přenos plynovody, a to v důsledku své nízké energetické hustoty (4–7 MJ/m³n). Nízká výhřevnost plynu při fluidaci vzduchem je v důsledku naředění plynu dusíkem (více než 50 %). Při zplyňování směsí vzduchu a kyslíku, popř. při využívání vodní páry jako zplyňovacího media vzniká středně výhřevný plyn o výhřevnosti 10–15 MJ/m³n [5. 2].

Průvodními složkami plynu bývají stopová množství vyšších uhlovodíků jako jsou ethan a ethén, drobné částice dřevního uhlí a popela, dehet a další látky. Samotné zplyňování lze shrnout v následných krocích:

1. Sušení, za účelem odpaření vody.
2. Pyrolýza, přičemž vzniká plyn, plynné dehty a oleje a zbytkové dřevěné uhlí.
3. Zplyňování nebo-li částečná oxidace pevného dřevního uhlí, pyrolýza vzniklých dehtů a plynů.

Pokud pevné palivo za nepřítomnosti oxidačního činidla zahřejeme na 300–500 °C, dojde k pyrolýze na pevné dřevní uhlí, kondenzovatelné uhlovodíky nebo-li dehet a plyny. Poměrná výtěžnost plynu, kapaliny a dřevního uhlí převážně závisí na rychlosti ohřevu a konečné teplotě. Obecně vzato, k pyrolýze dochází mnohem rychleji než ke zplyňování a proto je zplyňování tím krokem, jenž hlídá příslušná množství. Tyto plynné, kapalné a pevné produkty pyrolýzy pak reagují s oxidačním

činidlem – obvykle vzduchem – za vývinu stálých plynů (CO , CO_2 , H_2) a menšího množství HC plynů. Složení plynu ovlivňuje řada faktorů, např. složení zakládky, obsah vody, reakční teplota a rozsah oxidace produktů pyrolýzy.

Zplyňovací generátory lze v podstatě rozdělit na dvě hlavní skupiny [5. 3]:

1. Generátory s fluidním ložem
2. Generátory s pevným ložem

Obě hlavní skupiny lze dále členit podle mnoha dalších faktorů jako je konstrukce, tlak a teplota v generátoru, výhřevnost a složení plynu, čistota plynu, výkon generátoru, použité zplyňovací medium apod. Fluidní generátory jsou vhodné pro větší aplikace, uvádí se minimální výkon okolo 10 MW_t, horní hranice výkonu není omezena. Naproti tomu generátory s pevným ložem jsou vhodnější pro malé lokální jednotky do cca 10 MW_t, vyznačují se jednoduchou konstrukcí a většinou nižší produkcí dehtů. V minimální míře se objevují reaktory s práškovým ložem. V řadě případů se již podařilo uskutečnit komerční využití zplyňovacích generátorů pro produkci tepla, ale také elektrické energie. Mezi nejznámější výrobce těchto technologií patří např. Bioneer, PRM Energy jako výrobci sesuvných generátorů, Foster Wheeler a Lurgi Umwelt jako výrobci fluidních typů zplyňovačů.

V České republice se vývojem fluidních zplyňovacích technologií zabývají firmy Ateko Hradec Králové, Škoda Plzeň, zplyňovačů s pevným ložem Boss Engineering Bučovice, Agrorobot Moravská Nová Ves nebo Balco-import, s. r. o., Jindřichův Hradec [zdroj ČEA]. V ČR je několik zplyňovacích jednotek, všechny prozatím ve zkušebním provozu, nebo slouží k výzkumu zplyňovacích technologií.

Prozatím je jako palivo pro zplyňovací generátory používána výhradně dřevní hmota, využívání bylinné a stébelnaté biomasy je prozatím ve fázi výzkumu. Hlavním problémem je nízká teplota měknutí popele většiny druhů nedřevní biomasy (s výjimkou např. šťovíku nebo amarantu). Jako vhodnější forma úpravy stébelnin pro fluidní generátory se jeví drobné pelety [5. 4]. Bohužel, produkce pelet a briket je v České republice stále omezena v podstatě jen na dřevní brikety a pelety. Pelety a brikety z energetických plodin jsou na trhu dostupné jen ve velmi omezené míře.

4.3. Anaerobní fermentace

Další možností získávání bioplynu je tzv. anaerobní fermentace. Při rozkladu organických látek (hnůj, zelené rostliny, kal z čistíček) v uzavřených nádržích bez přístupu kyslíku vzniká bioplyn. Základní druhy biomasy, běžně využívané pro anaerobní výrobu bioplynu, jsou: exkrementy hospodářských zvířat (kejda, trus, hnůj, močůvka, hnojůvka, podestýlka, atd.), fytomasa (senáže, siláže, části a kořeny rostlin, vybrané druhy energetických rostlin, ekonomicky neprodejně produkty), odpady ze zpracovatelského a potravinářského průmyslu (mlékáren, jatek, lihovarů, atd.), specifické a speciální odpady (např. masokostní moučka apod.), tříděné domovní a komunální odpady. Dalším významným producentem bioplynu jsou ČOV a skládky tuhého komunálního odpadu.

V roce 2004 bylo k energetickým účelům využito 95 369 tis. m³ bioplynu, což je o 23,5 % více než v roce 2003 [3. 1]. Podle statistik MPO bylo v tomto roce v provozu v ČR 90 bioplynových stanic, z toho 49 stanic v rámci komunálních ČOV, 13 stanic v průmyslových ČOV, 18 stanic pracujících se skládkovým plynem a pouze 10 využívalo zemědělský odpad. Celá řada výroben však využívá směs vstupujících surovin a jejich zařazení je proto pouze přibližné.

Principiálně se setkáváme se dvěma druhy procesů :

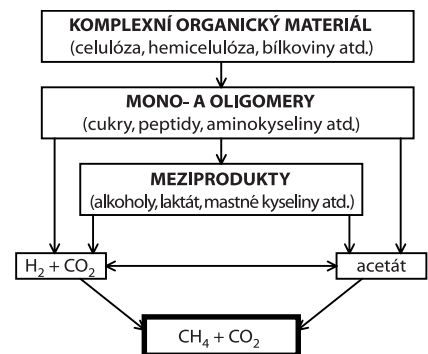
- Mokrý fermentace** – zpracování biomasy s obsahem sušiny < 12 %.
- Suchá fermentace** – zpracování biomasy s obsahem sušiny 20 až 60 %.

V literatuře je možné najít velmi podrobné členění procesů i další speciality a podrobnosti. Z hlediska reakční teploty (resp. druhu anaerobních mikroorganismů) se v praxi nejčastěji setkáváme s těmito procesy:

- Mezofilní** (35 až 40 °C) – např. při zpracování prasečí a hovězí kejdy v zemědělství.
- Termofilní** (55 °C) – např. zpracování kalů na ČOV (vyšší teplota pro hygienizaci kalů).

Rozsah pH potřebný pro život bakterií je v intervalu 4,5–8. Pro potřeby metanogenní fermentace se doporučuje udržovat pH v intervalu 6,7–7,6. Základní podmínkou stability procesu je zabránění proniknutí kyslíku do fermentoru, neboť zpomaluje potřebné reakce. Stejný negativní vliv mají např. vysoké koncentrace amoniaku, antibiotika, kationty K⁺, Ca⁺, Mg⁺, aj.

Anaerobní fermentace je doprovázena velmi výraznou redukcí přirozené pachové zátěže (fermentace probíhá v plynotěsném reaktoru). Průměrná doba zdržení biomasy v reaktoru činí 20–30 dnů. Výslednými produkty jsou: fermentační zbytek (fermentát) resp. hnojivý substrát (výroba kompostů a certifikovaných hnojiv) a samozřejmě energeticky využitelný bioplyn. Bioplyn obsahuje cca 55–75 objemových procent CH₄, 20–40 % CO₂, 1–3 % dalších plynů (N₂, H₂, H₂S, NH₃, vzácné plyny, aj.) [zdroj www.energ.cz], výhřevnost se proto pohybuje od 19,6 do 25,1 MJ/m³. Další přínosy fermentace jsou v hygienizaci fermentačního zbytku a např. výrazném snížení klíčivosti semen ve zbytcích.



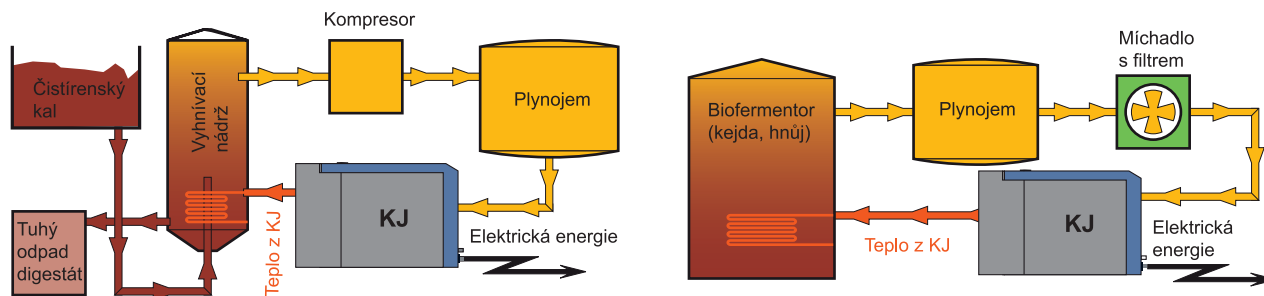
Stadia rozkladu při jednostupňové anaerobní digesci

4.3.1. Bioplynová stanice pro mokrou fermentaci

Bioplynová stanice pro mokrou fermentaci je tvořena vstupní (homogenizační) jímkou, reaktorem a výstupní jímkou (mezisklad fermentačního zbytku – uskladnění před konečným využitím, např. aplikací na pole, apod.). Anaerobní proces je kontinuální a manipulaci s biomasou zajišťují čerpadla. Je rozšířena zvláště na intenzivních chovech hospodářských zvířat a na ČOV.

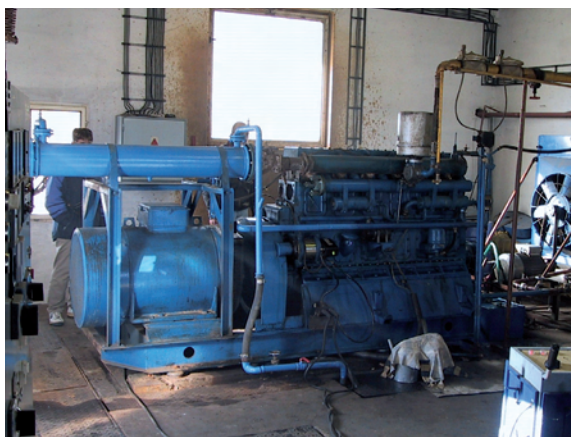
Nejčastějšími případy jsou bioplynové stanice na zemědělských farmách, kde se zpracovává kejda ustájených zvířat s průměrným obsahem sušiny 4–6 % u prasat resp. 10–16 % u skotu. V případech kejdy (substrátů) s nízkým podílem sušiny lze, pro intenzifikaci výroby bioplynu a zlepšení ekonomiky bioplynových stanic, s výhodou doplnit chybějící organickou hmotu (do obsahu 10 %) kofermentací (tj. současně anaerobní zpracování více druhů organické hmoty v jednom zařízení) s fytomasou nebo jinou biomasou o vyšším obsahu sušiny. Nutnou podmínkou pro kofermentaci je zajištění „čerpateľnosti“ kofermentované biomasy. Zpravidla jde o dezintegraci nebo drcení (např. v případě zpracování fytomasy může jít o úpravu na řezanku vhodné velikosti).

Využití bioplynu na ČOV a v zemědělské výrobě



Pro zajištění optimálního průběhu anaerobní fermentace bývají reaktory vybaveny míchadly, která v určitých cyklech promíchávají zpracovávaný substrát. Kromě problematiky míchání je nutné přihlížet i k zajištění ohřevu substrátu na optimální teplotu. Při návrhu technologie se doporučují novější technologie se stěnovým vytápěním. Při klasickém ohřevu substrátu mimo reaktor (výměník kal/voda), dochází k teplotnímu šoku, což má negativní vliv na životní podmínky anaerobních mikroorganismů, a tím i na pokles výtěžnosti bioplynu. S výhodou jsou využívány i tzv. kombinované reaktory resp. reaktory s integrovaným plynojemem. Ten bývá vytvořen pomocí plastového vaku/membrány, zavěšené pod vrchlíkem střechy. Toto řešení má velkou výhodu v úspoře zastavěné plochy a investičních prostředků (není potřeba budovat samostatnou základovou desku a objekt plynojemu).

Suchý plynojem a kogenerační jednotka v bioplynové výrobě elektřiny



4.3.2. Diskontinuální bioplynové stanice pro suchou fermentaci

Diskontinuální bioplynové stanice pro suchou fermentaci (např. systém BIOFERM, SRN) sestává z několika reakčních komor (kovový kontejner nebo zděná komora s plynotěsnými vraty) a meziskladu. Doprava zpracovávaného materiálu do komor a z nich je zpravidla prováděna běžnou manipulační technikou (např. traktor s radlicí). Anaerobní proces je řízen dávkováním procesní tekutiny. Proces je diskontinuální, neboť vyprázdnění a nové naplnění komory + start. reakce trvá 3 dny, vlastní reakce a produkce bioplynu pak trvá 24–27 dnů.

4.4. Produkce kapalných biopaliv

V současnosti se značná pozornost věnuje také produkci kapalných biopaliv. Směrnice EU č. 2003/30/ES ukládá členským státům zajistit minimální podíl biopaliv a jiných alternativních pohonných hmot na jejich národních trzích a v tomto ohledu uvádí referenční hodnoty pro stanovení národních indikativních cílů jednotlivých států pro použitá množství biopaliv – pro rok 2005 je referenční hodnota 2 % energetického obsahu (e. o.) a pro rok 2010 je 5,75 % (e. o.). Členské státy měly za povinnost uvést v platnost zákony, směrnice a právní předpisy ve shodě s touto Směrnicí a to nejpozději do 31. prosince 2004 a následně podávat každý rok zprávu Evropské komisi (do 1. 7. v následujícím roce) o provedených opatřeních [5. 5].

Oblast produkce a využívání kapalných biopaliv obnáší řadu problémů, neboť zasahuje hned do několika rezortů státní správy, a to především rezortu zemědělství, průmyslu a obchodu, dopravy, životního prostředí a i do rezortu financí. Pro její řešení je nutno najít kompromis výhodný jak pro zemědělce, tak pro průmysl a dopravu a především nalézt dostatek potřebných financí, neboť uplatnění biopaliv, ať již v oblasti dopravy jako náhrada fosilních paliv, nebo v oblasti energetiky, vyžaduje finanční podporu státu.

To se netýká jen současné situace v České republice, ale je to skutečnost dotýkající se všech států v Evropě, které biopaliva používají pro pohon motorů nebo pro výrobu energie. Tímto vývojem prošly i státy mimo Evropu, které na rozdíl od České republiky mají dostatek levné biomasy pro výrobu bioetanolu (cukrová třtina). Např. Brazílie přidává dnes do benzínu 22 až 25 % biolihu. Podle publikovaných údajů se z množství přebytku obilí v ČR dají vyrobit dva miliony hektolitřů lihu, který by se mohl přidávat do benzínu. Tato pšenice by se pěstovala na 140 tisících hektarech. Pro výrobu bionafty je potřeba řepka olejná, jejíž produkce může při výrobě zhruba 150 000 t metylesteru řepkového oleje zabírat dalších asi 140 000 ha [5. 6].

Záměr výroby bioetanolu byl podpořen usneseními vlády ČR (č. 125/1996, o nepotravinářském využití bioetanolu, č. 420/1998, k možnostem využití bioetanolu při výrobě lihobenzinových směsí, č. 833/2003 a č. 825/2004, k programu výroby bioetanolu) a v neposlední řadě závaznou celoevropskou směrnicí 2003/30/EC. Situace s výrobou bioetanolu je však nyní v ČR značně nepřehledná. Původní záměr vlády ČR vybrat na základě dvoukolového výběrového řízení 5 „licencovaných“ výrobců byl nakonec zrušen z důvodů celé řady pochybností a nejasností o průběhu tohoto výběrového řízení. Další vývoj je odvislý od následných rozhodnutí vlády. Od 1. 1. 2007 měl začít fungovat systém daňových úlev pro tyto producenty a produkce biolihu měla dosahovat 2 milionů hektolitřů [5. 7]. Díky nejasným podmínkám je však výstavba velkých lihovarů v ohrožení, protože většina investorů uvádí investice do výstavby přes 1 mld. korun. Zájem o produkci biolihu deklarovalo přes deset zájemců např. fy. Synthesia Pardubice, Setuza, Průmyslový lihovar Přestanov, výstavba v Trmčicích u Ústí nad Labem, Cukrovary TTD – člen koncernu TEREOS, Lihovary Kojetín. Problémy může přinést také nedostatečné zajištění směšovací jednotek pro míchání bioetanolu s benzinem.

4.4.1. Bioetanol

Výrobu bioetanolu lze stručně charakterizovat jako fermentaci roztoků cukrů. Vhodnými materiály jsou cukrová řepa, obilí, kukuřice, ovoce nebo brambory. Cukry mohou být vyrobeny i ze zeleniny nebo celulózy. Teoreticky lze z 1 kg cukru získat 0,65 l čistého ethanolu, který je vysoce hodnotným kapalným palivem pro spalovací motory. V praxi je však energetická výtěžnost 90 až 95 %. Fermentace cukrů může probíhat pouze v mokřém (na vodu bohatém) prostředí. Jeho přednostmi jsou ekologická čistota a antidektonační vlastnosti, nedostatkem je schopnost vázat vodu a působit korozi motoru. V USA probíhají výzkumy výroby ethanolu z celulózy pomocí speciálně vyšlechtěných mikroorganismů. Ethanol lze pak získat ze dřeva nebo trávy. Na výrobu jednoho litru bioetanolu je potřeba asi 2,65 kilogramů pšenice. Z tohoto množství se během zpracování získá 0,85 kg výpalků, které jsou vynikající přísadou do krmiv. V hrubém přepočtu lze při výrobě 10 tun bioetanolu získat více než 8 tun výpalků. V Americe stojí tuna výpalků 80 až 100 USD, což je v přepočtu kolem dvou tisíc korun.

Každá země dotuje výrobu biopaliv odlišně a také biolih přimíchává do benzínu v různém procentuálním zastoupení. Zatímco v Brazílii jeho podíl tvoří v benzínu až 25 % z rafinérií (individuální prodejci někdy zvyšují tento podíl až na 30 %), v Asii jsou to jen tři procenta a Evropská unie má zájem o přimíchávání biolihu do úrovně pěti procent [5. 6].

4.4.2. Bionafta

Bionaftou bývá obecně označována směs MEŘA (metylesteru řepkového oleje) a motorové nafty. (Správně by se jako bionafta podle českých zákonů a norem měl označovat pouze čistý metylester, tedy jen jedna složka výsledné směsi. Výsledná směs by se správně měla označovat jako směsná nafta.). Základní složkou bionafty jsou metylestery řepkového oleje (MEŘO), které se vyrábějí rafinačním procesem – tzv. esterifikací, kdy se mísí olej vylisovaný z řepkových semen s metanolem za působení dalších katalyzátorů (hydroxid sodný). Vedlejším produktem výroby metylesteru je glycerin, který lze použít dále v chemickém průmyslu, k výrobě mýdel, zubních past, atd. V zahraničí se k výrobě MEŘO používá např. olej ze sójových bobů. MEŘO je čirá kapalina bez jakýchkoliv nečistot, zabarvená do žluta, s vodou nemísitelná. MEŘO je hořlavá kapalina III. třídy nebezpečnosti, neobsahuje PCB ani látky obsahující těžké kovy. Mezi výrobce MEŘA v ČR patří např. firmy Setuza, Fabio Produkt, KL-OIL [zdroj www.biodiesel.cz].

Zákonná úprava z roku 1995 umožnila provádět míchání směsi s MEŘO tak, aby obsah MEŘO byl minimálně 30 %. Tím se otevřely možnosti jak vylepšit a zdokonalit vlastnosti původního paliva. Vznikla tzv. bionafta II. generace sestávající

z min. 30 % methylesterů nenasycených mastných kyselin rostlinného původu (MEŘO), zbývající objem sestává z látek ropného charakteru, aditiv a vysoce kvalitní motorové nafty. Výrobou bionafty se zabývají např. KL-OIL, SVAM CS, ADW Bio, Agricos nebo Agrochem. Řada dalších firem se zabývá pouze prodejem, popř. exportem a importem bionafty. Podle MPO v roce 2004 se výrobou MEŘA zabývalo přes 20 firem. Celkový objem výroby činil cca 46 tis. tun MEŘO, čemuž odpovídá asi 170 tis. litrů bionafty [5. 5]

Asi nejznámější značkou bionafty je bionafta Setadiesel. Další bionaftou býval BIOPAL 22, NaturDiesel, MyraDiesel atd.

4.5. Další aplikace pro využívání energie z biomasy

Kromě klasických strojních zařízení (parní turbíny, kogenerační jednotky apod.) existuje celá řada dalších zařízení pro využití energie z biomasy, která se začínají objevovat v české energetické soustavě v podobě prvotních projektů, popř. jsou ve fázi zkoušení a vývoje.

4.5.1. Organický Rankin-Clausiusův cyklus (ORC)

V České republice jsou instalovány již dvě jednotky využívající moderní technologie spalování biomasy a následné výroby elektrické energie prostřednictvím Organic Rankine Cycle. Zařízení jsou provozována v teplárnách v Třebíči a v Trhových Svinech (viz tab. 7)[5. 8, 5. 9].

Základem technologie je kotel na biomasu s roštěm s pohyblivými šikmými roštnicemi. Spaliny z kotle proudí přes olejový výměník, ekonomizéry oleje a vody do odlučovače tuhých částic (multicyklonu) a následně do komínu [5. 10]. Před vstupem do komínu mají teplotu cca 200 °C. Odvod popela ze spalovací komory do venkovního kontejneru zajišťuje dopravník popele. Termoolej je zahříván cca na 300 °C a s jeho pomocí se ve výparníku odpařuje organické pracovní médium (nejčastěji silikonový olej). Páry pracovního média se rozpínají až do vakua v pomaloběžné dvoustupňové turbíně a po zchlazení v regenerátoru se v kondenzátoru vyvažuje kondenzační teplo do ohřívání vody. Cirkulace ORC se uzavře zvýšením tlaku předehřátého média přivedeného do výparníku.

Systém se vyznačuje vysokou účinností až 97 %. Energie biomasy je z 18 % přeměněna na elektrickou energii a 79 % tepelné energie je předáno k ohřevu vody dálkového vytápění. Podle dostupných údajů je uváděna elektrická účinnost ORC jednotky v Třebíči 17 % a tepelná pak dosahuje 80,5 % [5. 8]. U zařízení ORC technologie v Trhových Svinech provozovatel uvádí elektrickou účinnost 17,1 % a tepelnou účinnost 80 %.

Tabulka 7: Porovnání technických parametrů obou realizací [5. 10]

		ORC teplárna Třebíč dřevní štěpka	Teplárna Trhové Sviny dřevní štěpka
Tepelný výkon kotle	MW _t	6,6	3,5
Výkon jednotky ORC	MW _t	5,38	2,8
	MW _e	1	0,6
Účinnost zařízení při jm. výkonu	%	80,5	80
	%	17	17,1
Roční využití jednotky ORC	hod/rok	5500	7000
Dodávka tepla z biomasy	MWh/rok	35 800	8 400
Dodávka el. energie z biomasy	MWh/rok	5 500	4 200
Průměrná cena paliva	Kč/t	720	350
Celková investice *	mil. Kč	194	115
Uvedení do provozu	rok	2005	2005
Celkový tepelný výkon teplárny **	MW _t	44,4	14,8
Délka rozvodů SCZT	m	14 700	8 400

* obtížně porovnatelné, obsahují různé technologické části a stavební objekty

** jedná se o celkový instalovaný tepelný výkon všech spalovacích zařízení

4.5.2. Stirlingův motor

Stirlingův motor je druh tepelného motoru, který se řadí mezi teplovzdušné motory. Je tepelně účinnější než parní stroj. Byl vynalezen již počátkem 19. století ve Skotsku. Jedná se o motor s vnějším spalováním. Stirlingův motor má dva pracovní prostory, mezi nimiž může volně proudit plyn (je v nich prakticky stejný tlak). Jako plyn konající práci se dříve používal vzduch. Dnes se kvůli minimalizaci ztrát turbulencemi proudícího plynu používá raději helium či vodík.

Jeden z prostorů je studený, druhý horký. Toho je docíleno buď přímým ohříváním a chlazením komor nebo, a to častěji, vnějším ohřívacem a chladičem. Mezi ohřívacem a chladičem je obvykle zařazen ještě regenerátor, akumulující teplo plynu procházejícího z ohříváče do chladiče nebo naopak.

Tohoto motoru existuje mnoho modifikací – písty mohou být v samostatných válcích, nebo v jednom válci společném, kdy jeden z pístů pracuje v dvojitěm režimu. Hlavní výhodou je skutečnost, že tento motor může pracovat s nejrůznějšími zdroji vnější tepelné energie. Od geotermální či solární počínaje a konče fosilními palivy či biomasou. Účelně tak lze také využívat teplo ze spaloven odpadů, z chlazení různých provozů a podobně. Motor je ideální pro spalování bioplynu. Pracovní náplň lze zahřívát rovněž pomocí solární energie – v zahraničí vyzkoušeli několik řešení, kdy je teplo soustředováno na válec parabolickými zrcadly [5. 11]. Energetická účinnost se u motorů s výkonem 1 až 25 kW pohybuje v rozmezí 25 až 33 %. Dalšími výhodami jsou tichý chod, vysoká životnost či minimální možnost poruchy.

Nevýhodou je špatná regulovatelnost a malá pohotovost k provozu. Potřebuje také poměrně velký chladič s výkonným ventilátorem a pro dosažení vysoké účinnosti musí pracovat s vysokými tlaky plynu. Používá se tedy většinou jako stacionární motor. Stirlingův motor je vhodný pro: obytná zařízení s lokálním zásobováním teplem, malé podniky, bazény a lázně nebo hotely. V České republice je prozatím jeho rozšíření velmi zřídka. Stirlingův motor nabízí např. fa. AllTech. Vývojem Stirlingova motoru se zabývá také firma Tedom Třebíč ve spolupráci s Vysokým učením technickým v Brně.

4.5.3. Spalovací mikroturbína

Spalovací mikroturbína je konstruována jako axiální (medium proudí v podélné ose) nebo častěji jako radiální ve spojitosti s radiálními kompresory. Proces hoření probíhá ve spalovací komoře, do které je pod tlakem přiváděno palivo a vzduch. Hořlavá směs je jednorázově elektricky zapálena a směs expanduje. Spalovací komora má nejčastěji prstencový tvar obepínající hřídel. Soustrojí se roztáčí startérem a vzduchový kompresor stlačuje vzduch do spalovací komory, do které je pod tlakem přiváděno palivo. Expandující plyny po zapálení roztáčejí otočné kolo turbíny, hoření směsi je stabilizováno a je možno vypnout startér. Přidáváním paliva se zvyšují otáčky a vysokorychlostní generátor vyrábí elektrický proud.

4.5.4. Palivový článek

Palivový článek je v podstatě elektrochemickým generátorem elektrického proudu (bez jakéhokoliv rotačního nebo vratného pohybu), ve kterém probíhá opačná reakce než nastává při elektrolýze vody. K elektrodám se přivádí vodík a kyslík a z elektrod je možno odebírat elektrický proud. Palivový článek je dále zdrojem vody a tepla a odpadním produktem je CO_2 . Články mají napětí cca 0,6–0,75 V a odebíraný proud je cca 0,1–1 A. cm^{-2} . Články je možno zapojovat do větších soustav. Provozní teploty palivových článků různého typu jsou v rozsahu 50–1000 °C. Vysokou elektrickou účinností až 59 % vytvářejí keramické palivové články (Solid Oxid Fuel Cell), kde elektrolytem je keramika, a které pracují při teplotě 1000 °C [5. 12]. Palivový článek je vytvořen tenkými vodivostními vrstvami nanesenými z jedné strany na zaslepenou keramickou trubku. Jedna vodivá vrstva představuje katodu, další anodu. Sestava palivových článků je jako komplex trubkových svazků umístěna v tlakové nádobě. Do článku je přiváděn vodík vzniklý reformováním bioplynu nebo plynu vyrobeného termickým zplynováním biomasy. Bioplyn použitý pro palivový článek musí být zbaven nežádoucích příměsí, zejména sirovodíku a oxidu siřičitého. Při reformaci metanu vzniká při vysoké teplotě kromě vodíku i oxid uhelnatý a tyto plyny jsou zaváděny k vnějšímu plášti trubek. Vzduch je přiváděn do vnitřní části trubek. Kyslíkové ionty ze vzduchu procházejí při vysoké teplotě keramickým elektrolytem. Proud záporně nabitých částic mezi elektrodami vytváří elektrické napětí. Článek může pracovat při atmosférickém tlaku vzduchu nebo s přetlakem. K kvůli technickým problémům a vysoké cenové náročnosti však větší uplatnění palivových článků v energetice nelze v nejbližší době očekávat.

5. Produkce tepla z biomasy a kogenerace

Oblast energetického využívání biomasy se rozvíjí jak na úrovni soukromého sektoru a malospotřebitelů, tak na úrovni komunální sféry. Podle publikovaných expertních odhadů by se měla biomasa v roce 2010 podílet na výrobě elektrické energie z OZE asi 40 %, což představuje 2,2 TWh elektrické energie ročně. Navíc musíme vzít v úvahu, že se biomasa v lokálním měřítku stává významným zdrojem tepla, hlavně na úrovni komunální sféry, zejména v obcích, kde dosud nebyla provedena plynofikace nebo v již plynofikovaných obcích, při předpokládaném razantním nárůstu ceny zemního plynu. Základní výhodou využití rostlinné biomasy k energetickým účelům v lokálních či centrálních výtopnách na úrovni menších obcí je dostupnost biomasy v katastru obce, minimalizace dopravních nákladů, často i pořizovacích nákladů při zpracovávání odpadů ze zemědělství nebo lesnictví. Navíc lokální výtopny dosahují podstatně vyšší účinnosti (70–80 %) než klasické elektrárenské bloky (25–30 %). Tyto údaje ale nelze srovnávat jako absolutní hodnoty účinnosti, protože elektrina je bezesporu cennější formou energie. Optimálním řešením s maximálním využitím energie biomasy je kogenerace, která zaručuje nejvyšší účinnost a úsporu paliva okolo 20–30 % oproti oddělené výrobě el. energie a tepla.

Zatím nejrozšířenějším způsobem energetického využití biomasy je její spalování v kotlích vyrábějících horkou vodu nebo páru. Tento způsob neumožňuje plně využít energetického potenciálu biomasy transformací hořlaviny biomasy do plynné formy a následné využití plynu v kogeneračních jednotkách s vyšší účinností. Centrální zásobování teplem z biomasy může být výhodné i pro větší města (např. bioteplárna Pelhřimov, Třebíč, Bystřice nad Pernštejnem, Trhové Sviny, apod.) [zdroj ČEA].

S ohledem na obsah vody v palivu a způsob spalování je možno rozdělit spalovací zařízení na dvě základní skupiny a to:

1. spalovací zařízení na suchou dřevní hmotu, to je do max. obsahu vody $W = 30 \%$,
2. spalovací zařízení na vlhkou dřevní hmotu, to je do max. obsahu vody $W = 60 \%$.

Spalovací zařízení na suchou dřevní hmotu

Nižšímu obsahu vody v palivu odpovídá kratší doba potřebná pro jeho vysušení. Palivo vstupující do spalovací komory prochází oblastí vysokých teplot a tím se rychle vysouší. Za touto etapou pak probíhá uvolňování prchavé hořlaviny, kterou je nutno mísit se spalovacím vzduchem, aby došlo k jejímu dokonalému vyhoření.

Spalovací zařízení na vlhkou dřevní hmotu

Jak jednoznačně vyplynulo z popisu spalovacího zařízení na suchou dřevní hmotu, je nutné u tohoto typu zařízení zajistit delší setrvání paliva ve spalovací komoře.

Vhodným typem spalovací komory pro toto palivo jsou následující druhy:

- spodní (podsuvný) přívod paliva,
- spalovací zařízení systému Klemza.

Mezi významné tuzemské výrobce kotlů na biomasu patří např. TTS Eko, s. r. o., Step Trutnov, Verner, Atmos, Strojírny Sedlice, Biopal Technologie a řada dalších.

Při výrobě elektřiny ve velkých tepelných elektrárnách se využije cca 30 % (u starých) a až 42 % (u moderních) energie obsažené v palivu; zbytek se bez užítu odvádí do vzduchu chladicími věžemi. Na druhou stranu u nás existují tisíce městských vytopen a větších kotelen, které vyrábějí pouze teplo, ačkoli by mohly produkovat i elektřinu. Při použití biomasy v R-C cyklu pro výrobu pouze elektrické energie je tato účinnost ještě menší (cca. 26 %) v důsledku nízkých parametrů páry.

V teplárnách a jiných kogeneračních zařízeních, kde se teplo využívá, je spotřeba paliv nižší. Tomu odpovídá i snížení emisí škodlivin ze zdrojů energie v globálním měřítku. Kromě toho decentralizace výroby elektřiny vede ke snížení ztrát v elektro-rozvodné síti a k vyšší bezpečnosti dodávek – výpadek jednoho zdroje nemá větší vliv. Při porovnání dodávky tepla a elektrické energie ze dvou oddělených výroben – kotelny a elektrárny – a z jediného zdroje s kombinovanou výrobou je zřejmé snížení energetických ztrát při výrobě [6. 1].

Přínosem k rozvoji oboru je zasazení kogenerace do legislativního rámce. Ustanovení Směrnice 2004/8/EC Evropského parlamentu a Rady o podpoře kogenerace založené na efektivním poptávce po teple na vnitřním energetickém trhu definuje podmínky příznání podpory pro technologie a zavádí pojem vysoce účinná kogenerace. Ustanovení Směrnice se postupně promítají do naší legislativy. Energetický zákon 406/2000 Sb. stanovuje podmínky kombinované výroby tepla a elektřiny, připojení, přístupu do sítí, prodeje a osvědčení o původu elektřiny. Zákon o obnovitelných zdrojích energie 180/2005 Sb. upravuje podporu státu pro výrobu elektrické energie z obnovitelných zdrojů energie. Mezi ně patří též použití kogeneračních technologií na bázi „zvláštních plynů“ jako je bioplyn, skládkový plyn, dřevoplyn, ale i důlní plyn a další.

Kotelna Roštín – vlevo snímek kotelny (filtr, čelo kotle a věž sloužící k manipulaci balíků slámy a odřezávání vrstev), vpravo snímek manipulace balíku slámy u věže



Rozvoj kombinované výroby elektrické energie a tepla bude ovlivňován potřebnou vyšší dostupností investičních prostředků, vývojem cen paliv a energií, daněmi, popřípadě dalšími poplatky vázanými na produkci odpadů či obchod s emisemi CO_2 . Hlavní technologie KVET a jejich podíl na výrobě elektrické energie byly popsány výše. V podstatě lze KVET rozdělit do čtyř hlavních kategorií: parní, plynová, paroplynová a pomocí palivových článků. Zásadním faktorem popisujícím kvalitu přeměny primárního paliva v KVET je elektrická, resp. tepelná účinnost cyklu. Vzhledem k vyšší hodnotě el. energie je snahou aplikovat technologie s co nejvyšší el. účinností v závislosti na konkrétních provozních podmínkách a kapacitních, investičních a provozních možnostech. Tento poměr je pak vyjádřen tzv. teplárenským modulem, který vyjadřuje podíl vyrobené el. energie ku dodanému teplu (viz tabulka 8).

Tabulka 8: Teplárenský modul σ a celková tepelná účinnost η_t různých kogeneračních zařízení [5. 13]

Kogenerační zařízení	Teplárenský modul (σ)	η_t
parní turbína (spalování biopaliv)	0,10–0,25	0,80–0,85
parní turbína (zplynování biopaliv)	0,08–0,22	0,75–0,80
spalovací turbíny	0,42–0,75	0,72–0,85
turbína s cirkulací ORC	0,18–0,20	0,95–0,97
paroplynová zařízení	0,60–1,00	0,70–0,82
spalovací motor	0,54–0,75	0,75–0,85
Stirlingův motor	0,40–0,50	0,65–0,80
palivový článek keramický	0,50–0,60	0,80–0,85
palivový článek s mikroturbínou	0,58–0,66	0,85–0,90

Hlavní technologií KVET ve velkých zdrojích zůstanou odběrové parní turbíny, v malých a středních zdrojích se budou vedle parních turbín prosazovat plynové motory, následně mikroturbíny, ve vzdálenější budoucnosti snad i palivové články. Mezi největší kogenerační zdroje využívající biomasu kromě výše zmíněných elektrárenských bloků ČEZ, které spoluspalují biomasu s hnědým uhlím, a dvou výše uvedených ORC cyklů, patří např. IROMEZ Pelhřimov, Plzeňská teplárenská, Biocel Paskov, Papírny Štětí nebo teplárny provozované společností Dalkia Česká republika, a. s. (Olomouc, Krnov, Karviná) [6. 2].

6. Doprovodné emise při využití biomasy

Vedle energetického přínosu ze spalování biomasy, spočívajícího v částečné náhradě fosilních paliv pro krytí rostoucích potřeb energie, je spalování rostlinné hmoty spojeno s neutrálním výsledkem v bilanci oxidu uhličitého. Je známo, že spalováním biomasy se uvolní prakticky stejné množství oxidu uhličitého jako je jeho spotřeba při fotosyntetických procesech vedoucích ke vzniku organické hmoty podle stechiometrické rovnice:



Vytváření rostlinné hmoty i spalování biomasy představuje z hlediska bilance oxidu uhličitého prakticky uzavřený okruh s cyklem v trvání cca 10 až 15 roků odpovídající průměrné době produkce rostlinné hmoty.

Důvodem pozornosti věnované obsahu CO_2 v zemské atmosféře je zejména výrazný podíl oxidu uhličitého na tzv. skleníkovém efektu a pravděpodobně na stále častějších klimatických poruchách. Koncentrace CO_2 v atmosféře se v současné době již přibližuje hranici 0,04 % obj., přičemž hlavním zdrojem emisí CO_2 jsou pochody využívající spalování fosilních paliv. Uvádí se [7. 1], že státy Evropské unie produkují ročně cca 3300 mil. t CO_2 . Lze stanovit, že spálením hnědého uhlí vzniká cca 1,6 až 1,7 kg CO_2 , spálením 1 kg motorové nafty nebo topného oleje se uvolní asi 2,6 kg CO_2 a obdobně spálení 1 m³ zemního plynu je spojeno se vznikem asi 2 kg CO_2 .

Omezení skleníkového efektu, oteplování zeměkoule a zabránění nevratným klimatickým změnám s katastrofálním účinkem na lidskou společnost je možné pouze maximálními energetickými úsporami a důsledným využíváním obnovitelných energetických zdrojů.

6. 1. Persistentní organické látky a jejich vznik při spalování biomasy

Nicméně zvyšování podílu biomasy a fytopaliv na krytí energetických potřeb přináší určité zvýšení rizika vzniku nežádoucích doprovodných škodlivin, včetně látek spadajících do skupiny persistentních organických látek (POPs). Tento termín je používán pro skupinu organických sloučenin, které vykazují výrazně toxické vlastnosti se škodlivým vlivem na lidské zdraví a životní prostředí, jsou poměrně stabilní a v organizmech dochází k jejich akumulaci.

Do skupiny persistentních organických látek jsou zahrnuty:

- polycyklické aromatické uhlovodíky (PAH),
- polychlorované bifenyly (PCB),
- polychlorované dibenzo-p-dioxiny a dibenzofurany (PCDD/F, dále rovněž dioxiny).

Polycyklické aromatické sloučeniny (PAH) mají poměrně nízký řád toxicity, jejich toxický účinek se projevuje zejména působením na játra a ledviny [7. 1]. Jedná se o prokázané kancerogeny dávané do souvislosti s rakovinou kůže, plic, močového měchýře nebo trávicího ústrojí.

Množství i zastoupení jednotlivých PAH v exhalacích ze spalování biomasy se liší, ve větší míře bývají zastoupeny např. antracen, fenantren, chrysen, benz(a)antracen, benzo(a)pyren a další. Biomasa sama o sobě PAH neobsahuje – tyto látky vznikají v průběhu spalovacího pochodu. Z dosud nepočtených publikovaných informací o výsledcích měření obsahu polyaromatických uhlovodíků ve spalinách ze spalování biomasy [7. 2] lze vyvodit, že PAH jsou ve spalinách přítomny v koncentracích v rozmezí zhruba 2 až 100 $\mu\text{g}/\text{m}_N^3$. Nebyly zjištěny koncentrace převyšující obecný emisní limit pro PAH ve výši 200 $\mu\text{g}/\text{m}_N^3$ dle Vyhl. MŽP č. 356/2002 Sb. [7. 3].

Látky skupiny PCB jsou představovány řadou kongenerů polychlorovaných bifenyly. Jedná se o nebezpečné látky s karcinogenními účinky. Relativní toxicita těchto látek je ve srovnání se skupinou látek polychlorovaných dibenzodioxinů a furanů poněkud nižší a pohybuje se v rozmezí hodnot 0,00001 až 0,1. Konkrétní hodnoty relativních toxicit uvádí např. [7.3 a 7.4]. Měření na kotlích spalujících dřevo, resp. fytomasu byl zjištěn obsah PCB, který po přepočtu na ekvivalent toxicity vedl k výsledku 0,0002 až 0,0047 ng TEQ/m_N³ [7.2].

Skupina látek souhrnně označovaných jako „dioxiny“, resp. PCDD/F, je odvozena od dibenzo-p-dioxinu resp. dibenzofuranu s různým počtem atomů chloru substituovaných v polohách 1 až 8. V této skupině, která obsahuje 210 možných derivátů, se vyskytují látky s malou toxicitou, ale i vysoce účinné jedy. V důsledku jejich působení na organizmy se mohou projevit až karcinogenní a teratogenní obtíže. Toxické působení bylo prokázáno u 17 kongenerů, přičemž nejvyšší účinek vykazuje 2,3,7,8 tetrachlordibenzodioxin (2,3,7,8 TCDD). Odhad zdravotního rizika se určuje pomocí relativní toxicity jednotlivých kongenerů vztažené k toxicitě 2,3,7,8-TCDD, jehož faktor ekvivalentní toxicity (I-TEF) je zvolen 1. Mezinárodně platné smluvní hodnoty relativních toxicit jednotlivých kongenerů jsou uvedeny např. v [7.3, 7.4 a 7.5].

Výsledky emisních měření ukazují na poměrně široký koncentrační interval, v němž se mohou látky skupiny PCDD/F ve spalínách ze zařízení spalujících biomasu vyskytovat. Některá měření, která byla provedena VŠCHT Praha [7.1] na komerčně vyráběných kotlích o tepelném výkonu cca 5 až 1350 kW spalujících různé druhy biomasy (sláma, dřevní štěpka, piliny, brikety, resp. pelety z pilin), ukázala poměrně vysoké koncentrace PCDD/F ve spalínách, a to v rozmezí 3,7 až 7,1 ng TEQ/m_N³. Pokud by jako vztažná hodnota byl brán emisní limit 0,1 ng TEQ/m_N³ platný pro spalovny odpadů, jednalo by se o jeho výrazné překročení. Na druhé straně data zveřejněná tímtož pracovištěm v roce 2005 [7.2] k měření emisí POP ze zařízení spalujících různé druhy energetických rostlin nebo dřevo, vedla k výrazně pozitivnějším výsledkům. V daném případě spaliny z kotlů o tepelném výkonu 15 až 30 kW obsahovaly látky skupiny PCDD/F v úhrnné koncentraci 0,027 až 0,146 ng TEQ/m_N³, tedy velmi blízko k emisnímu limitu platnému pro spalovny odpadů.

Jiné dostupné zdroje [7.6] uvádějí, že na kotelnách spalujících biomasu, kde je spalování řízeno automatickou regulací, byly emise PCDD/F zjištěny v intervalu 0,01 až 0,18 ng TEQ/m_N³, na ostatních kotelnách v intervalu 0,8 až 5,7 ng TEQ/m_N³. Při spalování dřevní štěpky v kotli o tepelném výkonu 50 kW pro vytápění rodinných domků byly zjištěny emise PCDD/F v intervalu 0,03 až 0,063 ng TEQ/m_N³ a při spalování pelet ze stébelnin 0,082 až 1,822 ng TEQ/m_N³. Při lokálním vytápění bytů dřevem byly zjištěny plynné emise PCDD/F v intervalu 0,1 až 2,0 ng TEQ/m_N³.

Uvedená data zjištěná z malých a středních zdrojů znečištění ovzduší spalujících biomasu nelze generalizovat. Výsledky nicméně ukazují na přítomnost škodlivých látek ve vznikajících zplodinách spalování, z nichž je nutné zejména minimalizovat obsah látek skupiny dioxinů. Ukazuje se, že množství primárně vzniklých škodlivin je ovlivněno jak pracovními podmínkami spalování tak konstrukčními parametry daného spalovacího zařízení.

6.2. Technologie k odstraňování persistentních organických látek

Z hlediska odstraňování již vzniklých POP látek přichází v úvahu nejčastěji dvě skupiny technologických postupů využívající adsorpční metody nebo katalytickou destrukci.

7.2.1. Adsorpční čištění

Pro adsorpční čištění spalin od POPs látek je používáno aktivní uhlí nebo aktivní polokoks. V praxi se používají v zásadě dva různé způsoby kontaktu spalin s adsorbentem:

- injektáž aktivního uhlí do proudu spalin,
- průchod spalin pevným nebo pohyblivým ložem aktivního uhlí nebo aktivního polokoksu.

Při injektáži je do proudu spalin dávkován vhodný sorbent (aktivní uhlí nebo jeho směs s vápenným hydrátem, resp. hydrogenuhlíčanem sodným apod.) v množství cca 50 až 100 mg/m_N³. Před následným odloučením sorbentu v rukávovém filtru je nutné zabezpečit určitou dobu kontaktu čištěného plynu se sorbentem (cca 1 až 5 s) pro dosažení požadovaného efektu adsorpčního čištění. Asi 90 % odděleného sorbentu filtrační plynu v rukávovém filtru je recirkulováno.

Postupy adsorpčního čištění spalin průchodem pevným nebo pohyblivým ložem využívají častěji aktivní hnědouhelný polokoks, a to z důvodu větší pevnosti částic. Při aplikaci technologie s pohyblivým ložem dochází k částečné periodické obměně vyčerpaného adsorpčního materiálu.

Adsorpčním čištěním plynů lze dosáhnout poměrně vysoké čistoty plynů odpovídající přísným požadavkům kladeným na emise ze spaloven odpadů, nicméně je potřebné upozornit na okolnost, že tyto technologie dosáhnou pouze převedení nežádoucích komponent z plynné fáze do tuhé fáze sorbentu a je nutné řešit následný problém dalšího naložení s deaktivovaným adsorpčním činidlem.

Vhodná teplotní oblast pro použití adsorpčního čištění pomocí aktivního uhlí je cca 100 až 150 °C, při použití hydrogenuhlíčanu sodného je teplotní pracovní oblast zvýšena nad 150 až do cca 400 °C.

6.2.2. Katalytická destrukce POP látek

Efektivnějšími postupy pro odstraňování POP látek ze spalin se jeví technologie využívající katalytickou destrukci/oxidaci. Nejčastěji jsou používány katalyzátory na bázi oxidů vanadu a wolframu na nosiči oxidu titaničitého [7. 7]. Tyto katalytické kontakty jsou v zásadě účinné i pro uskutečnění selektivní redukce oxidů dusíku účinkem amoniaku (SCR), tudíž v mnoha případech jsou obě funkce katalytického kontaktu spojeny do technologického uzlu dosahujícího při čištění spalin vysokou účinnost odstranění oxidů dusíku i persistentních organických látek.

Přeměny vedoucí k současnému odstranění oxidů dusíku a dioxinů (DeNO_x/DeDiox) se uskutečňují v katalytickém reaktoru v teplotním rozmezí cca 200 až 300 °C. Určitou nevýhodou popsaného technologického řešení je nutnost pracovat již s vyčištěným plynem (od tuhých látek a v případě spaloven odpadů od SO₂ a HCl), což zvyšuje investiční i provozní náročnost technologie.

Výhodnou alternativou katalytické destrukce se jeví technologie katalytické filtrace firmy W. L. GORE & ASSOCIATES, Inc. (USA) [7. 8, 7. 9]. Postup katalytické filtrace je založen na použití speciální tkaniny pro filtrační hadice látkového filtru, v němž probíhá současně účinné odloučení tuhých částic jemného popílku i rozklad dioxinů přítomných ve filtrovaném plynu. Vnější filtrační vrstva je představována membránou zhotovenou z expandovaného polytetrafluoretylenu (ePTFE), která je schopna odloučit z filtrovaného plynu velmi jemné částičky popílku. Takto očištěný plyn vstupuje do vnitřní vrstvy filtrační vrstvy, která má ve své struktuře zabudovány katalyticky působící složky účinné k rozkladu dioxinů. Příkladem reference této technologie v ČR je použití na spalovně komunálního a živnostenského odpadu TERMIZO, a. s., Liberec, kde všechny dosavadní provozní výsledky ukazují [7. 10], že uvedenou technologií lze výrazně snížit koncentraci dioxinů ve spalinách, a to až na úroveň s pětinasobnou až desetinásobnou rezervou vůči platnému emisnímu limitu 0,1 ng TEQ/m_N³.

Popsané postupy čištění spalin od persistentních organických látek jsou aplikovány převážně na spalovnách odpadů, nicméně jeví se reálné, že postupně se zpřísňující legislativa v hodnocení provozu všech energetických zdrojů bude vyžadovat aplikaci obdobných opatření i na zařízeních na spalování biomasy.

Literatura

- [1. 1] Váňa, J.: Biomasa pro energii a technické využití, Biom.cz [online]. 2003-03-25 [cit. 2006-06-05].
- [1. 2] Petříková, V.: Biomasa z energetických rostlin. Biom.cz [online]. 2006-04-19 [cit. 2006-05-26].
- [1. 3] Noskivěč P., Kaminsky J.: Reálné možnosti obnovitelných zdrojů v České republice, Česká energetika 1/2004
- [2. 1] Cenové rozhodnutí ERÚ č. 10/2005 ze dne 18. listopadu 2005, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů – Energetický regulační věstník, částka 13, ze dne 30. 11. 2005
- [4. 1] Ušfak, S.: Nedřevnaté technické plodiny perspektivní pro bioenergetické účely v podmínkách ČR. Biom.cz [online]. 2002-06-03 [cit. 2006-06-15].
- [4. 2] Petříková V.: Produkce energetických rostlin v pánevních oblastech Biom.cz
- [4. 3] Petříková V.: Možné zdroje energetické biomasy v ČR (I), www.tzb-info.cz Biom.cz 2006
- [5. 1] Cenové rozhodnutí ERÚ č. 10/2005
- [5. 2] Bridgwater, A. V.: The Technical and Economic Feasibility of Biomass Gasification for Power Generation. Energy Research Group, Aston University, Birmingham, (1995) Fuel Vol. 74 -No. 5
- [5. 3] Stevens D.J.: Hot Gas Conditioning: Recent Progress With Larger-Scale Biomass Gasification Systems, NREL/SR-510-29952, Colorado, USA, 2001
- [5. 4] Lisý, M., Baláš, M., Kohout, P., Skála, Z.: Fluidní zplyňování vybraných druhů biomasy, Sborník z konference „Kotle a energetická zařízení“, Brno, 13.-15. 3 2006, ISSN 1801-1306.
- [5. 5] Dlouhodobá strategie využití biopaliv v ČR, MPO 2005, Praha
- [5. 6] Línková E.: Biolíh pomůže regionům, 26. 7. 2005 Zemědělec, www.agronavigator.cz
- [5. 7] Klos, Č.: Biolíh a bionafta na vodě, 23. 11. 2004 EURO, www.enviweb.cz
- [5. 8] Bílý M.: ORC technologie v Trhových Svinech, 26. 12. 2005, www.tzb-info.cz
- [5. 9] Firemní materiály fy. TTS energo.s.r.o
- [5. 10] Kunc J.: ORC technologie v realizaci (II) - Trhové Sviny, 7. 11. 2005 SFŽP, www.tzb-info.cz
- [5. 11] Starý P.: Úsporný motor už vyrábějí i Norové, 25. 1. 2003 LN, www.severskelisty.cz
- [5. 12] Váňa J.: Biomasa pro energii a technické využití. Biom.cz [online]. 2003-03-25 [cit. 2006-06-05]. ISSN: 1801-2655.
- [6. 1] Tintěra L.: Kogenerace- kombinovaná výroba elektrické energie a tepla (I), 5. 12. 2005, www. tzb-info.cz,
- [6. 2] Přehled veřejných tepelných energetických zdrojů ČR mimo ČEZ, a. s. k 31. 12. 2005, www. eru. cz,
- [7. 1] Koutský M., Machníková E., Adamová J., Vošta J.: Spalování biomasy – persistentní organické polutanty, In Sborník příspěvků ze semináře Energie z biomasy – I, Fakulta strojního inženýrství VUT v Brně, Energetický ústav, edit P. Dvořák, Brno, 4. -5. prosince 2001
- [7. 2] Hrdlička J., Verner R., Hejdová J.: Spalování speciálních energetických rostlin, In Sborník příspěvků ze semináře Energie z biomasy – IV, Proceedings on CD, s. 27-33, Fakulta strojního inženýrství VUT v Brně, Energetický ústav, edit. M. Baláš a kol., Brno, 7.–8. prosince 2005
- [7. 3] Vyhláška č. 356 Ministerstva životního prostředí ze dne 11. července 2002, kterým se stanoví seznam znečišťujících látek, obecné emisní limity, způsob předávání zpráv a informací, zjišťování množství vypouštěných znečišťujících látek, tmavosti kouře, přípustné míry obtěžování zápachem a intenzity pachů, podmínka autorizace osob, požadavky

na vedení provozní evidence zdrojů znečišťování ovzduší a podmínky jejich uplatňování, Sbírka zákonů č. 356/2002, částka 127, str. 7537–7610

- [7. 4] Nařízení vlády č. 354 ze dne 3. července 2002, kterým se stanoví emisní limity a další podmínky pro spalování odpadu, Sbírka zákonů č. 354/2002, částka 127, s. 7354–7482
- [7. 5] Council Directive 2000/76/EC of the European parliament and of the council of 4 December 2000 on the incineration of waste, Official Journal of the European Communities, 28. December 2000
- [7. 6] dostupné na [www\biom.cz\webspy.htm](http://www.biom.cz/webspy.htm)
- [7. 7] Šyc M., Pekárek V., Punčochář M., Fišerová E.: Metody destrukce chlorovaných aromatických uhlovodíků ze spalin, In Sborník příspěvků ze semináře Energie z biomasy – IV, Proceedings on CD, s. 113 – 115, Fakulta strojního inženýrství VUT v Brně, Energetický ústav, edit. M. Baláš a kol., Brno, 7.–8. prosince 2005
- [7. 8] Pranghofer G., Fritsky K.J.: Destruction of polychlorinated dibenzo-p-dioxins and dibenzofurans on fabric filters: Recent experiences with catalytic filter system, 3rd International Symposium on Incineration and Flue Gas Treatment Technologies, 2–4 July 2001, Brussels, Belgium
- [7. 9] Pranghofer G.: High durability ePTFE membrane filtration and catalytic destruction of polychlorinated dibenzo-p-dioxins and dibenzofurans, 16th International Congress of Chemical and Process Engineering CHISA 2004, Proceedings on CD ROM, Contribution Nr. 1387, Prague, Czech Republic, August 22 – 26, 2004
- [7. 10] Bébar L., Puchýř R., Pranghofer G., Pařízek T., Bernát P. and Stehlík P.: Optimum involvement of dioxin catalytic filter in MSW incinerator, FILTECH 2005, International Conference & Exhibition for Filtration and Separation Technology, Proceedings on CD ROM, Wiesbaden, Germany, October 10 – 14, 2005

Kolektiv autorů ÚPEI FSI VUT Brno

Ing. Tomáš Pařízek
Doc. Ing. Ladislav Bébar, CSc.
Ing. Martin Lisý
Ing. Martin Pavlas

Ústav procesního a ekologického inženýrství
Fakulta strojního inženýrství
Vysoké učení technické v Brně

POSTUPNÝ ROZVOJ VYUŽITÍ SLUNEČNÍ ENERGIE FOTOVOLTAICKOU TECHNOLOGIÍ

Ing. Radim Bařinka, Ing. Petr Klimek

1. Úvod

Získávání elektrické energie přímo ze slunečního záření je z hlediska životního prostředí nejčistším a nejšetnějším způsobem její výroby. Technická řešení pro využití sluneční energie k výrobě elektrické energie jsou již v uspokojivé podobě k dispozici. Účinnost přeměny slunečního záření na elektřinu umožňuje získat se současnými solárními systémy z jednoho metru aktivní plochy až 110 kWh elektrické energie za rok. Zatímco v mnoha aplikacích na odlehlých místech bez připojení k elektrorozvodné síti je fotovoltaika technicky i ekonomicky výhodnější řešení ve srovnání se stávajícími klasickými zdroji, při dodávce do sítě je elektrická energie z fotovoltaických systémů stále ještě dražší.

Existuje však dostatek důvodů, proč vyvíjet úsilí o další rozvoj fotovoltaiky. Vyspělé země světa více či méně intenzivně podporují nejen rozvoj fotovoltaiky, ale i ostatních obnovitelných zdrojů energie, jako strategického prostředku pro zajištění kontinuity energetických zdrojů v časovém horizontu do roku 2050. Fotovoltaika nabízí časově neomezenou možnost výroby elektrické energie. Technologie využívající sluneční záření má teoreticky neomezený růstový potenciál. Fotovoltaika by se měla stát významným prvkem trvale udržitelného energetického systému s minimálním dopadem na životní prostředí.

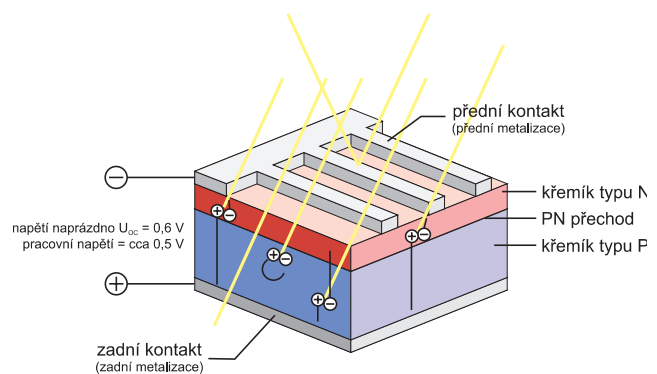
2. Popis současného stavu vývoje

2.1. Fotovoltaika, solární článek, solární panel

Fotovoltaika využívá přímé přeměny světelné energie na elektrickou energii v polovodičovém prvku označovaném jako fotovoltaický nebo také solární článek. Solární článek je velkoplošná dioda alespoň s jedním PN přechodem. V ozářeném solárním článku jsou generovány elektricky nabitě částice (pár elektron – díra). Elektrony a díry jsou separovány vnitřním elektrickým polem PN přechodu. Rozdělení náboje má za následek napěťový rozdíl mezi „předním“ (-) a „zadním“ (+) kontaktem solárního článku. Vnější obvodem zapojeným mezi oba kontakty potom protéká stejnosměrný elektrický proud, jenž je přímo úměrný ploše solárního článku a intenzitě dopadajícího slunečního záření.

Napětí jednoho článku s hodnotou přibližně 0,5 V je příliš nízké pro další běžné využití. Sériovým propojením více článků získáme napětí, které je již použitelné v různých typech fotovoltaických systémů. Standardně jsou používány sestavy pro jmenovité provozní napětí 12 nebo 24 V. Takto vytvořené sestavy článků v sériovém nebo i sériovo-paraletním řazení jsou hermeticky uzavřeny ve struktuře krycích materiálů výsledného solárního panelu. Konstrukce solárních panelů byly přizpůsobeny pro nejrůznější druhy použití. Většina solárních panelů je opatřena předním krycím sklem a solární články jsou zalaminovány do struktury plastových fólií. Solární panely mohou mít podobu fasádních skel, střešní krytiny nebo fasádních obkladů. Na solární panely jsou kladeny vysoké nároky ohledně mechanické a klimatické odolnosti tak, aby byla zajištěna dlouhá životnost (teploty, vlhkost, vítr). Krycí materiály musejí mít vysokou optickou a izolační stálost. Předpokládaná životnost panelů je delší než 30 let.

Vývoj solárních článků dospěl k celé řadě rozdílných technologií. Nejvíce propracovanou a stabilizovanou je technologie založená na **krystalickém křemíku**. Základem je plátek s tloušťkou 0,20–0,3 mm z křemíku s monokrystalickou nebo multikrystalickou strukturou. Zpravidla se jedná o plátky čtvercového tvaru s rozměry až 200x200 mm. Energetická účinnost přeměny slunečního záření na elektrickou energii je u současných hromadně vyráběných křemíkových solárních článků 14 až 17 %. Účinnost u laboratorních vzorků dosahuje až 28 %. Články vynikají vysokou stabilitou výkonu a dlouhou životností (minimálně 30 let). Samotná výroba křemíkových plátek je poměrně dosti energeticky náročná. Nicméně množství energie vložené do výroby solárního panelu je tímto panelem vyrobeno v našich podmínkách do 5 let. Téměř 85 % všech solárních panelů je vyrobeno s křemíkovými krystalickými články.



Princip činnosti solárního článku (obr. 1)

Významější postavení na trhu nacházejí i solární panely vyrobené **tenkovrstvou** technologií, označované také jako technologie 2. generace. Solární články včetně jejich propojení jsou vytvořeny přímo na nosné podložce depozicí velmi tenkých vrstev materiálů (jednotky mikrometrů). Nosnou podložkou může být sklo, plastová fólie nebo ocelový plech. Nejpoužívanějším materiálem pro aktivní vrstvy je opět křemík, tentokrát však s amorní nebo mikrokrytalickou strukturou. Účinnost tenkovrstvých křemíkových panelů je 7–9 %. Zatím v malých objemech jsou vyráběny tenkovrstvou technologií panely se strukturami CdTe, CIS a CIGS (měď, indium, galium, síra, selen – viz tabulka níže). Účinnost u CdTe je 12 % a struktury CIS dosahují až 15 %. Přestože tenkovrstvé solární panely zatím nedosahují takových účinností jako krytalické křemíkové články a zatím nepřinášejí výraznou cenovou výhodu, jsou tyto struktury příslibem na výrazné snížení ceny fotovoltaiky.

Ve fázi laboratorních testů jsou alternativní technologie (polymery a články s fotocitlivým barvivem), u kterých se očekává výrazně nižší výrobní cena. U solárních článků třetí generace s alternativními technologiemi se pak očekávají velmi vysoké účinnosti při poměrně nízkých nákladech. Tyto technologie jsou však v rané fázi vývoje.

Objemové materiály	Tenkovrstvé technologie	Alternativní technologie
Monokrytalický křemík	Amorní křemík	Polymerní vrstvy
Multikrytalický křemík	Mikrokrytalický křemík	Články s fotocitlivým barvivem
Polykrytalické plátky Si	CdTe a CdS	
	CuInSe – CIS	
	Amorní SiGe	
	InGaN	

V praxi se objevují i různé modifikace základních technologií jako například kombinace substrátu krytalického křemíku s vrstvou amorního křemíku na povrchu. Nadějnou speciální skupinu pro oblasti s převahou přímého slunečního svitu tvoří solární články určené pro koncentrátorové systémy s koncentračním faktorem 10 až 1000.

Monokrytalické a barevné multikrytalické křemíkové solární články (obr. 2. 1., 2. 2.)



2.2. Fotovoltaické systémy a aplikace

Pro využití elektrické energie ze solárních panelů je potřeba připojit k panelu kromě elektrických spotřebičů další technické prvky – např. akumulátorovou baterii, regulátor dobíjení, napěťový střídač, indikační a měřicí přístroje, případně systém automatického natáčení za Sluncem. Sestava fotovoltaických panelů, podpůrných zařízení, spotřebiče a případně dalších prvků se nazývá fotovoltaický systém. Množství a skladba prvků fotovoltaického systému závisí na druhu aplikace.

Systémy nezávislé na rozvodné síti (grid-off), tzv. **ostrovní systémy** jsou instalovány na místech, kde není účelné budovat elektrickou přípojku. Tedy v případech, kdy jsou náklady na vybudování přípojky srovnatelné s náklady na fotovoltaický systém (od vzdálenosti k rozvodné síti větší než 500–1000 m). Výkony ostrovních systémů se pohybují v intervalu 1W–10 kW špičkového výkonu. U ostrovních systémů je kladen důraz na minimální ztráty energie a na používání energeticky úsporných spotřebičů.

Systémy nezávislé na rozvodné síti lze rozdělit na systémy s **přímým napájením**, systémy s **akumulací** elektrické energie a **hybridní** ostrovní systémy.

Systémy s přímým napájením se používají tam, kde nevadí, že připojené elektrické zařízení je funkční pouze po dobu dostatečné intenzity slunečního záření. Jedná se o prosté propojení solárního panelu a spotřebiče.

- Příklad aplikace: čerpání vody pro závlahu, napájení oběhového čerpadla solárního systému pro přípravu teplé užitkové vody, napájení ventilátorů k odvětrání uzavřených prostor nebo nabíjení akumulátorů malých přístrojů – mobilní telefon, svítidla, atd.

Systémy s akumulací elektrické energie se používají tam, kde je potřeba elektřiny i v době bez slunečního záření. Z tohoto důvodu mají tyto ostrovní systémy akumulátorové baterie. Optimální dobíjení a vybíjení akumulátorové baterie je zajištěno elektronickým regulátorem. K ostrovnímu systému lze připojit spotřebiče napájené stejnosměrným proudem (napětí systému bývá zpravidla 12 nebo 24 V) a běžné síťové spotřebiče 230V/~50Hz napájené přes střídač.

- Příklad aplikace: zdroj elektrické energie pro chaty a rodinné domy, napájení dopravní signalizace, telekomunikačních zařízení, veřejného osvětlení nebo monitorovacích přístrojů v terénu, zahradní svítidla, světelné reklamy, camping a jachting.

Hybridní ostrovní systémy se používají tam, kde je nutný celoroční provoz se značným vytižením. V zimních měsících je možné získat z fotovoltaického zdroje podstatně méně elektrické energie než v letních měsících. Proto je nutné tyto systémy navrhovat i na zimní provoz, což má za následek zvýšení instalovaného výkonu systému a podstatně zvýšení pořizovacích nákladů. Výhodnější alternativou proto může být rozšíření systému doplňkovým zdrojem elektřiny, který pokryje potřebu elektrické energie v obdobích s nedostatečným slunečním svitem. Takovým zdrojem může být větrná elektrárna, malá vodní elektrárna, elektrocentrála, kogenerační jednotka apod.

- Příklad aplikace: rozsáhlejší systémy pro napájení budov s celoročním provozem v lokalitách bez připojení k elektrické síti.

Síťové fotovoltaické systémy (grid-on) se nejvíce uplatňují v oblastech s hustou elektrorozvodnou sítí. Elektrická energie je ze solárních panelů dodávána přes síťový střídač do rozvodné sítě. Systémy tohoto typu fungují zcela automaticky díky mikroprocesorovému řízení síťového měniče. Špičkový výkon fotovoltaických systémů připojených k rozvodné síti se pohybuje v rozmezí kW až MW. Fotovoltaické panely v případě síťových fotovoltaických systémů jsou většinou integrovány do obvodového pláště budov. Nejrozšířenější jsou v Německu, Japonsku, Spojených státech a ve Španělsku. V České republice je realizováno již více větších systémů tohoto typu.

- Příklad aplikace: střechy rodinných domů do 1–10 kW, fasády a střechy administrativních budov 10 kW – 10 MW, protihlukové bariéry v okolí dálnic, fotovoltaické elektrárny na volné ploše, posilovače koncových větví rozvodné sítě.

2.2.1. Energetická návratnost

Energetická návratnost je důležitým ukazatelem, který určuje dobu, za kterou solární panel vyrobí tolik energie, kolik bylo vynaloženo na jeho zhotovení. Knapp a Jester ve své studii posuzovali solární panel s krystalickými křemíkovými články a tenkovrstvý solární modul se strukturou CIS. Na energii náročnější technologie výroby solárních panelů z krystalického křemíku má v našich poměrech dobu energetické návratnosti kolem 6 let, zatímco panel s tenkovrstvou strukturou CIS zhruba poloviční.

2.3. Rozvoj fotovoltaiky ve světě

Rozvoj fotovoltaiky v posledních pěti letech prochází obdobím rychlého vzrůstu. Celosvětový meziroční nárůst výroby solárních panelů se po tři roky pohybuje okolo 35 %. Celosvětový kumulativní instalovaný výkon přesáhl ke konci roku 2005 hranici 5 GW. Nicméně podíl fotovoltaiky na celkové produkci elektrické energie je stále ještě velmi nízký – činí okolo 0,01 %.

2.3.1. Vývoj průmyslových aktivit

Po více než padesátiletém vývoji jsou k dispozici vyzrálé výrobní technologie, které jsou běžně provozovány v podmínkách hromadné výroby. Budováním výrobních závodů s roční kapacitou několika desítek až stovek MW (až 400 MW) jsou vytvářeny základy budoucího rozsáhlého fotovoltaického průmyslu. Od roku 2000 do roku 2005 se celková roční výroba solárních panelů zvýšila šestnásobně z původních 288 MW až na kapacitu 1759 MW. Rychlý nárůst výroby je ilustrován v grafu 1.

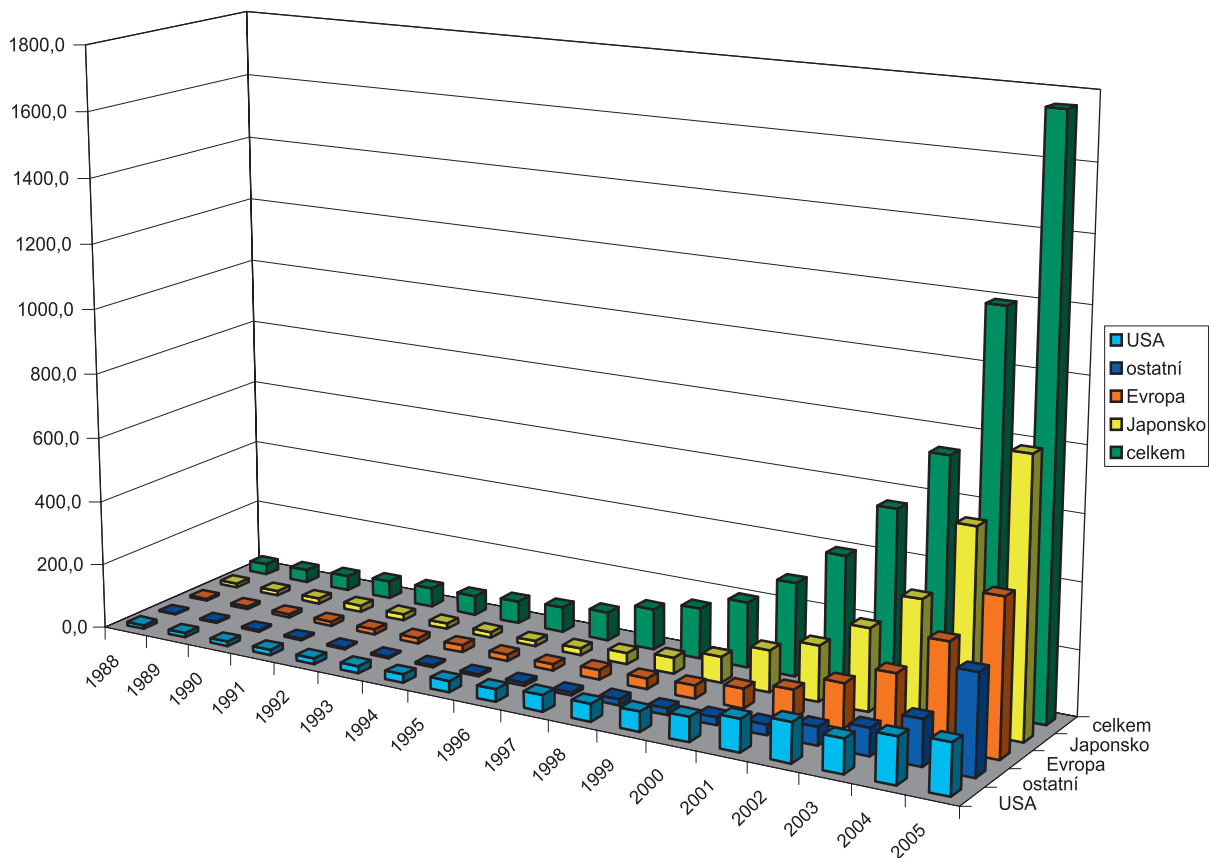
Nejvýznamnějšími výrobci v roce 2005 byly japonské společnosti s roční kapacitou 833 MW, což představuje 47% podíl na trhu. V Evropě bylo vyrobeno 27 % solárních panelů (470 MW) a vliv Spojených států postupně klesá se současnými 8 % (154 MW). Do tohoto odvětví investují značné prostředky velké průmyslové koncerny, nadnárodní naftašské společnosti a elektrorozvodné společnosti. Mezi deset největších výrobců solárních článků patří společnosti uvedené v grafu 2.

Na prvním místě stále dominuje japonský výrobce Sharp s letošním očekávaným objemem výroby 500 MW. Na druhé místo se posunula největší evropská společnost Q-Cell s výrobními linkami v Německu s očekávaným ročním objemem výroby 234 MW. Na dalších dvou místech jsou další japonské koncerny zabývající se elektronikou (3. Kyocera, 4. Sanyo). Největší pokrok za poslední rok učinili dvě asijské společnosti – Suntech z Číny a Motech z Taiwanu, čímž se umístily na pátém a šestém místě se 150 a 140 MW. Na sedmém místě se umístila opět japonská společnost – Mitsubishi Electric se 125 MW. Poslední tři místa první desítky největších výrobců solárních článků zaujímají evropské společnosti – Schott Solar a Deutsche Cell z Německa a BP Solar s výrobním závodem ve Španělsku.

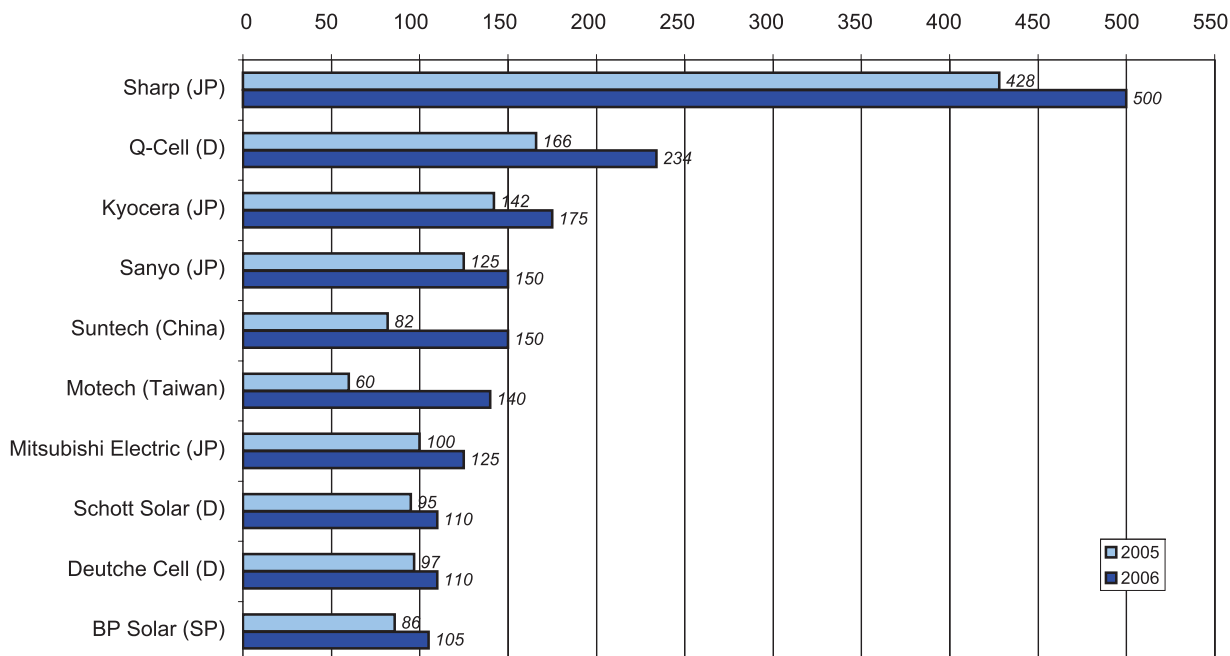
Nejsilnější společnosti investují své prostředky mnohdy za podpory místních vlád do velkokapacitních výrobních jednotek s maximální automatizací ve snaze radikálně snížit výrobní náklady. Tato závislost je známa z jiných průmyslových odvětví (např. automobilový a elektronický průmysl). Ke konci roku 2006 byly ohlášeny další nové výrobní kapacity, jak v Japonsku a v Číně, tak i v Evropě. Společnost Sharp začátkem roku 2002 vytvořila novou solární divizi a v téže roce ohlásila navýšení kapacity na 200 MW. Přitom Sharp výrazněji vstoupil do fotovoltaiky až v roce 1997 s kapacitou 5–10 MW. Na příští rok (2007) ohlásil Sharp další navýšení kapacity na 800 MW. V Evropě oznámili nové kapacity společnosti Q-cell, Schott, Deutsche Cell, BP Solar a Isofoton. Předpokládané výrobní kapacity budou potom dosahovat ročního objemu 900 MW.

Vzrůstající prodeje fotovoltaických systémů stimulují k výrobním a obchodním aktivitám mnoho dalších i menších společností, jež se specializují na produkci výrobních zařízení a materiálů a na výrobu nezbytné elektroniky (střídače, regulátory a měřicí zařízení) i na návrhy a instalace fotovoltaických systémů. Další skupinou jsou společnosti, které se orientují na projekci a instalace fotovoltaických systémů.

Graf 1: Vývoj roční produkce solárních panelů v MW celosvětově a v jednotlivých regionech



Graf 2: Přehled deseti nejvýznamnějších výrobců solárních článků na světě podle jejich výrobní kapacity v MW

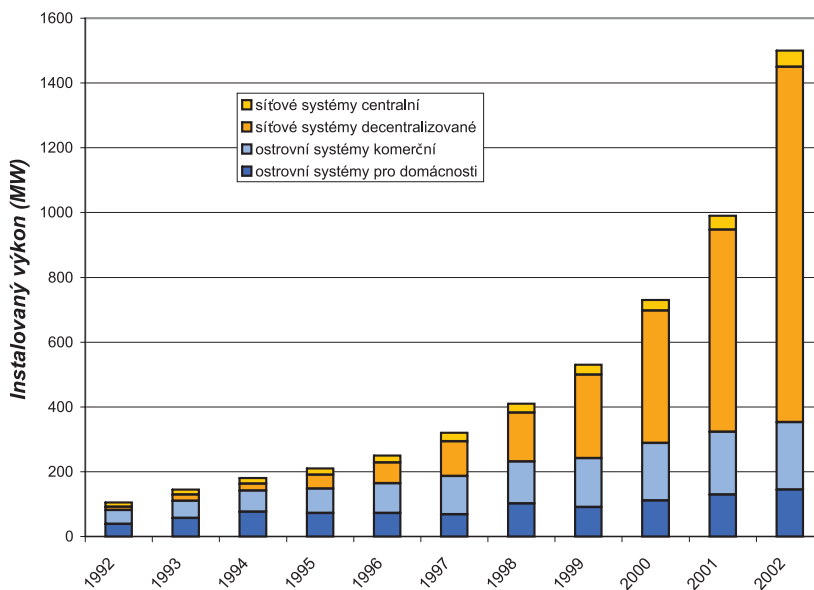


2.3.2. Vývoj stavu fotovoltaických systémů

Náklady na pořízení fotovoltaických systémů jsou rok od roku nižší a od začátku rozvoje dospěla současná cena na úroveň jedné tisíce počáteční ceny. Přesto je stále cena solární energie vyšší než prodejní ceny energií z fosilních nebo jaderných zdrojů.

Celkový instalovaný výkon ke konci roku 2005 dosáhl úrovně 1,5 GW. Instalovaný výkon fotovoltaických systémů v jednotlivých regionech doposud značně závisí na míře motivačních podpůrných nástrojů. Proto není náhodou, že téměř 90 % všech instalací je na území Španělska, Německa a USA. Převážná většina instalovaných systémů je připojena k rozvodné síti přes síťové střídače. Podíl síťových systémů vzrůstal postupně. V roce 1992 to bylo 29 %, v roce 1999 již 53 % a o dva roky později činil podíl síťových systémů na všech instalacích 68 %. V obou zemích byly v rámci rozvoje fotovoltaiky podporovány hlavně menší domácí systémy do výkonu 4 kW. Výjimkou však již nejsou ani systémy s výkonem řádově MW. Většina systémů je instalována na budovách, ať už to jsou rodinné domy, správní nebo výrobní budovy.

Ve Spojených státech jsou často větší fotovoltaické systémy budovány jako volně stojící elektrárny, nicméně množství instalovaného výkonu na budovách začíná převažovat. Vývoj množství nainstalovaných fotovoltaických systémů podle jejich typů ilustruje následující **graf č. 3**.



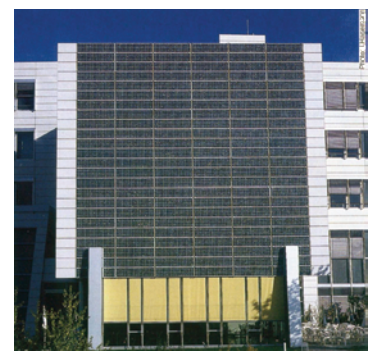
Fotovoltaika by měla mít velmi významné místo v rozvojových zemích Afriky a Asie. Neexistence energetické infrastruktury s rozvodou elektrické energie v odlehlých oblastech předurčuje využívání solární energie dominantní úlohu. V rámci rozvojových pomoci různých institucí i jednotlivých států se daří realizovat projekty solární elektrifikace odlehlých vesnic – například: malé domácí systémy nebo napájení vodních čerpadel.

2.3.3. Fotovoltaika v architektuře

Aplikace fotovoltaiky v obvodových pláštích budov (střechy, fasády) představuje významný fenomén, který přispívá k její atraktivitě a má příznivý dopad na snížení nákladů na instalaci FV systémů. V průběhu posledních pěti let bylo ve světě realizováno mnoho fasádních systémů a to hlavně v Japonsku, v zemích EU a ve Spojených Státech. Velmi široká škála pojetí fotovoltaických fasád má původ v kreativě, která je vlastní architektonickému pohledu na životní prostředí člověka.

Solární panel v mnoha různých podobách se stal přímo výzvou pro architekty a konstruktéry, což v mnohých případech vedlo ke zcela novým a velmi atraktivním řešením, ne jenom obvodových plášťů, ale i celkového vzhledu budov.

Protože je solární panel téměř vždy z přední strany opatřen sklem, má aplikace těchto panelů mnoho společného s moderními prosklenými fasádami. Navíc fasáda vyrábějící elektrickou energii tak plní i další doplňkovou funkci kromě vymezení vnitřního prostoru, zajištění tepelné pohody uvnitř objektu a mnoho jiných funkcí.



Fotovoltaická fasáda budovy (obr. 3)

Použitím transparentních solárních panelů je možné dosáhnout i příznivého účinku na množství přirozeného slunečního světla ve vnitřních prostorech. Častým fasádním prvkem jsou různé řešené stínící elementy zamezující přesvětlení a přehřátí prostor zvláště v letním období.

Konstrukce fotovoltaické fasády může plnit i funkci jednoduchého vzduchového kolektoru. Předsazenou skleněnou stěnou se solárními články prochází částečně sluneční světlo na tmavou masivní obvodovou stěnu budovy.

Teplu vzniklé v meziprostoru kolektoru je potom cirkulací vzduchu odváděno a využito k vytápění v chladném období roku nebo také k chlazení budovy v létě. Navíc odváděním tepla z meziprostoru dochází ke snížení teploty článků, což má příznivý vliv na jejich výkon, neboť se snižující se teplotou se zvyšuje výstupní výkon. Vzhledem k možnosti barevných variací solárních článků se nabízí i úznobarevné ztvárnění fasády včetně barevných mozaik.

Přínosem pro takto pojatou fotovoltaiku je skutečnost, že nepředstavuje prvek, který by byl něčím navíc ve vybavení budovy, ale stává se přímo součástí konstrukce budovy. To umožňuje odečíst nezanedbatelnou část nákladů z instalace fotovoltaického systému na vrub samotné konstrukce budovy, která musí být tak jako tak realizována, tj. náklady na materiál fasády (sklo), fasádní nosné prvky a montáž fasády. Pro fotovoltaiku zbývají náklady spojené se solárními články, náklady vyplývající ze složitější konstrukce fotovoltaických fasádních skel, kabelové rozvody a ostatní elektroinstalační materiál, síťové střídače a montáž elektrické části.

V ČR je realizováno již více fotovoltaických systémů, kde bylo snahou začlenit plochu solárních panelů do konstrukce a celkového vzhledu budovy. Ve všech případech se jednalo o instalaci systému na již existující budovu, z čehož vyplývala omezení při návrhu umístění.



Transparentní fasáda se solárními články při pohledu z interiéru (obr. 4)

2.3.4. Motivační podpůrné nástroje

Největší vliv na prudký rozvoj fotovoltaiky v současné době mají trhy v Japonsku, Německu a USA. Zásahu na tomto vývoji mají hlavně dobře nastavené a fungující programy a motivační podpůrné nástroje v uvedených zemích.

Hlavním smyslem motivačních nástrojů je zajištění dostatečně velkého a dynamického trhu s fotovoltaikou. V rámci takového trhu je potom možné dosáhnout výrazného snížení cen fotovoltaických systémů a navíc to s sebou přináší výraznou stimulaci pro další rychlý technologický vývoj.

Dotované demonstrační projekty – často používané v rané fázi vývoje fotovoltaiky v dané oblasti, případně pro prosazení nových technologií.

Dotace na investice – určený státní úřad poskytuje dotace na instalované fotovoltaické systémy. Rozdíly mohou být ve výši poskytovaných dotací, způsobu jejich poskytování a různé jsou i vymežující podmínky.

Pevné výkupní tarify – všechna vyrobená elektrická energie vyrobená fotovoltaickým systémem je přes samostatný elektroměr dodávána do rozvodné sítě za stanovenou cenu. Na účinnost tohoto nástroje má významný vliv jasně stanovený vývoj podmínek pro výkupní tarify a jejich dlouhodobá garance.

Půjčka s nízkou úrokovou sazbou – umožňuje rozložit investiční zátěž na delší časové období a za podmínek velmi nízké úrokové sazby (nižší než pro stavební spoření a hypotéky) poskytuje výhodnou možnost pro uložení peněz.

Podpůrné výzkumné a vývojové programy – hlavním cílem je motivovat výzkumné kapacity k rychlému nalezení technologického řešení k překonání aplikačních bariér.

Dotace do průmyslu – snížení zátěže pro investory do nových výrobních kapacit u nichž lze očekávat snížení výrobních nákladů.

Zvýhodněná daňová sazba – snížení nákladů na pořízení systému.



Transparentní část střechy se solárními články (obr. 5)

2.3.5. Příklady z tuzemska

Prvními dvěma většími FV systémy na budovách připojenými k rozvodné síti jsou fotovoltaické instalace na Vysoké škole báňské v Ostravě a na MFF University Karlovy v Praze v Tróji. Obě dvě pole solárních panelů o ploše 200 m² jsou přisazena ke stěně technologického podlaží na střešních terasách budov obou vysokých škol. Plocha panelů s modrými solárními články je ve sklonu 35 ° s orientací na jih. Celkový výkon ostravského i pražského systému je 20 kW a energie je dodávána do rozvodné sítě.

K větším systémům z poslední doby patří dvě FV instalace rovněž umístěné na budovách vysokých škol, každá s instalovaným výkonem 40kW_p.

První z nich je umístěná na budově Fakulty stavební Českého vysokého učení technického v Praze v Dejvicích. Část instalace je umístěna opět na střeše budovy a zbývající část tvoří kolmou zavěšenou plochu přisazenou k fasádě budovy. Rovněž instalace na budově Pedagogické fakulty MU v Brně je rozdělena na střešní a fasádní část.

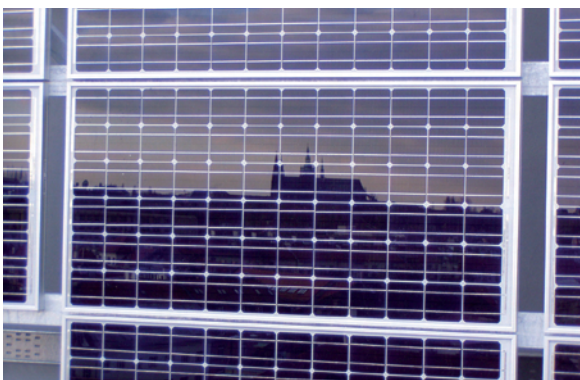
V polovině roku 2006 byla připojena k rozvodné síti fotovoltaická elektrárna o výkonu 60 kW_p poblíž obce Opatov.



Fotovoltaický systém na budově Českého vysokého učení technického v Praze Dejvicích



Fotovoltaický systém na budově hotelu Corinthia Panorama na Pankráci



Detail fotovoltaické fasády na budově ČVUT v Praze Dejvicích



Fotovoltaický střešní systém na budově Pedagogické fakulty MU v Brně

2.4. Vývoj a stav fotovoltaiky v ČR

V průběhu poslední dekády 20. století bylo využívání fotovoltaických systémů v České Republice spíše sporadické. Praktické aplikace byly téměř výhradně zaměřeny na malé ostrovní systémy pro nezávislé napájení objektů a zařízení v lokalitách bez připojení k rozvodné síti. Jednalo se vesměs o soukromé rekreační chaty, ve kterých fotovoltaický systém poskytuje možnost napájet osvětlení a drobné elektrické spotřebiče. Systém je v takovém případě sestaven většinou z jednoho solárního panelu (10–100 W), akumulátorové baterie a regulátoru dobíjení. V některých případech bývá systém doplněn střídačem, který umožňuje připojit i běžné síťové spotřebiče. Větší aplikací tohoto charakteru je například fotovoltaický systém s výkonem 370 W pro napájení osvětlení horské chaty.

Na ulicích některých měst (např. Brno a Ostrava) byly nainstalovány parkovací automaty napájené z malých solárních panelů. V několika málo případech byly solární panely použity pro napájení měřicích, registračních a komunikačních zařízení instalovaných v terénu, kde se možnost přivedení elektrické sítě jevila velmi problematickou, až takřka nemožnou.

Fotovoltaické panely a komponenty byly nabízeny několika málo prodejci jako zdroje nezávislého napájení pro kempink a jachting. Mezi první větší systémy v ČR patří spíše ukázkové systémy bez připojení k rozvodné síti. Ostrovní systém se střídačem s výkonem 550 W na ukázkovém RD v Kunovicích sloužil zároveň pro měření pracovníkům VUT v Brně. Instalace solárních panelů s výkonem 600 W na experimentálním ekologickém domě v Podolí u Brna je dalším z nich. V Osluhově bylo nainstalováno 16 solárních panelů s výkonem 50 W pro napájení veřejného osvětlení.

Velmi pozvolna se objevovaly systémy s připojením na rozvodnou síť. Prvním větším systémem byla fotovoltaická elektrárna na vrcholu hory Mravenečník v Jeseníkách. Volně stojící elektrárnu s výkonem 10 kW financovala v roce 1998 společnost ČEZ, a.s. Po problémech souvisejících s její odlehlostí se vlastník rozhodl elektrárnu přestěhovat k informačnímu centru u jaderné elektrárny Dukovany.

Na nové budově vedení společnosti Pražská energetika, a.s., v Praze ve Vršovicích byl v roce 2001 spuštěn do provozu demonstrační fotovoltaický systém s možností srovnat chování solárních panelů za různých podmínek – orientace, sklon a zastínění. Souhrnný instalovaný výkon solárních panelů je 2,55 kW.

Od roku 2000 pak nastává nová fáze vývoje fotovoltaiky v ČR. Postupně jsou státní správou a místní samosprávou zaváděny podpůrné nástroje na podporu fotovoltaiky, a to jak podpora demonstračních projektů, tak podpora vývoje a výzkumu. Nicméně zatím ještě není jasně definovaný program rozvoje s měřitelným cílem. Současné aktivity vyplývající ze stávajících podpor mají demonstrační charakter s cílem zvýšit povědomí o fotovoltaike.

	Datum	Motivační nástroj
1	2000	Vyhlášení programu Slunce do škol (Státní fond životního prostředí)
2	1. 1. 2001	Zavedení zvýhodněné 5% sazby DPH pro fotovoltaické systémy a komponenty
3	2001	První instalace z programu Slunce do škol
4	Od 1. 1. 2002	Zavedení povinnosti vykupovat elektrickou energii z malých zdrojů, legislativa ERÚ
5	Od 1. 6. 2002	Stanovení výkupní ceny elektrické energie z fotovoltaických systémů 6,- Kč/kWh – ceny, cenové rozhodnutí ERÚ
6	Od 1. 1. 2003	Pokračování programu Slunce do škol
7	Od 1. 1. 2003	Program na podporu instalací fotovoltaických systémů připojených k rozvodné síti Dotace 30 % na investiční náklady pro fyzické osoby do výkonu 2 kW Dotace 30 % na investiční náklady pro právnické osoby do výkonu 20 kW
8.	Od 1. 1. 2006	Zákon č. 180/2005 Sb. s vyhláškami – cenové rozhodnutí ERÚ, výkupní cena 13,20 Kč/kWh

V roce 2000 byl vypracován a vládou schválen Národní program na podporu úspor a využívání obnovitelných zdrojů energie. Dále pak jsou vyhlašovány státní programy na kratší období.

V roce 2000 byl Státním fondem životního prostředí vyhlášen program Slunce do škol. Smyslem programu je umožnit mladé generaci bližší seznámení s možnostmi obnovitelných zdrojů včetně fotovoltaiky. V období od první instalace fotovoltaického systému na základní škole bylo realizováno několik desítek systémů na školách všech stupňů. Na vysokých školách v Praze a v Ostravě jsou nainstalovány dva systémy s plochou panelů 200 m² a s výkonem 20 kW.

Od roku 2003 byly Státním fondem životního prostředí poskytovány 30% dotace na instalace FVS pro privátní i právnické osoby. Pobídka k instalacím je navíc podpořena zvýšenou výkupní sazbou za dodanou elektrickou energii do sítě a to ve výši 6 Kč/kWh.

Od 1. 8. 2005 platí Zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů), který je implementací Směrnice 2001/77/EC do českého právního řádu. Měl by stabilizovat podnikatelské prostředí a přilákat potenciální investory do fotovoltaiky (OZE). Zákon má také přispět k naplnění indikativního cíle podílu elektřiny z OZE na hrubé spotřebě elektřiny v ČR ve výši 8 % k roku 2010. Je založen na dosud nejuspěšnějším mechanismu podpory fotovoltaiky – garantovaných výkupních cenách (feed-in tariff) v kombinaci s prémiovými příplatky (zelené bonusy). Upravuje způsob podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, výkon státní správy a práva a povinnosti fyzických a právnických osob s tím spojené. V neposlední řadě by měl investorovi do OZE garantovat také 15letou dobu návratnosti investice za podmínky splnění technických a ekonomických parametrů.

Kromě podpory výkupními cenami je v současnosti rozvoj fotovoltaiky stimulován také pomocí finančních prostředků ze Strukturálních fondů EU v rámci Operačních programů (OPI, OPMP) a prostřednictvím Národních programů MŽP a MPO. Od roku 2007 začíná nové šestileté programovací období pro čerpání peněz z Evropské unie a aktuálně se připravují nové podmínky pro poskytování podpory v rámci Operačních programů Životní prostředí a Podnikání a inovace. V rámci OPI (program Eko-energie) by měla podpora směřovat zejména podnikatelským subjektům, které by při investici do fotovoltaiky mohly získat až 60% dotaci (podle regionální mapy veřejné podpory). MŽP resp. SFŽP by pak mělo zastrešovat podporu v rámci priority č. 3 OP Životní prostředí, o výši subvence bude rozhodovat finanční a ekonomická analýza. O konkrétních podmínkách zmiňovaných programů se však teprve jedná.

V polovině roku 2006 byly v ČR nainstalovány fotovoltaické systémy s výkonem přibližně 0,5 MW. Z nich většinu tvoří solární systémy dodávající elektrickou energii do rozvodné sítě – viz následující tabulka.

Přehled nejvýznamnějších fotovoltaických systémů v ČR.

Č.	Instalace	Instalovaný výkon (kW)	Rok	Financování
1.	Fotovoltaická elektrárna na hoře Mravenečník v Jeseníkách	10	1998	ČEZ, a. s.
2.	Fotovoltaické prodloužení fasády s barevnými solárními články na hotelu Panorama v Praze – Pankráci	6	2000	INCO-COPERNICUS Komise EU a MŠMT ČR v rámci podpory projektů výzkumu a vývoje
3.	Fotovoltaická elektrárna na budově ředitelství společnosti Pražská energetika, a. s., v Praze ve Vršovicích	2,55	2001	PRE, a. s.
4.	ČVUT v Praze	5		SFŽP, program Slunce do škol
5.	Vysoká škola báňská v Ostravě	20	2002–03	SFŽP, program Slunce do škol, 5. rámcový program Komise EU a VŠB
6.	Síť FV systémů na středních odborných školách po 1,2 kW	36	12/2002	SFŽP, program Slunce do škol, 30 systémů
7.	Síť FV systémů na základních a středních školách po 0,2 kW	7,8*	12/2002	SFŽP, program Slunce do škol, 39 systémů
8.	Síť FV systémů na základních a středních školách po 0,1 kW	3,1*	12/2002	SFŽP, program Slunce do škol, 31 systémů
9.	Matematicko-fyzikální fakulta UK v Praze v Tróji	20	6/2003	SFŽP, program Slunce do škol, 5. rámcový program Komise EU a UK MFF
10.	Vysoké učení technické v Brně, FEKT	20	2004	SFŽP, program Slunce do škol, 5. rámcový program Komise EU
11.	Technická univerzita Liberec	20	2004	SFŽP, program Slunce do škol, 5. rámcový program Komise EU
12.	Západočeská univerzita v Plzni	20	2004	SFŽP, program Slunce do škol, 5. rámcový program Komise EU
13.	ČVUT v Praze, Fakulta stavební	40	2005	SFŽP
14.	Masarykova univerzita v Brně, Pedagogická fakulta	40	1/2006	SFŽP, program Slunce do škol, 5. rámcový program Komise EU
15.	Solární elektrárna Opatov u Svitav	60	7/2006	Investice je podpořena 30 % státní dotace
16.	Solární elektrárna Hrádek nad Nisou	61	10/2006	Investice z cca 74 % kryta z EU (projekt Phare)

* souhrnný instalovaný výkon systémů dané velikosti

2.4.1. Průmysl, trh a výzkum v ČR

Fotovoltaika nepředstavuje výlučně jen energetickou technologii šetrnou ke globálnímu klimatu a pro zajištění bezpečného zdroje energie v dlouhodobém výhledu. Předpokládaný enormní nárůst objemu výroby a instalací fotovoltaických systémů s sebou přináší i významný ekonomický potenciál s pozitivními dopady pro sociální sféru. V současnosti se odhaduje, že fotovoltaika přímo zaměstnává celosvětově na 70 000 lidí, přičemž do roku 2010 by se mělo vytvořit dalších 60–100 000 pracovních míst (EPIA).

Z hlediska ekonomických aktivit fotovoltaika představuje celý výrobně distribuční řetězec zahrnující výrobu základních výrobních materiálů – křemík, materiály pro metalizaci, speciální plynné a kapalné chemikálie, návrh a konstrukci speciálních výrobních zařízení s vysokým stupněm automatizace, výrobu solárních článků a panelů, elektronický průmysl zajišťující potřebná elektronická zařízení. Velmi důležitá základna pro ekonomické aktivity je zajišťována výzkumnou a vývojovou činností výzkumných ústavů a universit.

V Československu publikoval první výsledky velkoplošných monokrystalických solárních článků pracovník z STU Bratislava v roce 1987. Tenkovrstvé materiály a struktury na bázi CdTe a CdS jsou dlouhou dobu předmětem vývoje na pracovišti Matematicko-fyzikální fakulty UK v Praze. Technologii příprav tenkých vrstev amorfního křemíku a jejich charakterizaci se věnují dvě pracoviště Fyzikálního ústavu AV v Praze a dvě pracoviště na MU v Brně. V Brně na VUT jsou dvě pracovní skupiny zaměřeny na diagnostiku solárních článků a měření vlastností fotovoltaických systémů.

Monokrystalický křemík jsou schopny vyrobit dvě tuzemské společnosti, nicméně jejich výrobní program je zaměřen na polovodičový průmysl. První pokusy s výrobou monokrystalických solárních článků prováděli také pracovníci Tesly Vrchlabí v letech 1991 až 1993. Dosažené konverzní účinnosti byly však velmi nízké (8 až 11 %). V roce 1993 založila skupina pracovníků rožnovské Tesly společnost zaměřenou na výrobu solárních článků z monokrystalického křemíku. V současné době firma vyrábí monokrystalické křemíkové solární články s vysokou konverzní účinností přeměny záření (14–16 %). V kooperaci zajišťuje výrobu všech komponent pro fotovoltaické systémy. Podstatnou část aktivit tvoří obchodní činnost (poradenství, návrh, projekce, instalace) a aplikovaný výzkum.

Několik dalších menších firem se zabývá výrobou solárních panelů, polohovacích systémů a elektronických zařízení pro fotovoltaické systémy. Některé tuzemských montážních firem již získalo zkušenosti s většími instalacemi FV systémů.

V roce 2005 investovali v ČR dvě významné společnosti na poli fotovoltaiky – německý Schott Solar a japonská Kyocera. Jejich přítomnost ale nemá zatím na český trh a cenovou úroveň vliv. Z důvodu dočasného nedostatku křemíku nevyužívají v současnosti své výrobní kapacity v plném rozsahu a veškerá produkce panelů je zatím směřována na zahraniční trhy. Za zmínku stojí také vznik firmy O&M Solar u Olomouce, která patří do japonské skupiny Onamba (výroba solárních panelů).

2.4.2. Znalosti o fotovoltaice

Znalosti o současném stavu a možnostech fotovoltaiky jsou u většiny lidí velmi povrchní. Fotovoltaika, spíše tedy pojem „solární panely“, je často spojována s odlišným a neméně důležitým využitím solární energie pro ohřev vody. Téměř každý ví, že některé vesmírné družice jsou napájeny právě solárními panely. Většina lidí se setkala s kalkulačkou se solárními články.

S možností širšího využití slunečního záření pro výrobu elektrické energie se většina lidí nesečkala. Častým argumentem je tvrzení, že energie máme dostatek, a nestabilní a zatím drahou elektřinu ze Slunce nepotřebujeme. Problematika rozvoje budoucí podoby energetického systému založeného na obnovitelných zdrojích je zatím pro většinu lidí nezajímavá.

Na druhou stranu je možné uvést, že v průběhu několika posledních let bylo vykonáno nebo probíhá několik zajímavých akcí a aktivit, které mají významný vliv na informovanost o fotovoltaice:

- Informační kampaně neziskových organizací – např. Greenpeace, Solar Tour 98.
- Program SFŽP – Slunce do škol – seznámení mladé generace s možnostmi využití sluneční energie.
- Na stránkách denního tisku a časopisů se stále častěji objevují příspěvky s problematikou fotovoltaiky.
- Popularizaci fotovoltaiky se věnovalo i několik málo pořadů České televize.
- Důležitou příležitostí ke zviditelnění fotovoltaiky byly různé odborné výstavy, semináře a konference.
- Na některých vysokých školách technického zaměření jsou studentům nabízeny předměty zabývající se obnovitelnými zdroji včetně fotovoltaiky – ČVUT v Praze, VUT v Brně, VŠB v Ostravě a TU v Liberci.
- Velmi atraktivní formou popularizace fotovoltaiky je každoroční soutěž modelů solárních vozítek – Napájení Sluncem, pořádaná na VŠB v Ostravě. Soutěž je určena zvláště pro středoškolské studenty (www.napajenisluncem.cz).

S velkým úspěchem se setkala 2. Česká fotovoltaická konference pořádaná obecně prospěšnou společností Czech RE Agency, které se v červnu 2006 účastnilo 160 účastníků z řad vědy a výzkumu, státní správy, politiků, firem, studentů i laické veřejnosti z České republiky a ze zahraničí (<http://www.czrea.org/index.php?CLANEK=117>).

3. Základní východiska a odhady potenciálů do roku 2010

3.1. Souhrn cílů a vizí ve fotovoltaice v zahraničí

3.1.1. Energetická politika v EU

Evropská unie zcela jasně definovala svůj postoj k obnovitelným zdrojům ve vztahu k energetické a environmentální politice. V oblasti energií preferuje udržitelnost, stabilitu energetických zdrojů, jistotu a bezpečnost zásobování energiemi a konečně zohlednění budoucích energetických potřeb rozvojových zemí. Důraz je dále kladen na efektivní využívání energií, na upřednostňování obnovitelných zdrojů a na hledání potenciálu jaderných technologií. V Bílé knize je stanoven cíl zdvojnásobit podíl obnovitelných zdrojů (OZE) na výrobě elektrické energie do roku 2010 proti roku 1995 z 6 na 12 %.

Pro jednotlivé OZE jsou pak stanoveny samostatné cíle takto:

Rok	Instalovaný výkon zdrojů elektrické energie (GW)		
	biomasa	větrná energie	fotovoltaika
2010	230	80	3
x	x 10	x 20	x 100
↑	↑	↑	↑
1995	23	4	0,03

V případě fotovoltaiky se počítá v roce 2010 se stonásobným navýšením instalovaného výkonu proti roku 1995 na hodnotu 3 GW. Předpokládaný vývoj instalovaného výkonu [GW] v dlouhodobém horizontu do 2020 až 2030 opět pro jednotlivé světové oblasti je uveden v následující tabulce:

Předpokládaný vývoj instalovaného výkonu [GW] v dlouhodobém horizontu do 2020 až 2030

	2000	2010	2020	2030
USA	0,14	2,1	36	200
EU	0,15	3	41	200
Japonsko	0,25	4,8	30	205
Svět	1,0	8,6	125	920

Hlavním dokumentem pro dosažení těchto cílů je Směrnice 2001/77/EC z 27. 10. 2001 – Podpora výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů na vnitřním trhu s elektřinou. Směrnice předepisuje jednotlivým členským zemím cíle, upravuje přístup k rozvodné síti a předepisuje dvouleté období pro vyhodnocení rozvoje fotovoltaiky v jednotlivých zemích.

Evropská komise také definuje základní strategii pro evropský fotovoltaický průmysl. Strategie se zaměřuje na zajištění dostatečného množství levného křemíku pro solární články, na urychlenou industrializaci tenkovrstvé technologie a konečně je nutné intenzivně rozvíjet další alternativní technologie pro období po roku 2010. Cena 2,5 €/W pro fotovoltaický systém se uvádí jako cílová hodnota pro rok 2010. Preferovat se budou fotovoltaické systémy přímo integrované do budov a zvláště pak systémy s výkony řádově MW. Důraz bude kladen na vytvoření dostatečných výrobních kapacit a zdrojů.

Jak již bylo zmíněno, 80 % produkce solárních panelů spočívá na technologiích krystalického křemíku. Množství křemíku potřebného pro celosvětovou roční produkci solárních článků rok od roku roste. Doposud byl výchozí surovinou pro výrobu solárních článků odpadový křemík z polovodičového průmyslu. Jeho množství může být nestabilní, neboť silně závisí na stavu trhu s polovodiči a navíc předpokládané potřeby fotovoltaického průmyslu v blízké době převyší dostupné množství odpadového křemíku. Tato skutečnost je předpokládána již delší dobu a je věnováno dostatečné úsilí průmyslu, výzkumu a zástupců politické reprezentace na zajištění dostatečných zdrojů levného křemíku pro fotovoltaiku.

V politické oblasti bude věnována pozornost podpoře udržitelnosti v dopravě, zemědělství a energetice. Jako důležité opatření se jeví zavedení směrnic pro integraci udržitelných technologií v budovách. V roce 2006 budou na základě vývoje stanoveny pobídkové nástroje pro případné investory nových fotovoltaických instalací. Pro dosažení alespoň 10% podílu na celkové výrobě elektrické energie bude nutný kontinuální růst po 3 desetiletí s rychlostí 10× za dekádu.

3.1.2. Ekonomické aspekty

Ekonomické posuzování fotovoltaických systémů (FVS) je ovlivněno několika důležitými faktory.

Doba návratnosti je ovlivněna dostupností slunečního záření v dané lokalitě. Na území ČR nejsou rozdíly příliš velké, nicméně z celosvětového hlediska jsou některé oblasti zvýhodněny faktorem 2 až 3 – Arizona, africké pouště, Austrálie...

Cena samotného systému je klíčovým faktorem. Náklady na pořízení FV systému zahrnují cenu solárních panelů (až 60%), elektrotechnická zařízení a instalace – střídače, baterie, regulátory, jisticí prvky, vodiče a konstrukci. Dále jsou zahrnuty náklady spojené s konstrukčním a architektonickým návrhem a se samotnou instalací systému. V průběhu provozu se pak mohou objevit další náklady spojené se servisem případně přípojovací náklady. Současné náklady na instalaci solárního systému v Evropě se pohybují od 6 do 12 € na instalovaný watt v závislosti na velikosti trhu. Pokud je financování systému uskutečněno prostřednictvím půjčky, připočítávají se k celkové ceně systému i úroky.

Cena energie získané ze systému do značné míry závisí také na účinnosti fotovoltaického systému a na účinnosti solárních článků při nízkých intenzitách osvětlení.

Nezbytným předpokladem návratnosti systému je jeho dlouhá životnost a dlouhodobě stabilní parametry. Zatímco výrobci deklarovaná životnost solárních panelů se pohybuje od 15 do 30 let, tak garance na střídače a jiné komponenty je maximálně dva roky. Předpokládaná životnost u akumulátorových baterií je 3–5 let a u střídačů a kontrolní elektroniky 5–10 let.

Do konečné ceny solární energie se promítne významnou měrou i způsob instalace. Solární panely představují prvek, který nezapadá do konstrukce budovy, a je nutné počítat s plnými náklady. Příkladem jsou střešní instalace nad stávající střešní krytinou. Náklady lze snížit u novostaveb nebo při rekonstrukci budov v případě, že jsou solární panely součástí některé části stavební konstrukce – solární střešní krytina, solární fasádní panely.

Zkrácení doby investiční návratnosti

Současné vývojové a výzkumné aktivity jsou orientovány na zvládnutí technologie, která by umožňovala překonat nákladové bariéry v komerčním využívání fotovoltaiky.

Hlavními znaky takových technologií jsou:

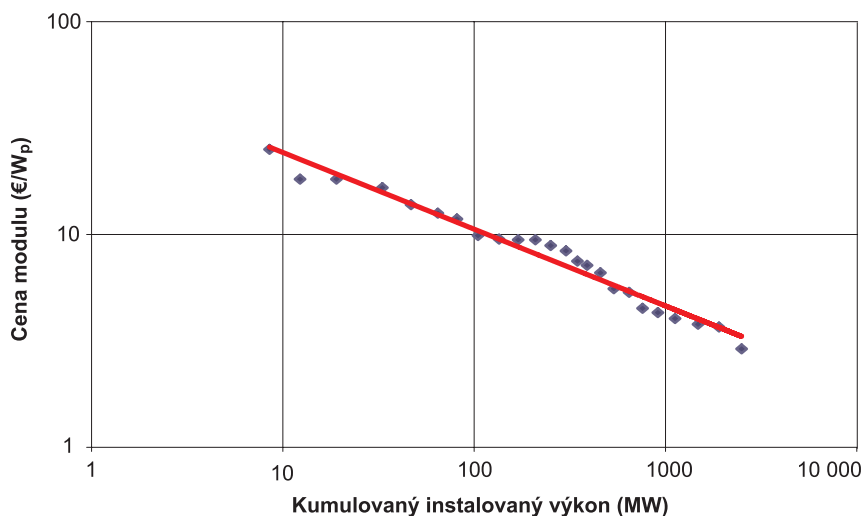
- vyšší účinnost** (např. pro křemíkové krystalické solární články >20 %)
- nízká výrobní cena** (<1 €/W pro panely)
- vyšší životnost panelů** (>30 let)

Uvažované výrobní technologie musejí splňovat další doplňující požadavky:

- technologie musí být aplikovatelná na veliké výrobní série,
- musí se vyznačovat minimální spotřebou materiálů,
- nízká výrobní energetická náročnost se snahou zkrátit dobu energetické návratnosti na méně než 2 roky,
- samozřejmým předpokladem je výroba s co nejmenším dopadem na okolní prostředí, což lze také vyjádřit minimalizací odpadů. Z toho hlediska jsou těžko akceptovatelné technologie vyžadující nebezpečné látky. Do tohoto požadavku spadá i potřeba vyřešení plné recyklovatelnosti fotovoltaických komponent po ukončení životnosti.

V současnosti dominující technologie krystalického křemíku zcela jistě umožňuje další snížení výrobní ceny. V tomto procesu se uplatní jak vliv technologického pokroku tak i vliv zvyšování objemu výroby. V grafu 5 je patrný trvalý pokles ceny solárních modulů v závislosti na celkovém kumulativním instalovaném výkonu na světě. Doposud každé zdvojnásobení instalovaného výkonu s sebou přinášelo snížení ceny modulů průměrně o 20 %. Dalším aspektem cenových relací je však růst poptávky po FV zařízení a možnosti jejího krytí ze strany dodavatelů.

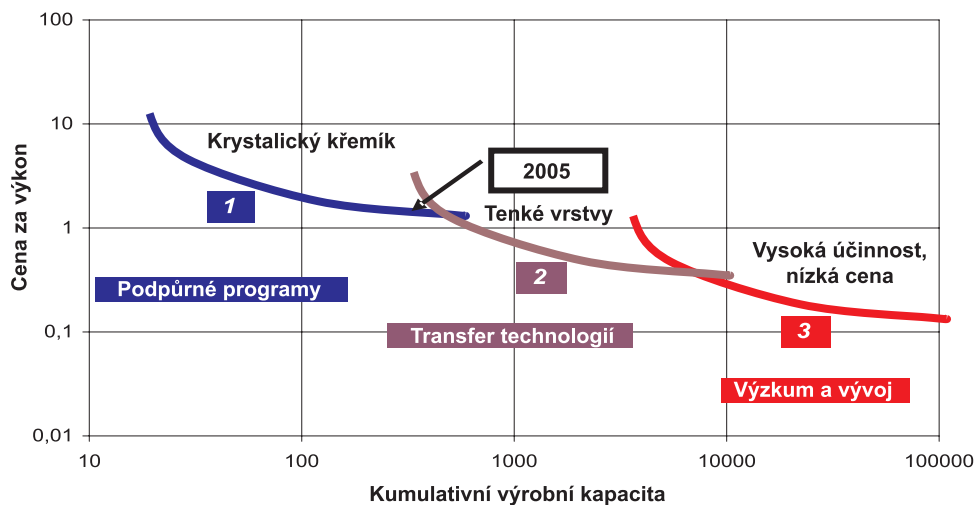
Graf 5: Předpoklad vývoje ceny solárních modulů v závislosti na kumulovaném instalovaném výkonu



V grafu 6 je křemíková technologie 1. generace znázorněna modrou křivkou. Spodní limit výrobních nákladů dosahuje hodnoty okolo 1 €/W a ani případné další zvyšování objemu výroby nepřináší požadované zlevnění výroby.

Další snížení výrobní ceny může přinést zásadní změna v podobě technologie solárních panelů s tenkovrstvou strukturou polovodičových materiálů. Vzhledem k relativně vysokým počátečním investičním nákladům na pořízení nákladného technologického vybavení, je výroba tenkovrstvých panelů ekonomicky zajímavá až od vyššího objemu výroby. Náklady na pořízení technologie pro tenké vrstvy jsou přibližně 2,5× vyšší na jednotku výrobní kapacity než je tomu u křemíkové krystalické technologie.

Vývoj jednotlivých generací výrobních technologií a jejich možný potenciál na snížení výrobní ceny (graf 6)



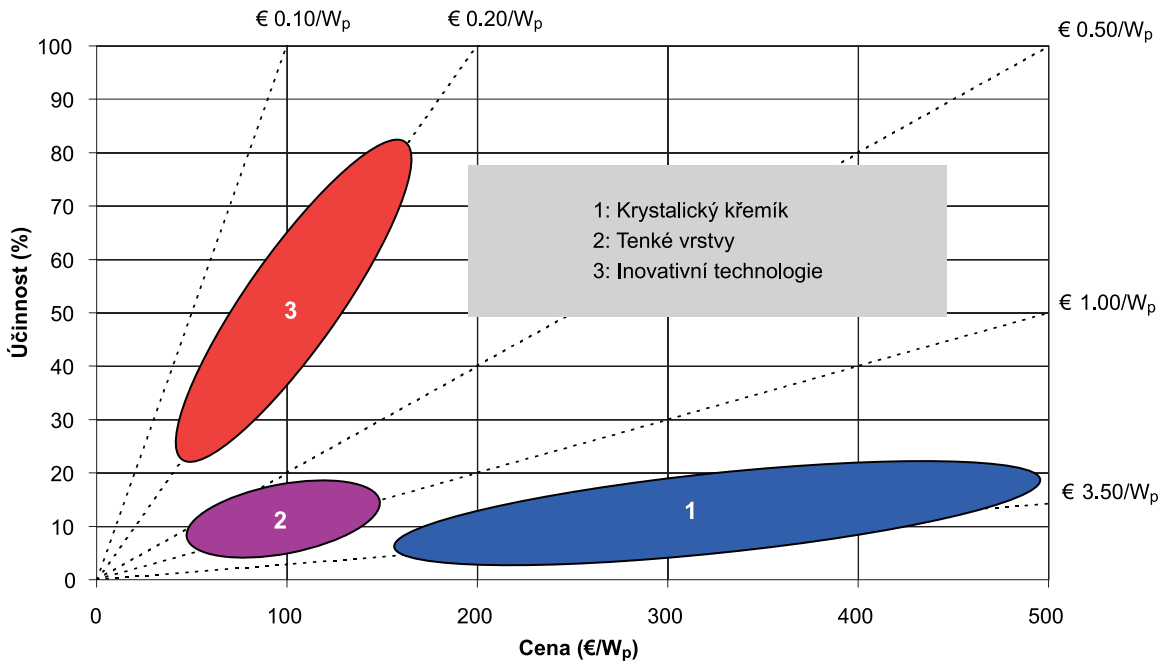
Další cenový průlom je očekáván od technologií 3. generace, pro které bude charakteristická velmi vysoká účinnost při nízkých výrobních nákladech. Náklady na výrobu by se pak blížily hodnotě 0,1 €/W. U těchto technologií se očekává hlavně daleko efektivnější využití energií slunečního spektra.

Názorně jsou možnosti jednotlivých generací srovnány z hlediska výrobních nákladů a dosahované účinnosti v grafu 7.

Další širší rozvoj fotovoltaiky bude možný díky snížení výrobní ceny pro nejvíce užívanou technologii výroby solárních článků. V 6. rámcovém programu jsou definovány cíle pro dosažení ceny pod 1 €/W_p pro solární panely. Tak nízké ceny by mělo být dosaženo na linkách s vysokou výrobní kapacitou. Případný přínos lze očekávat přibližně do pěti let.

Množství materiálů potřebných pro výrobu solárních panelů je limitujícím faktorem na cestě za snížením výrobních nákladů. Jak monokrystalický tak i multikrystalický křemík představuje při výrobě značnou část nákladů. Výchozí surovinou pro výrobu většiny krystalických křemíkových článků jsou tenké křemíkové plátky s tloušťkou od 250 do 350 mikrometrů. Při výrobě plátek dochází v několika výrobních krocích k materiálovým ztrátám ve výši 45 % pro multikrystalický křemík a až 53 % pro monokrystalický křemík. Část odpadového materiálu lze ještě vrátit zpět do výroby křemíku, ale téměř 43 % z původního křemíku je ztraceno v podobě křemíkového prášku.

Graf 7: Předpokládaný vývoj ceny a účinnosti výrobních technologií



Výroba komerčně dostupných FV článků je doposud energeticky značně náročná. Pro články z monokrystalického Si je dosahováno energetické návratnosti (tzv. Energy Payback Time) v evropských poměrech mezi 4–6 lety. Nižší hodnota reprezentuje stav při roční výrobě elektřiny 1350 kWh /kW_p, vyšší 850 kWh/kW_p.

Při reálných výrobách v ČR kolem 700–800 kWh/kW_p, tedy přesahuje tento parametr pravděpodobně o něco málo období 6 let. Jednou z možností snížení materiálové spotřeby křemíku je snížení tloušťky křemíkových desek pro výrobu solárních článků na technologicky akceptovatelnou úroveň. Tento trend vede k technologiím s dokonalou manipulací s křemíkovými deskami za účelem udržení vysoké výtěžnosti výroby. Pro tloušťku desek 200 mikrometrů je tak možné snížit celkové náklady na výrobu solárního panelu asi o 6 %. Pro křemíkové desky s tloušťkou okolo 100 mikrometrů bude potřeba vyvinout nová zařízení na manipulaci s deskami.

K dalším úsporám dochází při přechodu na velké rozměry křemíkových desek – až 20 × 20 cm.

Tažením křemíkových plátek přímo z taveniny je vyloučeno materiálově ztrátové řezání ingotů na desky – technologie EFG, DW, RGS. Strukturální kvalita materiálu sice nedosahuje kvality monokrystalického křemíku a výrazně je zhoršena mechanická odolnost křemíkových desek, nicméně se začíná tato technologie prosazovat i v masové výrobě. Elektrické parametry jsou srovnatelné s multikrystalickým křemíkem a náklady na solární panely s těmito články by měly být asi o 5 % nižší.

Ještě dále zasahuje prototypová technologie SGS (Silicon on Glass Sheet). Na levnou skleněnou podložku je nanášena tenká vrstva křemíku, která je během velmi krátkého procesu přetavena v kompaktní krystalickou vrstvu, v níž je pak následně vytvořena struktura solárních článků. Solární panel je pak osvětlován ze strany skla.

Zvýšení účinnosti lze dosáhnout přesunutím obou kontaktů (kladný a záporný pól) na plochu zadní strany čímž se zvětší sběrná plocha článku – technologie MWT, MWA, PUM.

Snížení nákladů ostatních položek při instalaci systému

Náklady na instalaci FVS představují také významnou položkou z celkových investičních nákladů. Vítané jsou tedy všechny inovativní postupy, které vedou ke zjednodušení a tím i zlevnění montáže. Příkladem může být evropskou komisí podporovaný záměr konstrukce levného solárního panelu s integrovaným síťovým střídačem pro přímé připojení k rozvodné síti. Odpadá tím složitá propojovací kabeláž.

3.2. Předpoklady rozvoje do roku 2010 v ČR

Budoucí obraz stavu fotovoltaiky v horizontu let 2010 a dále závisí a bude záviset na mnoha faktorech, které se vzájemně ovlivňují. Na základě vývoje jednotlivých faktorů a podmínek, které budou vytvořeny, lze stanovit pravděpodobné scénáře vývoje. Předně je však potřeba definovat stávající počáteční podmínky, z kterých je možné vycházet, a samozřejmě také okrajové meze, které nám vymezují možnosti dalšího vývoje.

Dostatek kvalitní a levné energie je chápán jako základ ekonomického, společenského a kulturního rozvoje každé společnosti. S masivním využíváním stávajících zdrojů energie se začíná objevovat i požadavek na čistotu a bezpečnost zdrojů. Jednotlivým druhům primárních energií přináležejí vlastnosti, které určují jejich případnou úspěšnost. Pro jednotlivé vlády představuje energetika klíčové odvětví ekonomiky a proto věnují patřičnou pozornost dalšímu vývoji. Koncovými uživateli energií jsou však jednotlivci a tak i celá společnost, jejíž chování, motivované hodnotovými prioritami, pak určuje podobu energetiky. Do úvah také velmi silně vstupuje vývoj moderních technologií, které nabízejí jednak zvýšení efektivity využívání energie a také přicházejí s celou řadou nových způsobů získání energie. Nezastupitelnou roli má na tomto procesu věda a výzkum, které přicházejí s novými řešeními. Silný průmysl vlastní technologické a finanční prostředky na ovlivnění vývoje v energetice.

3.2.1. Charakteristika slunečního záření v ČR

Na povrch území České republiky dopadá sluneční záření s průměrnou intenzitou 800 W/m^2 v závislosti na lokalitě a klimatických podmínkách. Ročně tak dopadne na naše území energie $1000\text{--}1250 \text{ kWh/m}^2$ (průměr pro ČR činí 1081 kWh/m^2). Sluneční energie je dostupná kdekoli na Zemi a proto neexistuje ani preference lokalit. Díky tomu a také vlivem relativně malé energetické hustoty je fotovoltaika předurčena spíše pro výrobu elektřiny v decentralizovaných zdrojích. Navíc umožňuje výrobu elektrické energie přímo v místě spotřeby a to i bez nutnosti připojení k rozvodné síti. V našich podmínkách je fotovoltaický systém s výkonem 1 kW schopen vyrobit 900–1000 kWh elektrické energie za rok.

Aspekt	+	-
Dostupnost energie	kdekoli na Zemi	pravidelná nedostupnost v noci závislost na ročních obdobích a klimatických podmínkách
Udržitelnost	časově neomezená možnost využívání brzká energetická návratnost	
Kvalita	možnost nezávislosti	při širším využívání vyžaduje akumulaci elektrické energie nízká energetická hustota
Čistota	provoz nezatěžuje životní prostředí – emisemi, hlukem... přirozený energetický tok	výrobní procesy jsou zatím energeticky náročné
Bezpečnost	provoz nepředstavuje žádná bezpečnostní rizika	

3.2.2. Společnost a její potřeby

V České Republice žije v současnosti okolo 10 milionů obyvatel a tento stav je již několikátý rok bez výraznějších změn. Roční spotřeba elektrické energie na osobu v domácnosti je v průměru 1100 MWh. Do celkové spotřeby je potřeba započítat i spotřebu v průmyslu a službách v objemu 65 TWh.

3.2.3. Odhad teoretického potenciálu FV v ČR

Pro stanovení teoretického potenciálu fotovoltaiky v ČR můžeme vycházet z předpokladu, že jediným omezením je dostatek vhodné plochy pro instalaci solárních panelů. Nehledě na technologii výroby panelů, která bude v uvažovaném časovém horizontu dominantní, bude se vždy jednat o zařízení s velkou zachytnou plochou. Dále můžeme do úvah zahrnout zlepšování parametrů solárních panelů, což se promítne v rostoucím výkonu resp. rostoucím energetickým zisku z jednotky plochy. V podmínkách ČR se uvažuje z 90 % se systémy připojenými k rozvodné síti vzhledem k vysoké hustotě pokrytí.

Solární panely mohou být součástí vhodně orientovaných střech a fasád všech možných typů budov – rodinné a bytové domy, školy, úřady, knihovny, výrobní a správní budovy obchodních a průmyslových společností, banky, veletržní haly... Pro instalaci panelů je možné využít i protihlukové bariéry podél dálnic a železnic, volné jinak nevyužité plochy průmyslových areálů, střešní konstrukce nástupišť vlakových a autobusových nádraží a stanic, zastřešená parkoviště, sportovní zařízení. Jak dokumentují četné příklady ze zahraničí je podoba budovy mnohdy přizpůsobena velmi kreativně instalaci solárních panelů. Ideální umístění panelů je s orientací na jihovýchod se sklonem 45° vzhledem k vodorovné rovině pro celoroční provoz. Nicméně je možné vzhledem k místním podmínkám orientovat solární panely od jihovýchodu k jihozápadu a sklon je možné volit od polohy vodorovné až po svislou. Pro zvýšení energetického zisku je možné aplikovat natáčecí systémy,

kteří mění orientaci a případně i sklon panelů v závislosti na poloze Slunce. Zvýšeného energetického zisku je možné dosáhnout i použitím solárních panelů s aktivní plochou na obou stranách. K těmto účelům se dají využít i různé odrazné plochy zvyšující sběr slunečního záření při zachování aktivní plochy.

V následující tabulce je proveden odhad vhodných ploch pro instalaci solárních panelů. Základní propočty výkonu je stanoven pro solární panely se současnými parametry – 120 W/m². V posledním sloupci jsou uvedeny roční energetické zisky.

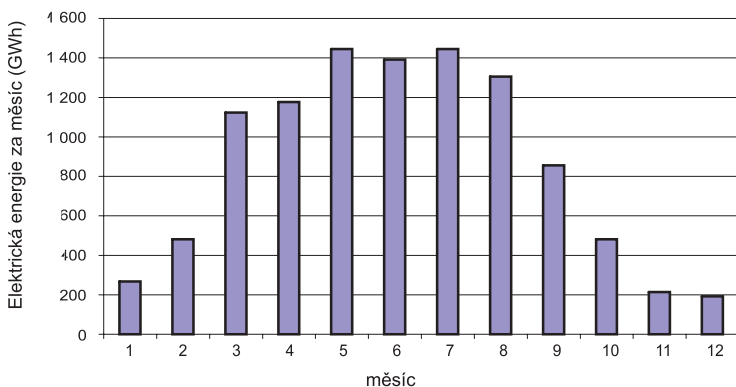
	Stav k r. 2001*	Instalovaný výkon (účinnost 15%)	Roční suma energie (účinnost 15%)
	Počet	GW	TWh
Obytné budovy	1 969 568	20,0	20,0
Školy	13 195	0,4	0,4
Veřejné objekty	10 000	0,9	0,9
Komerční budovy	10 000	1,2	1,2
Průmyslové budovy	8 000	0,8	0,8
Ostatní		1,0	1,0
Celkem		24,3	24,3

* ČSÚ k 1. 3. 2001

V případě použití solárních panelů se solárními články s účinností 25 % by při stejné ploše byl instalovaný výkon všech FV systémů až 40,5 GW a ročně by pak vyrobily okolo 40,5 TWh elektrické energie. Tento propočet zahrnuje pouze fotovoltaické systémy na stávajících budovách s minimálními úpravami. Skutečná hodnota s využitím všech možností by mohla být daleko vyšší.

Z uvedeného vyplývá, že největší potenciál spočívá v instalacích fotovoltaických systémů na obytných budovách. V případě rodinných domů bylo počítáno s FV systémy o výkonu 5 kW nainstalovaných na 70 % všech RD. Měsíční objemy elektrické energie vyrobené fotovoltaickými systémy o celkovém teoretickém výkonu jsou uvedeny pro ilustraci v grafu 8:

Graf 8: Průměrné hodnoty elektrické energie za měsíc při plném využití teoretického potenciálu v ČR



3.2.4. Předpokládaný vývoj do roku 2010 v ČR

Jak již bylo uvedeno, EU si stanovila cíl pro instalovaný výkon fotovoltaických systémů do roku 2010 na úroveň 3 GW. Při započítání poměru počtu obyvatel v EU a v ČR získáme referenční cíl České republiky pro rok 2010. Celkový instalovaný výkon by měl dosahovat hodnoty 84 MW. Podle evropského cíle pro rok 2020, by pak v ČR měly být provozu fotovoltaické systémy s celkovým výkonem 541 MW.

V případě trendu s 50% meziročním růstem objemu instalovaného výkonu je počáteční růst velmi pomalý vzhledem k nízké počáteční hodnotě (0,3 MW v roce 2002). K výraznějšímu nárůstu instalovaného výkonu by došlo až okolo roku 2015 a ani tak by nebylo dosaženo ekvivalentu cíle EU k roku 2020 (541 MW). Cíle pro rok 2010 by zdaleka nebylo dosaženo a navíc by pozvolný počáteční růst neumožňoval dostatečný rozvoj domácího fotovoltaického průmyslu.

Druhý navrhovaný trend s namodelovaným proměnným meziročním nárůstem vyhovuje oběma cílům vycházejícím ze závazků EU. První čtyři roky (2004–2007) je navržen velmi rychlý růst (až 300 %) jako kompenzace nízké výchozí hodnoty. Meziroční růst by se potom postupně snižoval až na úroveň 15 %.

Dosažené instalované výkony i tak budou představovat stále ještě malý podíl na celkové vyrobené případně spotřebované energii. Energie vyrobená ve FV systémech s výkonem 84 MW v roce 2010 odpovídá přibližně 0,1 % a pro rok 2020 s výkonem 541 MW by to znamenalo asi 0,6 %. Pro představu v roce 2010 případně na osobu v ČR solární panel s výkonem 8 W a v roce 2020 to bude již 54 W. Celkový objem nákladů, které je nutno vynaložit na instalaci FVS s výkonem 84 MW (2010), je odhadován na 10 miliard korun, dosažení výkonu 541 MW (2020) by vyžadovalo investici dalších 30 miliard korun.

Největší potenciál je uložen ve fotovoltaických systémech pro rodinné domy, a proto většina systémů s průměrným výkonem 2,5 kW by mohla být v činnosti právě na střeších a ve fasádách obytných budov. Fotovoltaické panely se postupně budou stávat běžnou integrální součástí střeš a fasád správních a komerčních budov. Většinou se bude jednat o FV systémy s výkony v řádech desítek až stovek kW. Vzhledem k jejich nezanedbatelnému počtu budou tvořit také významnou část celkového instalovaného výkonu. Všechny tyto systémy budou připojeny k rozvodné síti. I nadále bude pokračovat zvyšování počtu malých ostrovních systémů, jejich celkový příspěvek však nebude významný.

Pro rozvoj fotovoltaiky je možné sestavit efektivní národní program. Velmi důležitou úlohu v tomto procesu by pak měly použité motivační nástroje.

4. Specifické problémy dané oblasti

4.1. Vliv nerovnoměrné a decentralizované dodávky elektrické energie z FVS na elektroenergetickou síť

Nectností není ani tak nízká energetická hustota jako nestabilita dostupnosti energie způsobená pravidelným střídáním denních dob a ročních období a dále podstatným vlivem počasí. Do roku 2010 však podíl FV nebude tak výrazný, aby významným způsobem zasáhl do chování sítě. Navíc v budoucí struktuře energetických zdrojů se samozřejmě počítá i s jinými obnovitelnými zdroji energie – voda, vítr, biomasa. Tato skutečnost v globálním měřítku vede k požadavku skladovat vyrobenou elektrickou energii. V případě většího podílu fotovoltaiky v rámci energetického systému bude nutné přizpůsobit systém řízení energetické sítě. V koncových větvích sítě budou distribuované malé energetické zdroje.

5. Souhrn

Absence negativního vlivu provozu solárních zařízení na životní prostředí a praktická nevyčerpatelnost jejich energetického zdroje činí fotovoltaiku velmi slibnou technologií pro získávání elektrické energie již v blízké budoucnosti. Z tohoto pohledu je pro mnoho lidí fotovoltaika velmi atraktivní energetickou alternativou. Vysoká investiční náročnost a dlouhá doba investiční návratnosti však zatím zabraňuje širšímu komerčnímu rozvoji fotovoltaiky. Pokud je vysoká cena solární elektrické energie jediným argumentem proti širšímu rozvoji, pak je nasnadě využít a rozvíjet technologický potenciál o němž víme. Nejsou známy bariéry, které by neumožňovaly pokračovat v dalším pozitivním vývoji. Naopak, probíhají programy na podporu rozšíření fotovoltaického trhu a programy na podporu základního a aplikovaného výzkumu ukazují na možnost eliminovat nepříznivé rysy fotovoltaiky již v blízké budoucnosti.

Použité zdroje

Deschamps, G.: Sustainable Energy Systems and PV in Europe, „Towards a Shared European Vision on the Future of PV Research, Market and Industry“, Joint Workshop of PVNET, PV-EC-NET, PV-NAS-NET and EPIA, University of Ljubljana, 02/2003

Weeber, A.: Silicon Solar Cells, „Towards a Shared European Vision on the Future of PV Research, Market and Industry“, Joint Workshop of PVNET, PV-EC-NET, PV-NAS-NET and EPIA, University of Ljubljana, 02/2003

Bařinka, R., aj. Werner: Energetické fasády s fotovoltaickými články, časopis Ateliér otvorových výplní a obvodových pláštů budov, 6/97, str. 12–15, ISSN:1211–6580

Waldau–Jager, A.: PVNET – R&D Roadmap for European PV, conference paper, Waldau

Spiers, D.,J.: Photovoltaics: Background and Future Projections, Report prepared by Fortum for World Energy Council, 28th June 2000, revised 11th July 2000

Jager–Waldau, A.: Status of PV Research, Solar Cell Production and Market Implementation in Japan, USA and the European Union, European Commission, DG JRC, Institut for Environment and Sustainability, Renewable Energies Unit, Ispra, Italia, EUR 20245 EN

KPMG Bureau voor Economische Argumentatie – Solar Energy: from perennial promise to competitive alternative, final report, project number 2562, written for Greenpeace Nederland, Hoofddorp, August 1999

Photon International: the Photovoltaic Magazine, 1/2002 – 5/2003

ELEKTŘINA Z GEOTERMÁLNÍ ENERGIE

Ing. Jan Motlík, CSc.

Úvod

Geotermální energii je teplo získávané z nitra Země. Geotermální energie se zpravidla využívá buď přímo ve formě tepla, nebo se používá pro výrobu elektrické energie v geotermálních elektrárnách (teplárnách).

Výroba geotermální energie má vzhledem k vysokým výkonovým parametrům, značné dostupnosti (stálá dodávka energie nezávislá na klimatických podmínkách oproti sluneční a větrné energii) a nízkým emisím (oproti biomase) nejlepší výhled pro uplatnění mezi obnovitelnými zdroji energie.

Z nitra Země je uvolňován v kontinentální zemské kůře směrem k povrchu tepelný tok o průměrné hodnotě 57 mW/m². Celkový geotermální výkon Země je přes 4x10¹³ W (40 000 GW), což je zhruba 4x více než současná celosvětová potřeba energie.

Původ tepelného toku je v teplotním gradientu mezi povrchem a zemským jádrem, které má vysokou teplotu (5 000 °C). Vysoká teplota zemského jádra je způsobena teplem uvolněným při formaci Země před 4,5 miliardami let, kdy kinetická energie srážek materiálů byla přeměněna v teplo. Dále je materiál jádra a pláště kontinuálně oteplován teplem uvolňovaným z rozpadajících se radioaktivních izotopů s dlouhým poločasem rozpadu, především ⁴⁰K, ²³²Th, ²³⁵U a ²³⁸U.

Teplo z jádra Země je k zemské kůře přenášeno dvěma mechanismy – konvekcí (prouděním) a kondukcí (vedením). Proudění a tečení roztavených pevných látek je velmi účinným mechanismem přenosu tepla, nicméně v blízkosti povrchu (do 100 km), kde je materiál již příliš studený a viskózní aby se pohyboval, je teplo přenášeno především vedením, a teplotní gradienty jsou daleko vyšší. Tuhá kůra je rozdělena (rozlomena) na množství částí (litosférické desky), které se pohybují rychlostí několika cm/rok vlivem konvekčních proudů pod nimi. Na hranicích mezi zemskými deskami dochází k velkým tlakům a vývěru žhavého magmatu (pouze několik km pod povrchem, sopečná činnost), což způsobuje vysoké tepelné toky až 300 W/m².

Pro využití geotermální energie je důležité znát tzv. geotermální teplotní gradient, tzn. nárůst teploty s hloubkou pod zemským povrchem. Za ustáleného stavu při konstantním tepelném toku k povrchu se teplotní gradient mění podle tepelné vodivosti vrstev hornin (není přímkový). Průměrný teplotní gradient blízko povrchu do několika km je cca 30 K/km, nicméně jsou místa kde klesá až na 10 K/m a místa kde dosahuje hodnot nad 100 K/m (místa s aktivní sopečnou činností).

Za geotermální energetické zdroje považujeme místa s tepelnou energií, kterou je možné čerpat při přiměřených nákladech. Zdroje s nejvyšším potenciálem jsou soustředěny především na hranicích již zmíněných zemských desek, kde zpravidla existuje viditelná geotermální aktivita (horké prameny, výdechy kouře a páry, gejzíry apod.).

Takovým lokálním tepelným zdrojem bývá především průnik masy magmatu o teplotě 600–900 °C do několikakilometrové povrchové vrstvy. Významná geotermální pole mohou být také v oblastech nedotčených nedávným průnikem magmatu, kde je určitá tektonická anomálie (zpravidla zeštíhlení kontinentální kůry). Běžná geotermální pole s dostatečnou produktivitou však nemusejí být nutně pouze anomáliemi.

V přírodě se vyskytují zpravidla čtyři typy geotermálních systémů:

- hydrotermální,
- teplé suché horniny,
- geotlaké,
- magmatické.

V současné době se ve světě používají k výrobě elektřiny zejména hydrotermální systémy, a to již přes 100 let.

Bohužel, pro tyto systémy nejsou u nás geologické podmínky. Hydrotermální systémy jsou využívány v omezeném rozsahu pro získávání tepla. Systémy geotlaké a magmatické jsou otázkou budoucnosti. Po ropné krizi v 70. letech minulého století se začíná s využíváním teplých suchých hornin (HDR – hot dry rock). S využitím tohoto řešení se počítá i v ČR.



První experimentální výroba elektřiny z geotermální páry, uskutečněná v Itálii 15. července 1904

Energie teplých suchých hornin

Běžně využívané geotermální rezervoáry obsahují vodu ve formě kapalné nebo plynné fáze. Jejich výskyt je však omezen pouze na určité oblasti. Daleko vyšší pravděpodobnost výskytu mají rezervoáry, složené pouze z neprostupné horniny (suchý masiv, zanesené porézní prostředí). Pro přenos tepla z těchto podpovrchových oblastí o dostatečně vysoké teplotě v závis-

losti na hloubce je nutné tyto horniny uměle rozbít, přeměnit je na propustné (realizovat výměník) a zavést do nich tekutiny vhodné pro přenos tepla (čerpání). Tímto způsobem lze přeměnit jakýkoli vhodný objem teplé suché horniny v zemské kůře v dostupné hloubce na umělý rezervoár.

Do vybraného horninového prostředí jsou vytvořeny nejméně dva vrty, končící několik set metrů od sebe (experti doporučují 600 m). Voda je zaváděna vsakovacím (injekčním) vrtem a prostupuje vytvořeným propustným rezervoárem, který se chová jako tepelný výměník. K povrchu se zavedená voda vrací čerpacím (produkčním) vrtem (pára s vodou) a přináší s sebou energetický obsah.

Rezervoár, pokud je z horninového masivu, je nutné mechanicky rozrušit. V případě hornin s přirozenými lomy, zanesenými a utěsněnými usazeninami, stačí tyto znovu obnovit. Nejběžnější metody pro vytváření propustné horniny jsou hydraulické lámání, chemické lámání a trhavinové lámání. Systémy HDR pracují v uzavřeném cyklu, tj. se vsakováním ochlazených tekutin zpět do vrtů (uzavřená cirkulace).

Tato technologie umožňuje využívat geotermální energii pro výrobu elektrické energie i v zemích, ve kterých neexistují klasické (hydrotermální) geotermální zdroje.

Výhody HDR technologie leží v jejím velkém potenciálu a dostupnosti ve velké části zemského povrchu a neškodnosti vůči životnímu prostředí.

Výroba elektřiny metodou HDR má mnoho výhod. Zásadně nenaráží na problémy z titulu ochrany přírody. Jedná se o technologii nesrovnatelně výhodnější, než jsou všechny technologie využívající obnovitelnou energii. Není závislá na klimatu jako solární, větrná a vodní energie a energie z biomasy. Má velkou výhodu, nejen z hlediska skleníkových plynů, ale též nejsou žádné problémy s NO_x a dalšími polutanty. Po technické stránce se jedná o vybudování decentralizovaných zdrojů elektřiny, velmi rovnoměrně rozmístěných, které požívají všechny výhody decentralizovaných zdrojů. Mohou pracovat 8760 hodin v roce, a přitom jsou regulovatelné. Svoji důležitou roli mohou sehrát při zajištění zvýšené bezpečnosti území státu v zásobování energií.

Nezanedbatelnou skutečností je to, že technologii pro výrobu elektřiny v systémech HDR mohou vyrábět české firmy. Např. technologii na výrobu elektřiny z biomasy na bázi systému ORC, který byl původně vyvinut pro geotermální aplikace, v současnosti vyrábí třebičská firma TTS eko. Podobnou výhodu mohou mít Hodonínské naftové doly, které vlastní potřebnou vrtací techniku.

Úvahy o možnostech geotermálních projektů HDR u nás počítají s gradientem 30 K/km a hloubkami vrtů 5 km. Tzn., že se uvažuje s pracovní teplotou média 150 °C a s množstvím 150 l/s. Získané medium se dá využít pro přípravu tepla pro vytápění, nebo k výrobě elektřiny. Pro výrobu elektřiny nejde medium získané z vrtů přímo použít jako pracovní médium do turbínového okruhu, protože má pro klasický parní Rankinův cyklus nevhodné parametry, a proto se musí hledat jiné (binární) systémy, které dokáží lépe využít energii obsaženou v získaném médiu.

Tato zařízení pracují se sekundární pracovní látkou s nízkým bodem varu (nasyčené uhlovodíky, halogenované uhlovodíky, směsi čpavku a vody).

Organický Rankinův cyklus (ORC)

Pracovní látka s nízkým bodem varu pracuje v uzavřeném termodynamickém cyklu, tzv. organickém Rankinově cyklu (ORC). Pracovní látka (silikonový olej resp., lépe řečeno, směs organických látek) je odpařena přijutím geotermálního tepla z vody dodávané vrtem ve výparníku. Pára expanduje průchodem organickou parní turbínou, spojenou s generátorem. Výstupní pára následně kondenzuje ve vodou chlazeném kondenzátoru a nebo ve vzduchovém chladiči a je recyklována do výparníku čerpadlem pro oběh pracovní látky. Účinnost těchto cyklů se pohybuje mírně nad 10 %.

Kalinův cyklus

Tento rel. nový cyklus pracuje na principu neorganického Rankinova cyklu a jako pracovní látku využívá směs vody a čpavku. Tento cyklus v uvedeném případě dosahuje účinnosti kolem 15 % (tj. o 50 % vyšší termodynamické účinnosti oproti užitému ORC).

Na obrázku, kde je uvedeno schéma Kalinova cyklu, je voda čerpaná z vrtu nejdříve využita pro přehřátí a opětovně ohřátí pracovní látky a potom k vypaření a předehřevu než odchází do vsakovacího vrtu. Pracovní látka v přehřátém stavu expanduje ve vysokotlakém stupni turbíny a poté je znovu ohřáta před vstupem do nízkotlakého stupně turbíny. Po druhé expanzi nasycená pára prochází rekuperačními ohřivači a poté kondenzuje ve vodou chlazeném kondenzátoru.

Směs 85 % čpavku/voda umožňuje proces s variabilní teplotou v konvenčním podkritickém ohřivači. Při tlaku 3,1 MPa začíná pracovní látka var při 74 °C (bublínový var) a končí při 149 °C. Cyklus je vysoce rekuperativní, což zvyšuje jeho účinnost. Jelikož molekulární hmotnost čpavku je podobná jako vody, je možné využít standardní parní turbíny opatřené těsněním proti úniku čpavku. Měrná tepelná kapacita směsi čpavku/voda je více než dvojnásobná než u uhlovodíků používaných v organickém cyklu, což vede k menším teplosměnným plochám výměníků.

Situace hlubokých vrtů v České republice

V ČR bylo v minulosti provedeno mnoho hlubokých vrtů, které sloužily ke geologickému průzkumu při hledání ložisek uranu, uhlí, ropy a zemního plynu. K nejhlubším vrtům v ČR patří Jablůnka-1 (6 506 m). Je zajímavé, že již v 60. letech se u nás uvažuje o možnostech vrtání do hloubek kolem 15 km (Honza 1961). Technicky reálné je s dostupným vybavením, za mimořádných podmínek, uskutečnit vrt do hloubky 8 000 m (Paroulek – Slatina 1986).

V současnosti je v České republice odvrtno celkem téměř 2 000 vrtů hlubších než 1 000 m. Rozložení vrtů je velmi nepravidelné. V průměru připadá v České republice jeden vrt hlubší než 500 m na 36 km² státního území.

Geotermální projekt Litoměřice

Litoměřice se nacházejí v oblasti, kde jsou vhodné podmínky pro nasazení systému HDR. Město leží na průsečíku dvou základních tektonických zlomů – podkrušnohorského a zlomu ležícího v ose řeky Ohře. Hned za městem se zvedají kopce Českého středohoří, které jsou vulkanického původu. V okolí Litoměřic byly prováděny vrty, které vypovídají o složení hornin, až do hloubek, kdy bylo při vrtání naraženo na žulu nebo podobné horniny a vrtání skončilo. Z dokumentace těchto vrtů jsou k dispozici i měření teploty, takže si dovedeme udělat obraz o teplotním gradientu v horních krycích (izolačních) vrstvách. O průběhu gradientu v žulovém masivu je možné vést jen úvahy. Více by měl napovědět geofyzikální průzkum a zkušební vrt, který by měl jít do hloubky 2,5 km.

Návrh projektu HDR Litoměřice počítá v současnosti s vyvrtáním 3 vrtů. Rámcově se jedná o hloubky 5 km. Je počítáno se získáním až 140 l/s média o teplotě cca 150 °C. To představuje při ochlazení média na 70 °C tepelný výkon cca 50 MW.

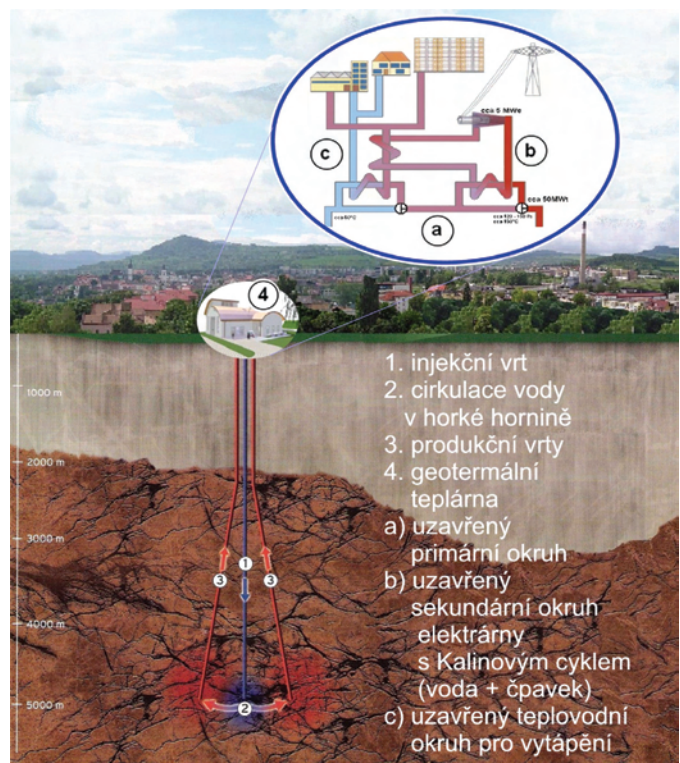
Projekt počítá s výrobou elektriny i tepla. Při 12% účinnosti Kalinova cyklu se jedná o elektrárnu s výkonem 5 MW. Na výstupu z výměníku elektrárny bude k dispozici voda o teplotě 70 °C.

Pro představu jsou na obrázcích geotermální elektrárny s Kalinovým cyklem (obě hydrotermální), provozovaná 2 MW na Islandu a připravovaná 4 MW v Německu.

Investiční náklady projektu (bez horkovodních rozvodů) budou cca 1,1 mld.Kč.

Investiční náklady nejsou malé, ale je skutečností, že nic podobného se u nás dosud nerealizovalo. Kalinův cyklus byl dosud jen studovaným teoretickým problémem vědeckých pracovišť a VŠ. Není vyloučeno ani nasazení ORC technologie.

V budoucnosti se počítá s výrazným zlevněním jak vrtných prací, tak elektrárenské technologie (Kalinův cyklus). Výzkumné práce EU hovoří o zlevnění investičních nákladů až na 1/3 po osvojení používaných technologií.



Potenciál HDR v ČR

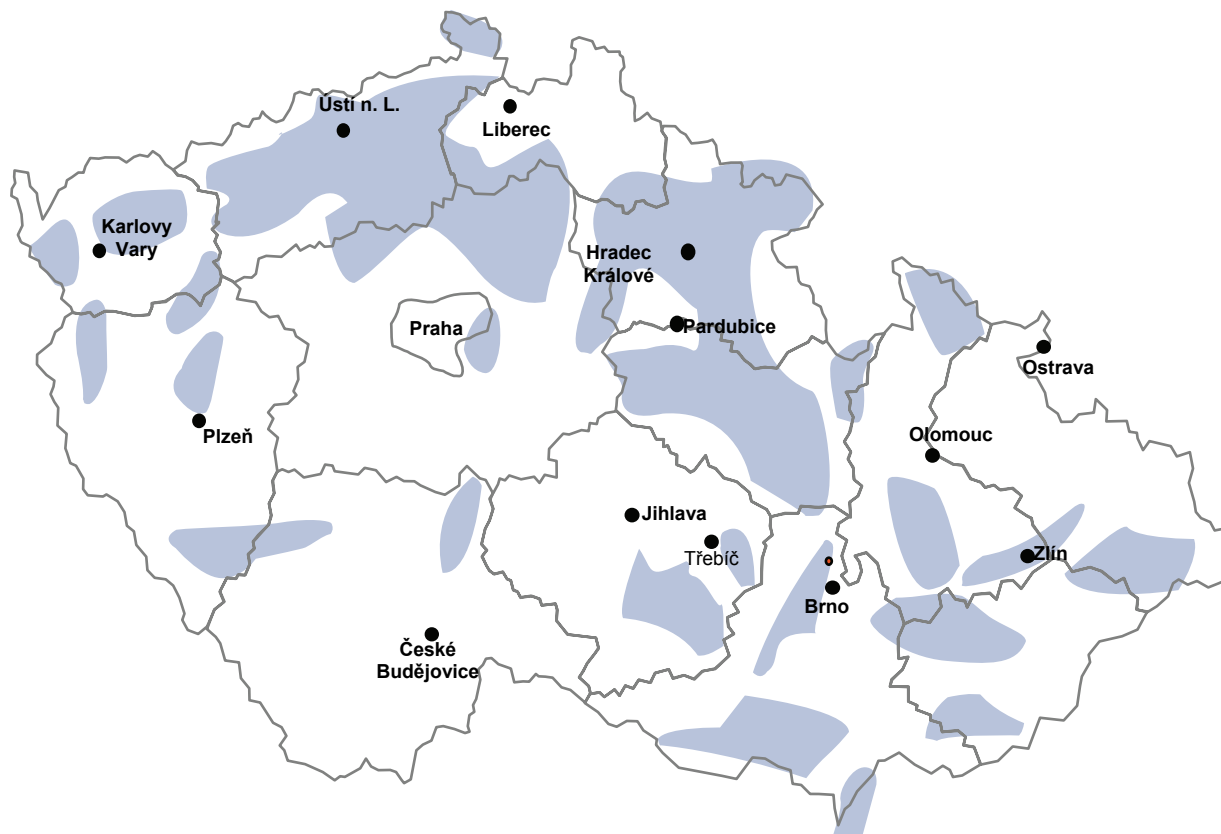
Za předpokladu, že bychom blok Českého masivu o mocnosti 4 km ochladili o 1 °C, získali bychom teoretický potenciál 500 000 PJ, přičemž roční spotřeba primárních energetických zdrojů v ČR je cca 1 800 PJ.

Pro jednodušší představu, jaké množství energie má v sobě horká žula, poslouží úvaha z Litoměřic. Při ochlazení kvádrů žuly o objemu 1 km³ o 40 °C máme k dispozici takové množství energie (elektrina + teplo), které stačí pro město Litoměřice na 30 let.

Z řady studií je možné odvodit, že na našem území je podle prvních výpočtů možné identifikovat minimálně 60 lokalit vhodných pro výrobu elektriny s celkovým výkonem cca 250 MW a tepla na vytápění s výkonem cca 2 000 MW, tedy roční výrobu cca 2 TWh elektriny a 4 TWh (14,4 PJ) využitého tepla.

Ve vzdálenějším výhledu, po provedení doplňkového průzkumu na vytipovaných lokalitách, předpokládáme možnost vybudování elektráren o celkovém výkonu 3 200 MW. Tyto instalace budou relativně rovnoměrně rozmístěny po republice a jejich roční výroba bude cca 26 TWh.

Nejvhodnější lokality pro HDR projekty



EKONOMICKÉ ASPEKTY VYUŽÍVÁNÍ OZE

Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc., Doc. Ing. Jiří Vašíček, CSc.

1. Obecné principy ekonomického hodnocení projektů

Každý projekt využívání obnovitelných zdrojů energie má kromě technických, ekologických a jiných souvislostí i ekonomické aspekty. Investor, ať již je to podnikatel, fyzická osoba, nebo obec či jiný subjekt, je vždy nějakým způsobem zainteresován na ekonomických výsledcích projektu. Základní motivací soukromých investorů realizujících jakýkoliv typ projektu je maximalizace ekonomického prospěchu vyplývajícího z realizace projektu. Výpočet ekonomické efektivity projektu za daných podmínek je tak jednou ze stěžejních součástí rozhodování investora o tom, zda určitý projekt realizuje či nikoliv.

Nezbytným podkladem pro rozhodování investora, zda realizovat určitý investiční záměr (dále jen investici) či nikoliv, či pro jakou variantu investice se rozhodnout, je výpočet ekonomických dopadů hodnocených projektů na ekonomiku investora. Při tomto hodnocení musí být korektně respektována pravidla ekonomického rozhodování i ekonomických podmínek, v nichž se investor při přípravě investice právě nalézá.

Investor se pro realizaci investice rozhodne tehdy, pokud celkový (finančně ohodnocený) efekt investice bude vyšší než celkové (finančně ohodnocené) nároky projektu při respektování časové hodnoty peněz. Korektním kritériem pro rozhodování investora je tak čistá současná hodnota všech výdajů a příjmů spojených s realizací posuzované investice.

Ekonomická efektivity se měří penězi, proto její výpočet nemůže obsahovat penězi neměřitelné veličiny, mezi které bohužel patří i většina přínosů ve prospěch životního prostředí. Ekonomické hodnocení nám proto může dát pouze odpověď na otázku, co nás to stojí a jaký je ekonomický efekt. Současně nám odpovídá i na otázku, zda je projekt pro investora z ekonomického hlediska zajímavý, resp. jaká by měla být event. míra podpory, aby investoři měli na realizaci projektu ekonomický zájem.

1.1. Základní zásady ekonomického hodnocení projektů

Při posuzování ekonomické efektivity projektů je nezbytné respektovat některé obecné zásady, k nimž patří zejména:

- výpočet na bázi peněžních toků (cash flow), vyvolaných hodnocenou investicí, projektem,
- použití správných kritérií ekonomické efektivity NPV nebo IRR,
- zahrnutí veškerých relevantních položek včetně výnosu vlastního kapitálu (diskont, cena peněz v čase) do hodnocení,
- důsledné používání marginálních veličin vyvolaných rozhodnutím hodnocený projekt realizovat (hodnocení musí zahrnovat budoucí hodnoty všech změn peněžních toků vyvolaných projektem),
- výpočet v běžných (nominálních) cenách s respektováním cenového vývoje jednotlivých položek příjmů a výdajů,
- volba korektní doby porovnání na bázi doby ekonomické životnosti investice, tj. doby, za kterou budou pro daný projekt sledovány peněžní toky,
- respektování případných důsledků projektu po skončení hodnoceného období (náklady na likvidaci, zůstatková hodnota projektu),
- použití odpovídajícího hlediska pro hodnocení při výpočtu peněžních toků,
- respektování důsledků financování (vlastní prostředky, úvěr, popř. investiční nebo jiné dotace),
- respektování daňových souvislostí (daňové odpisy, daňové úlevy, daňová ztráta atd.).

Na základě těchto zásad je potřeba vytvořit ekonomický model posuzovaného projektu, který odráží všechny příjmy a výdaje vyvolané realizací projektu. Model současně musí zahrnovat celý životní cyklus projektu od přípravné fáze až po likvidaci projektu.

Přístup k ekonomickému hodnocení investic lze rozdělit podle charakteru subjektu, který investici připravuje, hodnotí, popř. vynakládá prostředky na její realizaci a nese ekonomické důsledky její realizace. V zásadě lze charakterizovat následující, více či méně odlišná, hlediska:

- systémové hledisko (někdy též označované jako hledisko projektu), které respektuje souhrnné nároky a účinky navrhovaného projektu jako celku, bez ohledu na to, jak se rozdělí celkový ekonomický efekt vytvářený projektem a jaký je původ vloženého kapitálu (vlastní kapitál investora, záůjční kapitál, veřejné finance apod.),
- hledisko celkového kapitálu, které představuje společný pohled vlastního kapitálu investora (investorů) a cizího, záůjčního kapitálu, kdy se do hodnocení zahrnují jen podnikatelské subjekty a daně ze zisku a z úrokových výnosů se odečítají jako nezbytná nákladová položka,
- hledisko investora, které vymezuje hodnocení z pohledu pouze vlastního kapitálu vloženého investorem, přičemž tímto subjektem může být:
 - podnikatelský subjekt, kdy efektivity projektu musí obstát v konkurenci s jinými podnikatelskými aktivitami (a tím se definuje očekávaný výnos vloženého kapitálu),

- nepodnikatelský subjekt jako např. domácnost, ale i obec, státní, rozpočtová, či jiná podobná instituce, kdy prostředky na financování projektu mají často v určité míře charakter veřejných financí a jejich vynaložení a očekávané ekonomické efekty jsou porovnávány s alternativním užitím prostředků v těchto rozpočtech.

Podívejme se na možnosti a omezení přístupu, který hodnotí projekt jako celek. Výhodou je, že získáme názor na efektivnost projektu jako celku, neboť budeme poměřovat nároky projektu z pohledu celkového vloženého kapitálu s veškerými (ekonomickými) efekty projektu, bez ohledu na jejich rozdělení a následné použití. Tedy např. i zaplacená daň je výnosem z realizace projektu, i když plyne do státního či jiného rozpočtu.

Nevýhodou je to, že efekt pro investora (čistý zisk popř. volný peněžní tok) je jen částí celkového efektu a tato část nemusí být pro konkrétního investora zajímavá. Může se tedy stát, že projekt jako celek je ekonomicky zajímavý, ale ne pro investora, takže se nakonec nemusí realizovat.

Je zřejmé, že hodnocení z pohledu projektu může velmi dobře posloužit v případě, že potřebuje vyhodnotit různé projekty a řešení právě z hlediska jejich celkových nároků a účinků. Pokud ale není projekt současně ekonomicky zajímavý pro investora, je na místě hledat nástroje a cesty různých podpor, které posunou projekt mezi zajímavé podnikatelské příležitosti.

Uvedený postup je vhodný i v případě, kdy efekty, přínosy projektu nejsou finančně vyjádřitelné, ale jsou v souladu s celospolečenským zájmem. Typickým případem jsou investice do energetických úspor, obnovitelných zdrojů, kde je vhodné nejprve podle hlediska projektu jako celku vybrat vhodné projekty a následně z hlediska investora stanovit míru podpory, která učiní projekt ekonomicky zajímavý.

1.2. Postup ekonomického hodnocení

Jaký by měl tedy být metodicky správný postup výpočtu? Vrátime-li se k výčtu zásad ekonomického hodnocení, zůstává nám jako jediná varianta výpočet diskontovaných budoucích hotovostních peněžních toků za dobu ekonomické životnosti projektu, s respektováním očekávaného vývoje jednotlivých nákladových výnosových (přesněji řečeno výdajových a příjmových) položek.

Čistý hotovostní tok finančních prostředků investora (cash flow) CF_t je dán vztahem:

kde jsou:

$$CF_t = V_t - N_{p,t} - N_{ú,t} - D_t - ZS_t - N_{iv,t} - S_{pl,t} + DOT_t \quad (1)$$

V příjmy (tržby, úspory) plynoucí z realizace hodnocené varianty,

N_p provozní výdaje zařízení (materiál, palivo, energie, voda, opravy a údržba, mzdy, pojištění a ostatní náklady včetně emisních poplatků),

N_u úroky placené z úvěrů,

D daň z příjmů investora, vypočtená podle vztahu:

$$D = d_z(V - N_p - N_{od} \pm P, O) \quad (2)$$

N_{od} odpisy (daňové) sledovaného zařízení,

P, O přípočitatelné (+) resp. odpočitatelné (-) položky při výpočtu základu daně z příjmů (např. poplatky a penále, nezahrnované do základu daně),

ZS jednorázové výdaje na pořízení nezb. zásob (např. náhradních dílů), hrazené obvykle v době výstavby,

S_{pl} úmor úvěrů v době splácení úvěrů,

N_{iv} investiční prostředky hrazené z vlastních zdrojů investora,

DOT příjmy z dotací (nevratných podpor)

d_z sazba daně z příjmů investora,

t jednotlivé roky hodnoceného období.

Počítáme-li efektivnost z pohledu reálného investora, měli bychom znát předpoklady o možných způsobech financování, a samozřejmě do výpočtu zahrneme i reálné důsledky zdanění. Přitom se nám může stát, že se doba hodnocení, za níž sčítáme ekonomické důsledky projektu, může i významně lišit od doby životnosti jednotlivých souborů majetku. Pak je vhodné zabývat se i případnými cykly obnovy těch částí a zařízení, které mají kratší dobu ekonomické životnosti než je doba hodnocení, porovnání.

Čistá současná hodnota (NPV)

Jak již bylo uvedeno, věcně správné kritérium ekonomického hodnocení je založeno na maximalizaci budoucích peněžních toků. S ohledem na cenu peněz v čase hotovostní toky generované realizovaným projektem v budoucnosti musíme převést na sčitatelnou hodnotu, což nejlépe provedeme výpočtem tzv. čisté současné hodnoty (NPV, Net Present Value) pomocí diskontování.

Principem diskontování je přepočtení různodobých peněžních veličin (čisté hotovosti generované projektem po zdanění v jednotlivých letech doby provozu projektu) k vhodně zvolenému okamžiku, kterým je obvykle počátek prvního roku provozu.

Čistá současná hodnota (NPV, Net Present Value) se vypočte podle vztahu:

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_z} CF_t \cdot (1 + r_n)^{-t} \quad (3)$$

kde

- CF_t rozdíl mezi inkasovanými příjmy (za prodej vlastní produkce a všechny ostatní příjmy – např. dotace) a zaplacenými výdaji v t-tém roce realizace projektu
- r_n nominální diskont (časová hodnota peněz, vážená cena kapitálu)
- T_z doba životnosti (hodnocení) projektu

Matematicky lze dojít ke třem základním výsledkům:

- $NPV > 0$ projekt lze doporučit k realizaci, výnos z projektu je vyšší než je cena kapitálu do něj vloženého
- $NPV = 0$ projekt je na hranici rentability
- $NPV < 0$ projekt není vhodné realizovat, neboť přináší menší výnos, než je požadováno

Pokud máme na výběr několik variant, vybíráme podle tohoto kritéria tu variantu, která má největší NPV.

V některých případech je však základní úlohou nikoliv stanovení hodnoty NPV, ale výpočet tzv. minimální ceny jednotky výstupu (produkce) generované posuzovaným projektem tak, aby investor měl ještě ekonomickou motivaci pro jeho realizaci. Investor se pak rozhoduje podle toho, zda má možnost této ceny na trhu s daným produktem dosáhnout, tj. zda jeho minimální cena je nižší nebo alespoň rovná maximální ceně, kterou je ochoten zákazník zaplatit. Pokud je jeho minimální cena vyšší než maximální cena z pohledu zákazníka, realizace daného projektu znamená pro investora ekonomickou ztrátu. Investor přichází o část výnosu, který by mohl získat jinou alternativní investicí.

Limitem, kdy je pro investora záměr ještě efektivní, je $NPV=0$. V tomto případě se současná hodnota příjmů projektu rovná současné hodnotě výdajů projektu. Investor pak inkasuje výnos z kapitálu vloženého do projektu, který je roven právě diskontu použitého pro výpočty NPV. $NPV=0$ tedy neznamená, že investor nerealizuje žádný výnos.

Cenu produkce z pohledu investora c_{min} lze vypočítat pomocí upraveného vztahu $NPV=0$:

$$\sum_{t=1}^{T_z} [c_{min t} \cdot Q_t + DOT_t] \cdot (1 + r_n)^{-t} = \sum_{t=1}^{T_z} V_t \cdot (1 + r_n)^{-t} \quad (4)$$

kde

- $c_{min t}$ minimální cena jednotky produkce v t-tém roce (např. [Kč/kWh])
- Q_t výše produkce v t-tém roce (např. MWh elektřiny, GJ tepla apod.)
- DOT_t výše (nevratné investiční) dotace v t-tém roce [Kč]
- V_t výdaje v t-tém roce [Kč]

Cena c_{min} tak představuje z pohledu investora minimální, pro něj akceptovatelnou cenu, za jím vyráběnou produkci. Pokud nebude schopen takovéto ceny dosáhnout, nebude mít ekonomickou motivaci daný projekt realizovat.

Ze vztahu (4) je zřejmé, že čím je vyšší dotace, tím je potřebná výše ceny produkce z pohledu investora nižší a naopak. Pokud je většina výdajů investora na začátku doby životnosti projektu (např. investiční výdaje na vybudování větrné elektrárny nebo výdaje na založení plantáže rychle rostoucích dřevin), pak je samozřejmě pro investora výhodnější investiční dotace. Provozní dotace jej naopak více motivuje k efektivnímu provozu zařízení.

Vnitřní výnosová míra

Dalším používaným kritériem pro hodnocení ekonomické efektivnosti investic je vnitřní výnosové procento, vnitřní úroková míra (Internal Rate of Return – IRR). Vnitřní výnosové procento je taková hodnota úrokové míry, která použita pro diskontování dává za dobu životnosti právě nulovou hodnotu diskontovaného toku hotovosti.

Jeho jistou výhodou je to, že jej lze interpretovat ve srovnání s úrokovou mírou, takže se často používá i pro porovnání projektů různé velikosti. Jeho nevýhodou je ale právě jeho relativní podstata, takže se nehodí pro srovnání investic, které se svojí velikostí značně odlišují. Další nevýhodou tohoto kritéria je, že jeho výpočet není matematicky vždy jednoznačný, popř. nemusí hodnota IRR vůbec existovat.

Platí následující vztah:

$$NPV_{Tz} = \sum_{t=1}^{T_z} CF_t \cdot (1 + IRR)^{-t} \stackrel{!}{=} 0 \quad (5)$$

$IRR \rightarrow \max$

Další kritéria

Mezi často užívaná kritéria hodnocení investic, patří doba návratnosti, resp. diskontovaná doba návratnosti. Kriteriaální podmínkou je zde co nejrychlejší splacení investice z budoucích výnosů za dobu T_s :

$$\sum_{t=1}^{T_s} CF_t - N_i = 0 \quad (6a)$$

$$\sum_{t=1}^{T_s} CF_t (1+r)^{-t} - N_i = 0 \quad (6b)$$

Doba T_s udává, kdy převáží tvorba finančních zdrojů nad jejich čerpáním. To ale vůbec neznamená, že za celou dobu životnosti bude efekt maximální. Chybou obou modifikací tohoto kritéria návratnosti je, že zanedbává všechny příjmy i výdaje po době splacení, čímž dochází k nežádoucí eliminaci variant s delší dobou životnosti, které často mají i delší dobu splatnosti. Navíc tato kritéria neumožňují určit, jakého výnosu (zhodnocení vloženého kapitálu) je možné realizací projektu dosáhnout. Ze všech těchto důvodů lze tato kritéria použít jen jako orientační pro porovnání variant jednoduchých projektů, které mají podobné technické řešení, se stejnou dobou životnosti a shodným způsobem financování.

V literatuře často citovaným ukazatelem jsou měrné výrobní náklady $n_{vr\phi}$ (levelised cost), které umožňují orientačně porovnat nákladovost jednotlivých způsobů výroby elektřiny:

$$n_{vr\phi} = \frac{a_T \cdot N_i + N_p}{W} \quad (7)$$

kde

- W velikost výroby elektřiny
- a_T časová poměrná annuita (zahrnuje poměrný odpis a poměrný anuitní úrok z vložených investic)
- N_i investiční výdaje
- N_p provozní náklady

Nevýhodou tohoto ukazatele je, že nerespektuje vliv daní, a hodnocení předpokládá stálé ceny.

2. Dva pohledy na cenu elektřiny a způsoby podpory

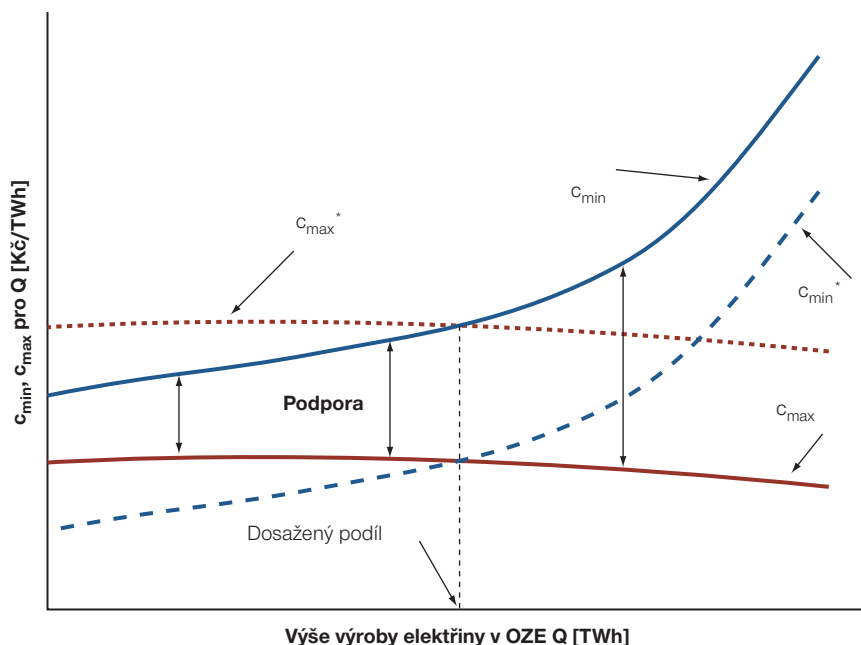
Na cenu energie z OZE (stejně tak jako na cenu jakéhokoliv produktu) existují dva základní pohledy: pohled investora (strana nabídky) a pohled kupujícího (strana poptávky).

Investor (provozovatel) se logicky snaží dosáhnout ceny za svoji produkci, která bude maximalizovat jeho finanční efekt. Základní motivací každého racionálního investora je dosáhnout alespoň takové ceny produkce c_{\min} , která mu spolu s dalšími výnosy (např. investiční či provozní dotací) zajistí jím požadované zhodnocení kapitálu vloženého do investice. Investor samozřejmě zvažuje i riziko investice (např. riziko výkyvu cen, riziko, že neprodá část produkce, technická rizika spojená s danou technologií apod.). Obecně platí, že čím je větší riziko daného typu podnikání, tím investoři logicky požadují i vyšší výnos ze svých investic (prémie za riziko).

Naopak spotřebitelé na neregulovaném trhu porovnávají investitorovu nabídku s alternativními možnostmi zajištění daného produktu (se stejnými kvalitativními parametry). V případě elektřiny z projektu na využití OZE odběratel porovnává tuto elektřinu s nabídkou elektřiny o stejných technických parametrech (diagram dodávky, spolehlivost apod.) na trhu s elektřinou. Odběratel je pak ochoten zaplatit maximálně takovou cenu za elektřinu c_{\max} , jaká je na trhu s elektřinou, a to při respektování technických parametrů dodávané elektřiny.

Projekty na využívání OZE nejsou velmi často za ryze tržních podmínek bez určité formy podpory konkurenceschopné vůči klasickým elektrárnám. Možný vztah mezi minimální cenou jednotky produkce (pohled investora) a maximální cenou produkce z pohledu kupujícího uvádí následující obrázek:

Obr. 1: Vztah mezi cenou elektřiny z pohledu investora a kupujícího



S rostoucí výrobou elektřiny z OZE obecně roste i cena c_{\min} , které chce investor dosáhnout, aby měl zajištěno jím požadované zhodnocení z vloženého kapitálu. Je to způsobeno tím, že při rostoucí výrobě je nutné využívat méně vhodné lokality (např. lokality s nižší rychlostí větru v případě větrných elektráren) nebo realizovat projekty s vyššími náklady (např. z důvodu nutnosti využívat dražší zdroje biomasy) atd. Průběh křivky c_{\max} je opačný, což je způsobeno tím, že rostoucí výroba elektřiny z OZE vytěsňuje z výroby nejdříve nejdražší „klasické“ zdroje pro výrobu elektřiny a postupně i efektivnější (levnější) zdroje.

Pokud je tak odběratel ochoten zaplatit méně, než kolik je potřebné k tomu, aby investice byla ekonomicky efektivní, tj. $c_{\min} > c_{\max}$, mohou nastat dvě základní situace. Investor buď svůj záměr na projekt využívající OZE nerealizuje (neboť není pro něj ekonomicky výhodný), nebo stát podpoří určitou regulací (podporou pro využití OZE) projekt tak, aby záměr byl pro investora ekonomicky efektivní, resp. aby odběratel měl ekonomickou motivaci (nebo právní povinnost) produkci z OZE nakupovat. Samozřejmě pak existuje ještě případ, kdy i odběratel záměrně nakupuje např. dražší elektřinu vyráběnou na bázi OZE. Jedná se zpravidla o vyjádření ekologického postoje (např. v případě domácností speciální „zelené“ tarify) nebo i o propagaci ekologického chování odběratelů.

Cena c_{\min} , která pro investora znamená limit, pod který by neměl jít, aby projekt pro něj zůstal ekonomicky efektivní, se vypočítá z podmínky NPV=0. Je to tedy cena, pro kterou je čistá současná hodnota projektu za dobu životnosti rovna nule. Investor pak pro takto vypočtenou cenu dosahuje výnosu z vloženého kapitálu ve výši diskontu použitého pro výpočet čisté současné hodnoty. Zjednodušeně řečeno, pokud např. je použit diskont rovný 7 %, znamená to, že investor má z investice do daného projektu (např. na využití OZE) stejný výnos, jako by měl v případě, že by stejnou částku investoval např. do dlouhodobého finančního produktu.

Cena c_{\min} investorovi umožňuje porovnat cenu produkce s alternativními dodávkami na trhu. Pokud je takovéto ocenění vyšší než je tržní cena, investor, pokud má na realizaci projektu zájem, musí hledat možnosti, jak snížit výdaje či jak si obstarat výhodnější financování projektu. Na druhou stranu takto vypočtená cena produkce je i základním podkladem pro porovnání výhodnosti projektů na bázi využívání různých OZE a stanovení míry podpory ze strany státu.

Pro ocenění produkce ze strany nakupujícího se v principu použije ocenění alternativními možnostmi dodávek na daném trhu. Při výkupu elektřiny vyráběné na bázi OZE se uplatní hlediska jako:

- napěťová hladina,
- tvar diagramu dodávky, sezónnost,
- podmínky připojení zdroje do ES, zejména způsob úhrady nákladů spojených s připojením,
- technické parametry zdroje ovlivňující kvalitu dodávané elektřiny (zabezpečení smluvních dodávek, regulovatelnost výkonu, schopnost zdroje poskytovat podpůrné služby).

Pokud je minimální cena jednotky produkce (křivka c_{\min}) za tržních podmínek vyšší, než je maximální cena, kterou jsou kupující ochotni zaplatit (křivka c_{\max}), pro realizaci určité výše produkce (např. určitou výši výroby elektřiny na bázi OZE) je nutné změnit vzájemnou polohu těchto křivek určitou formou podpory. V principu existují dvě skupiny opatření. První skupina je zaměřena na snížení minimální ceny jednotky produkce z pohledu investora. Druhou skupinu pak tvoří opatření, která pro ty, co elektřinu kupují, „zdrazují“ alternativní možnosti obstarání elektřiny na trhu s elektřinou.

Mezi opatření, která snižují cenu c_{\min} z pohledu investora, mj. patří:

- nevratné dotace investičních výdajů (různé státní fondy a podpůrné programy),
- daňová zvýhodnění (např. daňové prázdny na daň z příjmu, daň z nemovitostí a pozemků apod.) a celní úlevy,
- zvýhodněné úvěry prostřednictvím různých státních fondů a podpůrných programů,
- financování výzkumu a vývoje zařízení, technologií a demonstračních projektů ze zdrojů nehraných investorem – jde o nepřímou podporu snižující především riziko výrobců a zprostředkované i ceny dodávaných zařízení),
- přímá podpora výkupních cen jejich zvýšením nebo formou příplatku vázaného na velikost výroby (např. zelený bonus uplatňovaný v ČR),
- prodej „zelených“ certifikátů v kombinaci s povinností pro stanovený subjekt (např. obchodníky s elektřinou) vykazovat stanovené množství nakoupených certifikátů.

Všechna opatření z této skupiny buď snižují výdaje investora (např. investiční dotace) nebo navyšují jeho příjmy (zelený bonus). Protože investor nehradí všechny náklady, resp. jsou mu navýšeny příjmy, pro dosažení požadovaného výnosu z vloženého kapitálu mu pak stačí nižší cena za jeho produkci, než by byla cena bez této podpory. Dochází tak k pomyslnému posunutí křivky c_{\min} na obrázku 1 směrem dolů (do polohy c_{\min}^*).

Mezi opatření, která naopak zvyšují cenu c_{\max} , kterou je kupující ochoten zaplatit, patří:

- povinnost výkupu elektřiny z OZE spolu se stanovením výkupní ceny, která je z pohledu vykupujícího subjektu vyšší, než cena, za kterou by si jinak mohl elektřinu na trhu opatřit,
- povinné kvóty odběru určitého procenta elektřiny vyrobené na bázi OZE,
- informační kampaně propagující nákup elektřiny z obnovitelných zdrojů spolu s možností odběratelů dobrovolně se rozhodnout pro spotřebu elektřiny z určitých (ekologicky výhodnějších) zdrojů,
- zvýšení nákladů stávajících („klasických“) zdrojů např. formou speciálních poplatků či daní (např. ekologické daně uvalené na spotřebu fosilních paliv, resp. na emise CO_2),
- emisní povolenky na emise CO_2 . Pokud musí provozovatel elektrárny na fosilní paliva (např. na uhlí) dokupovat emisní povolenky, znamená to zvýšení nákladů na výrobu elektřiny a následně i zvýšení ceny elektřiny.

Opatření z této skupiny vedou k tomu, že křivka c_{\max} na obrázku 1 se posouvá směrem nahoru do pozice c_{\max}^* .

Je zřejmé, že všechny typy podpor směřují k ovlivnění pozice křivek c_{\min} (křivka nabídky) a c_{\max} (křivka poptávky) tak, aby došlo k jejich průniku. V praxi to znamená, že se podpoří příjmy investora (např. zeleným bonusem), resp. se pokryje část jeho výdajů (např. investiční dotací) nebo se zvýší (např. zavedením ekologických daní) cena elektřiny z klasických zdrojů tak, aby elektřina z OZE byla konkurenceschopná.

Závěry, které platí pro podpory využití OZE pro výrobu elektřiny, v principu platí i pro užití OZE pro výrobu tepla, a to i přes to, že na rozdíl od elektřiny má teplo lokální charakter a neexistuje jednotný trh tepla. Ale i v případě tepla se musí investor zajímat o to, jaká je jeho minimální cena, která mu při daném rozsahu dodávek tepla zajistí požadovaný výnos z vloženého kapitálu. Takto vypočtenou cenu tepla pak porovnává s konkurenčními možnostmi dodávky tepla, resp. způsoby zajištění dodávek tepla pro spotřebitele. Minimální cena tepla se opět, stejně jako v případě výroby elektřiny, dá ovlivnit především tím, že část nákladů je investorovi pokryta z jiných zdrojů. Obecně si lze představit i příplatek (analogii zeleného bonusu) za dodávku tepla z OZE. Ovšem nalezení mechanismu tvorby prostředků na jeho krytí by bylo v praxi mnohem komplikovanější, než je tomu v případě elektřiny. Konkurenceschopnost OZE pro výrobu tepla samozřejmě podporuje i navýšení ceny tepla vyráběného z fosilních paliv např. ekologickou daní uvalenou na tato paliva.

3. Základní vstupy do ekonomického hodnocení projektů a specifika ekonomického hodnocení projektů na využití OZE

Jak již bylo uvedeno, pro ekonomické hodnocení projektu je třeba sestavit jeho ekonomický model, který odráží všechny příjmy a výdaje spojené s realizací projektu. Hodnocení je založeno na výpočtu hotovostních toků jako rozdílů mezi příjmy a výdaji v jednotlivých letech existence projektu. Z hotovostních toků CF_t je pak diskontováním spočtena jejich čistá současná hodnota – NPV.

Pro výpočet hotovostních toků v jednotlivých letech realizace projektu jsou zapotřebí následující vstupy:

Investiční výdaje

Investiční výdaje jsou vynakládány typicky na počátku realizace projektu. V některých případech jsou však realizovány i dílčí investice v průběhu doby životnosti projektu pro obnovu nebo rekonstrukci technologických částí projektu, které mají kratší dobu životnosti než má celý projekt. Typicky se může jednat např. o elektronický řídicí systém. Investiční výdaje lze dále členit do následujících okruhů:

- Výdaje na samotnou technologii (např. na technologii větrné elektrárny).
- Výdaje na stavební část (např. na základy větrných elektráren, vodní dílo ve vazbě na malou vodní elektrárnu, budovy pro umístění technologie a další stavby související s daným zařízením – např. skládka biomasy apod.).
- Výdaje na související investice. Typicky jde např. o vybudování přístupových komunikací, zařízení stavenišť.
- Výdaje na připojení k síti. Zejména v případě odlehlých zařízení (příkladem mohou být větrné elektrárny) se může jednat o podstatnou položku.
- Výdaje na likvidaci zařízení po skončení doby životnosti. Jde o výdaje, které jsou nedílně spjaty s realizovaným projektem, často jsou však při ekonomickém hodnocení chybně opomíjeny.

Provozní výdaje v jednotlivých letech doby provozu

Typickými položkami provozních výdajů jsou:

- Výdaje na palivo (např. nakupovanou biomasu) a další nakupované energie (např. elektřina pro vlastní spotřebu zařízení).
- Výdaje na opravy a údržbu zařízení. Tyto výdaje lze obvykle odvodit jako procento z investičních výdajů.
- Výdaje na pracovní sílu. U projektů na využití OZE pro výrobu elektřiny jsou tyto výdaje zpravidla relativně malé, často se jedná o zařízení bez stálé obsluhy.
- Výdaje na leasing. Tato položka přichází do úvahy v případech, kdy část nebo celé zařízení je pořízeno na leasing a je postupně spláceno prostřednictvím leasingových plateb.
- Ostatní provozní výdaje. Jde o výdaje související s realizací a provozováním zařízení. Zpravidla se jedná o různé režijní náklady typu administrativních výdajů, poplatky za telefony a jiné služby.
- Ostatní finanční výdaje. Jde o platby nájemného za pozemky, pojištění zařízení (tato položka je významná např. v případě větrných elektráren), daně z pozemků a nemovitostí apod.

Výdaje související s financováním projektu

Jedná se o úmor přijatých úvěrů a úrokové platby dle platebních kalendářů úvěrů. Do financování projektu patří i předpoklady o poskytnutých investičních nebo provozních dotacích.

Pro výpočet NPV projektu z pohledu investora jsou dále zapotřebí následující údaje:

- Předpoklady o vývoji cen jednotlivých výdajových položek. Hodnocení z pohledu investora odráží reálné podmínky za kterých je projekt uskutečněn, tj. včetně cenového vývoje jednotlivých položek výdajů. Při stanovení odhadu cenového vývoje se často dělá chyba v tom, že se použije jednotný koeficient (např. odhad inflace) na všechny výdajové položky. Ty však mohou mít často různý vývoj – příkladem může být růst výdajů na pracovní sílu nebo na pořízení paliv a energií (včetně např. biomasy), kde lze očekávat jiné tempo růstu než je obecná inflace¹⁾.
- Předpoklady vývoje příjmových položek. Zde hrají roli především ceny, za jaké je produkce realizována a velikost produkce – např. výroba elektřiny v jednotlivých letech doby provozu. U tempa růstu příjmových položek je třeba vždy pečlivě zvažovat reálnost nastaveného tempa růstu. Příliš optimistické předpoklady o tempu růstu ceny, za kterou je produkce prodávána, vedou k neadekvátním závěrům o ekonomické efektivnosti projektu.
- Stanovení doby životnosti projektu (doby, za kterou je prováděno hodnocení projektu). Jde o předpokládanou dobu, po kterou bude projekt v provozu a zpravidla odráží předpokládanou dobu životnosti klíčových komponent zařízení do jejich obnovy.
- Určení hodnoty diskontu. Diskont je použit při výpočtu NPV pro přepočtení různodobých peněžních toků ke stejnému časovému okamžiku a vyjadřuje časovou hodnotu peněz (tzv. opportunity cost). Z hlediska investora diskont definuje míru výnosu z vloženého kapitálu, kterou chce investor dosáhnout.

1) Někdy se cenový růst jednotlivých položek výdajů a příjmů projektu zanedbává a hodnocení je provedeno v tzv. stálých cenách. Problémem takového způsobu výpočtu ekonomické efektivnosti však je to, že neodpovídá skutečným podmínkám, za kterých je projekt realizován. Investor realizuje příjmy v nominální hodnotě daného roku, současně pak hradí i své závazky v nominálních hodnotách. Kromě toho, že výpočet ve stálých cenách nerespektuje pokles kupní síly peněžních prostředků odpovídajících odpisům a nadhodnocuje účinek odpisů na snížení daně z příjmů, může dojít k chybám i tehdy, je-li např. vývoj cen jednotlivých druhů paliv a forem energie výrazně odlišný, nebo se odlišuje od vývoje ostatních položek provozních výdajů. Výpočet ve stálých cenách lze tedy použít jen jako orientační ukazatel, pro účely vzájemného srovnávání jednotlivých akcí, opatření. Je-li úkolem zjistit skutečný (tj. nominální) ekonomický přínos z realizace akcí, opatření, variant pro konkrétního investora, musíme použít výpočet v běžných, nominálních cenách.

V hodnotě diskontu se odráží riziko daného druhu podnikání. Platí obecné pravidlo, že čím je daný typ podnikání rizikovější, tím je i vyšší hodnota diskontu. Vyšší hodnota diskontu znamená vyšší očekávaný výnos, který kompenzuje vyšší rizika projektu. Čím je vyšší hodnota diskontu, tím je i nižší váha časově vzdálenějších (a nejistějších) toků hotovosti. U rizikovějších projektů pak mají rozhodující význam první roky po uvedení projektu do provozu.

Rizika, která se promítají do hodnoty diskontu, lze rozdělit do několika kategorií. Jednak jde o rizika, která jsou spjata se zvolenou technologií, použitou pro daný projekt. Rizikem je zde především volba nevhodné technologie, poruchovost apod. Tento typ rizik lze do značné míry eliminovat správnou přípravou projektů a volbou ověřených technologií a dodavatelů.

Dalším typem rizika jsou rizika vyplývající z přírodních vlivů. Může se jednat o extrémní výkyvy počasí ohrožující vlastní existenci zařízení (např. záplavy, sesuvy půdy, vichřice apod.). Mezi rizika přírodních vlivů patří i výkyvy počasí ovlivňující výši výroby elektřiny např. z vodních či větrných elektráren. Příkladem zde mohou být roky 2002 a 2003. Rok 2002 byl rok katastrofálních záplav, které na mnoha místech poničily malé vodní elektrárny, naopak následující rok byl srážkově výrazně podnormální, což negativně ovlivnilo výši výroby elektřiny.

Velmi důležitými jsou obchodní rizika odrážející míru konkurence na daném trhu, legislativu ovlivňující daný typ podnikání apod. V neposlední řadě mezi rizika ovlivňující hodnotu diskontu patří i rizika vztahující se na ekonomiku daného státu jako celku (politická rizika, rizika vyplývající z potenciální nestability politického a ekonomického systému).

Při stanovení adekvátní výše diskontu pro hodnocení projektů využívajících OZE pro výrobu elektřiny je třeba respektovat platný právní rámec podpor. Pokud má investor např. zaručeno, že stanovený subjekt má za povinnost odkoupit jím vyrobenou elektřinu za předem danou cenu, významně to snižuje riziko podnikání oproti jiným neregulovaným odvětvím. To se pak odráží i ve vyšší diskontu použitého pro hodnocení.

3.1 Citlivostní analýza

Při výpočtech ekonomické efektivity se vliv rizika zachycuje pomocí citlivostní analýzy. Riziko se ve výpočtech projevuje buď odlišným než předpokládaným vývojem jednotlivých položek investičních a provozních výdajů nebo odchylkami příjmů od předpokládaných hodnot. Jiný než předpokládaný vývoj příjmů může obecně nastat z titulu změn ve výši výroby nebo změn v cenách, za které se produkce realizuje.

Citlivostní analýza, zpravidla se provádí tzv. jednoparametrická citlivostní analýza, testuje vliv změny jednoho ze vstupů do výpočtu ekonomické efektivity na výslednou veličinu – např. hodnotu NPV, vyšší minimální ceny jednotky produkce apod. Ostatní vstupní parametry jsou zafixovány na původních hodnotách.

Typicky prováděnými citlivostními analýzami u projektů zaměřených na využívání OZE pro výrobu elektřiny jsou:

- NPV na změně investičních nákladů
- NPV na vybraných položkách provozních výdajů (např. na ceně nakupované biomasy)
- NPV na diskontu (vyjadřuje vliv očekávaného zhodnocení vloženého kapitálu na efektivity projektu)
- NPV na výši výroby elektřiny (ročním využití instalovaného výkonu)
- Minimální cena elektřiny na diskontu
- Minimální cena elektřiny na výši výroby elektřiny (ročním využití instalovaného výkonu)

Možných citlivostních analýz je samozřejmě více a jejich výběr vždy záleží na konkrétním případě hodnoceného projektu.

Citlivostní analýza umožňuje tomu, kdo provádí ekonomické hodnocení projektu a rozhoduje o jeho realizaci, posoudit jak případné změny v předpokladech (ekonomických parametrech hodnocených projektů) ovlivňují ekonomickou efektivity.

4. Modelové příklady výpočtu ekonomické efektivity

Pro demonstraci výpočtu ekonomické efektivity projektu na využití OZE byly vybrány modelové projekty větrné elektrárny a bioplynové stanice.

4.1. Vyhodnocení projektu větrné elektrárny

Zadání projektu			
Instalovaný výkon:	2 MW	Roční nárůst provozních nákladů	2,5 %
Roční využití instalovaného výkonu:	1 800 hodin	Roční růst výkupních cen	2 %
Roční výroba elektřiny:	3 600 MWh	Diskont (vážená hodnota kapitálu)	7 %
Investiční výdaje:	73 mil. Kč	Sazba daně z příjmu	24 %
Provozní výdaje:	3 % z investic ročně	Daňové prázdny (dáno předpisy)	5 let
Doba životnosti:	20 let	Výchozí výkupní cena	2,45 Kč/kWh

Výpočet hotovostních toků

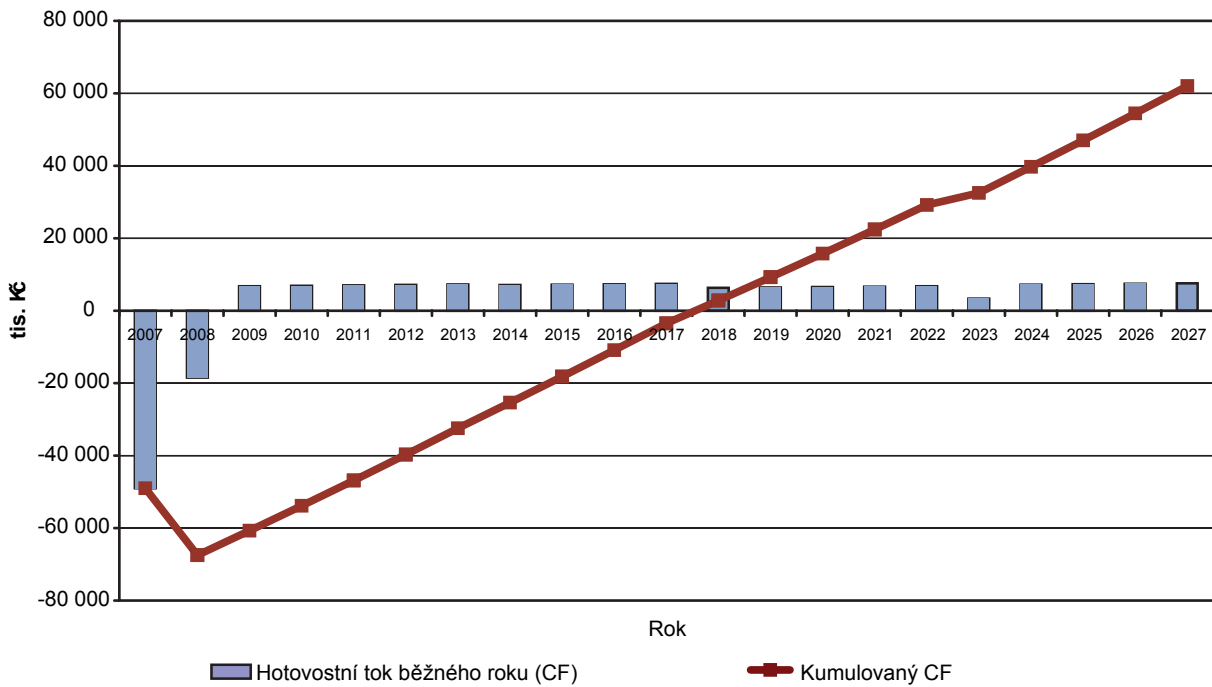
Rok		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2027
Výnosy	za elektřinu	0	7 350	8 996	9 176	9 359	9 547	9 737	9 932	12 848
	prodej úspor CO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ostatní výnosy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Celkem	0	7 350	8 996	9 176	9 359	9 547	9 737	9 932	12 848
Náklady	Provozní výdaje	0	1 825	2 245	2 301	2 358	2 417	2 478	2 540	3 501
	Z toho za palivo a elektřinu	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Odpisy daňové (celkem)	0	3 464	6 929	6 929	6 929	6 929	6 118	6 118	1 934
	Provozní úroky	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Celkem	0	5 289	9 174	9 230	9 287	9 346	8 596	8 658	5 435
Zisk	Základ daně	0	2 060	-178	-54	72	200	1 142	1 275	7 413
	Daň z příjmů	0	0	0	0	0	0	0	306	1 779
	Rozdíl	0	2 060	-178	-54	72	200	1 142	969	5 634
Investice celkem	49 000	24 000	0	0	0	0	0	0	0	0
Dotace	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investiční úroky	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Čerpání úvěru	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Úmor úvěru	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hotovostní tok běžného roku (CF)		-49 000	-18 475	6 751	6 875	7 001	7 129	7 260	7 087	7 568
Kumulovaný CF		-49 000	-67 475	-60 724	-53 849	-46 848	-39 719	-32 460	-25 373	62 029
Odúročitel		1,070	1,000	0,935	0,873	0,816	0,763	0,713	0,666	0,277
Diskontovaný CF		-52 430	-18 475	6 309	6 005	5 715	5 439	5 176	4 722	2 093
Kumulovaný diskontovaný CF		-52 430	-70 905	-64 596	-58 591	-52 876	-47 437	-42 261	-37 539	0

Ukazatelé ekonomické efektivity			
Čistá současná hodnota	0,00	tis. Kč	NPV
Vnitřní výnosové procento	7,00 %		IRR
Doba splacení (prostá)	11	let	T _s
Doba splacení (diskontovaná)	> T _z	let	T _{sd}
Rok hodnocení	2008		
Doba životnosti (hodnocení)	20	let	
Diskont	7,00 %		

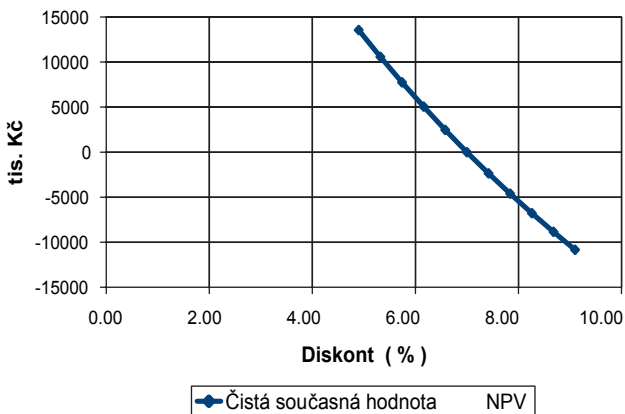
Vyhodnocení

Minimální cena elektřiny z podmínky NPV=0 výpočtem v programu EFEKT vychází na 2,45 Kč/kWh v prvním roce provozu, za předpokladu jejího 2% každoročního růstu. Prostá návratnost vložených investic je pro tento případ 11 let. Výše tzv. zeleného bonusu (příplatku k tržní ceně elektřiny) podle zákona 180/2005 Sb. by pro tento zdroj byla cca 2 Kč/kWh, tedy podstatně vyšší, než u jiných druhů OZE. Důvodem je nízká zaručenost dodávky, neboť kolísání výkonu větrné elektrárny je nutno vyrovnávat, regulovat s pomocí jiných elektráren. Náklady na regulaci odchylek výrazně snižují hodnotu větrné elektřiny, a to cca na polovinu ceny silové elektřiny, dodávané z klasických elektráren, jejichž provoz není v zásadě ovlivněn momentálními přírodními podmínkami.

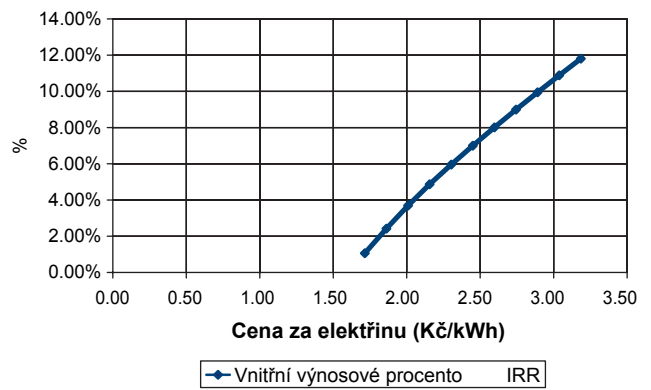
Průběh hotovostních toků investora



Citlivostní analýza NPV na diskontu



Citlivostní analýza IRR na ceně elektřiny



4.2. Vyhodnocení projektu bioplynové stanice

Zadání projektu	
Produkce bioplynu	3 000 m ³ /den
Instalovaný výkon	284 kW _{el}
Roční využití instalovaného výkonu:	7 500 hodin
Roční výroba elektřiny:	2 130 MWh
Investiční výdaje:	41 mil. Kč
Provozní výdaje (bez vstupních surovin):	5 % z investic ročně
Doba životnosti:	20 let

Provoz bioplynové stanice vyžaduje vstupní surovinu – biomasu. Její získání může být další ekonomickou zátěží projektu, pokud není její množství z vlastních zdrojů dostatečné. Naopak zbytky ze zplyňování je možné využít v zemědělské činnosti, což může přinášet dodatečné efekty v úspoře vlastních nákladů nebo v podobě příjmů z jejich prodeje.

Bioplynová stanice může dodávat nejen elektřinu, ale i teplo. Možnosti jeho využití popř. i prodeje jsou ale omezené, neboť tato zařízení nebývají umístěna v dosahu větších sídel a využití tepla se omezuje spíše na vlastní objekty. Předpokládáme-li využití (prodej) cca 30 % vyrobeného tepla, tedy asi 3 000 GJ za cenu 200 Kč/GJ, vychází minimální cena elektřiny z podmínky NPV=0 na 2,38 Kč/kWh v prvním roce provozu, opět za předpokladu jejího 2% každoročního růstu. Prostá návratnost vložených investic je pro tento případ 11 let.

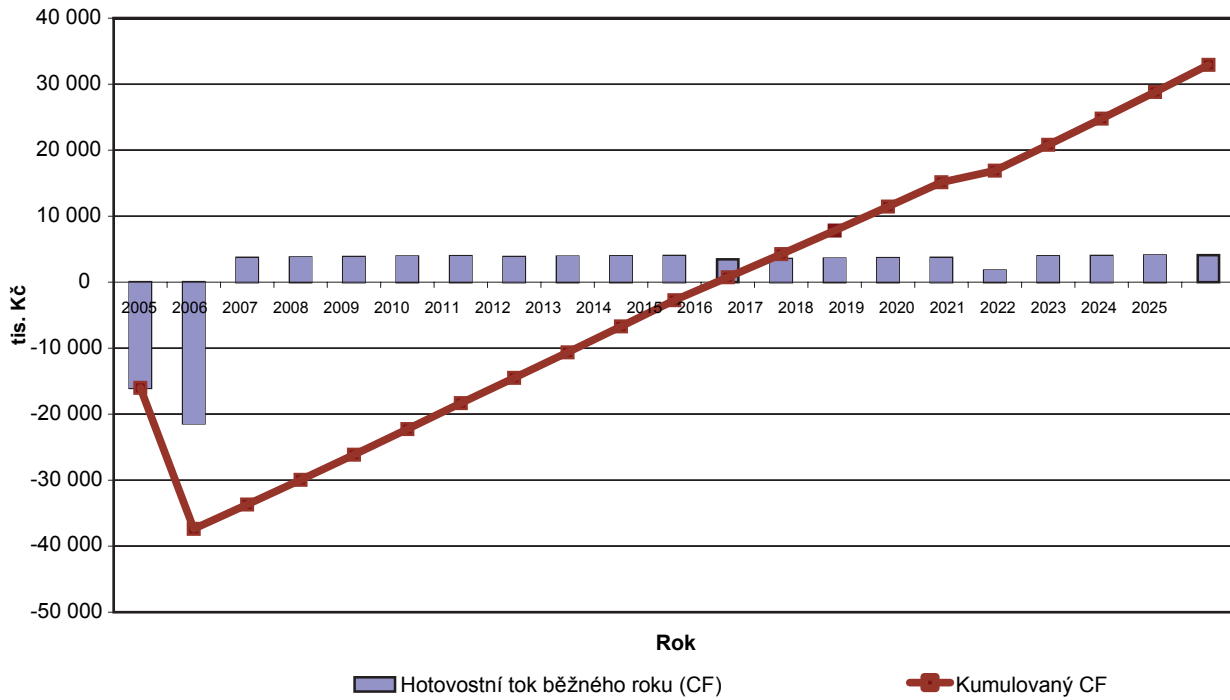
Výpočet hotovostních toků

Rok	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2025	
Výnosy	elektřina	0	5 072	5 173	5 276	5 382	5 490	5 599	5 711	5 826	5 942	7 388
	teplo	0	600	612	624	637	649	662	676	689	703	874
	prodej úspor CO ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Celkem	0	5 672	5 785	5 901	6 019	6 139	6 262	6 387	6 515	6 645	8 262
Náklady	Provozní výdaje	0	2 050	2 101	2 154	2 208	2 263	2 319	2 377	2 437	2 498	3 277
	Z toho za palivo – biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Odpisy daňové (celkem)	0	1 835	3 670	3 670	3 670	3 670	3 215	3 215	3 215	3 215	1 297
	Provozní úroky	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Celkem	0	3 885	5 772	5 824	5 878	5 933	5 534	5 592	5 652	5 712	4 574
	Zisk	0	1 786	13	77	141	206	728	795	863	933	3 689
Základ daně	0	1 786	13	77	141	206	728	795	863	933	3 689	
Daň z příjmů	0	0	0	0	0	0	0	191	207	224	885	
Rozdíl	0	1 786	13	77	141	206	728	604	656	709	2 803	
Investice celkem	16 000	25 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Dotace	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Investiční úroky	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Čerpání úvěru	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Úmor úvěru	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Hotovostní tok běžného roku (CF)	-16 000	-21 378	3 684	3 747	3 811	3 876	3 942	3 819	3 871	3 924	4 100	
Kumulovaný CF	-16 000	-37 378	-33 695	-29 948	-26 137	-22 260	-18 318	-14 499	-10 628	-6 705	32 923	
Odúročitel	1,070	1,000	0,935	0,873	0,816	0,763	0,713	0,666	0,623	0,582	0,277	
Diskontovaný CF	-17 120	-21 378	3 443	3 273	3 111	2 957	2 811	2 545	2 411	2 284	1 134	
Kumulovaný diskont. CF	-17 120	-38 498	-35 056	-31 783	-28 672	-25 715	-22 904	-20 359	-17 949	-15 665	0	

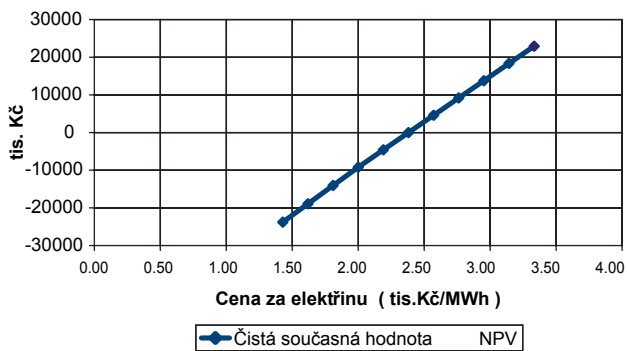
Ukazatelé ekonomické efektivity			
Čistá současná hodnota	0,00	tis. Kč	NPV
Vnitřní výnosové procento	7,00 %		IRR
Doba splacení (prostá)	11	let	Ts
Doba splacení (diskontovaná)	> Tž	let	Tsd
Rok hodnocení	2006		
Doba životnosti (hodnocení)	20	let	
Diskont	7,00 %		

Bez využití tepla je minimální cena 2,66 Kč/MWh. Podobně nepříznivě se projeví i nižší využití zařízení – jeho pokles na 6500 hod zvýší minimální cenu elektřiny na 2,75 Kč/kWh. V případě, že by bylo nutno doplnit cca 1/3 vstupní biomasy jejím nákupem (např. travní senáž při ceně 700 Kč/t), zvýší se provozní náklady o cca 1 mil. Kč ročně a minimální cena elektřiny vzroste až na hodnotu 2,9 Kč/kWh.

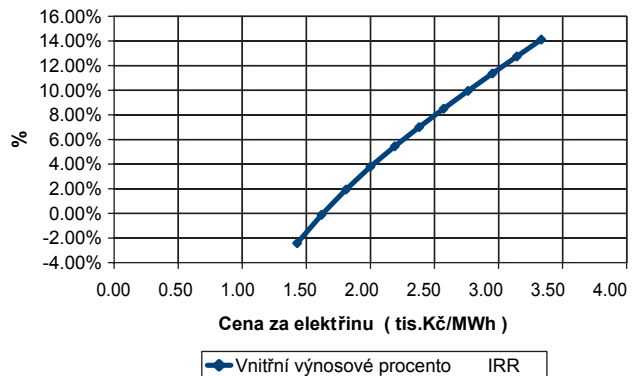
Průběh hotovostních toků investora



Citlivostní analýza NPV na diskontu



Citlivostní analýza IRR na ceně elektřiny



5. Vybrané technicko-ekonomické parametry projektů pro využití jednotlivých druhů OZE

Technicko ekonomické parametry jednotlivých technologií jsou velmi různorodé. Projekty na využívání jednotlivých druhů OZE se liší výší investičních a provozních nákladů, velikostí výroby elektřiny, dobou životnosti apod. Velké rozdíly v těchto parametrech však mohou existovat i mezi různými projekty na využívání určitého druhu OZE. Je to dáno především tím, že parametry projektů jsou do značné míry ovlivňovány konkrétními podmínkami v místě realizace projektu. Projekty se často velmi výrazně liší náklady na připojení zdroje k síti, některé projekty vyžadují vybudování přístupových komunikací, infrastruktury apod.

Obdobně existuje velký rozptyl v ročním využití instalovaného výkonu, které je základním ukazatelem pro výpočet výše vyrobené elektřiny. Roční využití instalovaného výkonu je dáno jak charakterem zdroje (např. roční využití v případě fotovoltaických článků), tak i konkrétními podmínkami lokality, ve které je projekt realizován. Příkladem může být rozptyl hodnot využití u větrných elektráren, kde tento ukazatel je dán větrnými podmínkami lokality.

V neposlední řadě roční využití ovlivňuje i zvolená technologie a velikost instalovaného výkonu. Ve statistikách o výrobě elektřiny z malých vodních elektráren se dá např. vyčíst, že v některých případech roční využití dosahuje neobvykle vysokých hodnot, vyšších než 7000 hodin. To ale nemusí být dáno výhodnými podmínkami lokality, ale třeba tím, že v dané lokalitě bylo instalováno zařízení s malým instalovaným výkonem, menším, než by odpovídalo podmínkám lokality. Pak je dosaženo sice vysoké využití, výroba elektřiny je ale výrazně menší, než by mohla být v případě instalování zařízení s vyšším výkonem.

Rozdíly mezi měrnými investičními náklady a provozními náklady jednotlivých technologií pro využívání OZE pak nevyhnutelně způsobují významné rozdíly v nákladech výroby elektřiny a v minimální ceně elektřiny. Pokud je záměrem podporovat rozvoj všech druhů OZE, vede to nevyhnutelně k různým výkupním cenám elektřiny – pokud je podpora realizována formou garantované výkupní ceny.

Jak již bylo uvedeno, i projekty založené na využívání stejného druhu OZE se mohou, a to i významně, lišit v nákladech na jejich realizaci. Základní technologie sice bývá standardizovaná, rozdíly v nákladech však způsobují konkrétní podmínky realizace projektu v dané lokalitě. Z těchto důvodů je třeba přistupovat s určitou opatrností k údajům o měrných investičních (ale i provozních) nákladech určitých technologií. Zejména je třeba si vždy ujasnit, zda prezentované hodnoty zahrnují náklady pouze na technologickou část zdroje, nebo zda obsahují i náklady na stavební část a infrastrukturu.

V dalším textu je uvedena rekapitulace hodnot technicko ekonomických parametrů jednotlivých typů zdrojů na využití OZE. Tyto hodnoty je třeba chápat jako typické hodnoty, které se však v konkrétních podmínkách mohou, někdy i významně, lišit.

Typické hodnoty investičních nákladů a ročního využití instalovaného výkonu, které jsou uvažovány v podmínkách ČR pro stanovení výkupních cen elektřiny z OZE, uvádí příloha č. 3 vyhlášky ERÚ č. 475/2005 Sb., která je jednou z prováděcích vyhlášek zákona 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie.

Malé vodní elektrárny

Malé vodní elektrárny (MVE) jsou typickým reprezentantem zdroje na bázi OZE, kde je rozptyl technicko ekonomických parametrů velký. Velký rozptyl měrných investičních nákladů vyplývá jednak z konkrétních podmínek lokality, ale i z faktu, že v mnoha případech se jedná o obnovu či rekonstrukci MVE v původní lokalitě.

Dle zahraničních pramenů se investiční náklady pohybují v následujícím rozmezí – údaje v tis. EUR/kW.

MVE	malé MVE do 100–200 kW	střední MVE 200kW–1 MW	velké nad 10 MW
Modernizace	1000–2000	1000–2000
Rekonstrukce	1500–3000	1200–2200
Nové MVE	5000–8000	4000–5500	2000–4000

V ČR jsou investiční náklady konkrétních projektů nových velkých MVE značné, neboť jde skoro výhradně o projekty v nové lokalitě, kde dosud žádné vodní dílo nebylo. Ve srovnání s tím jsou měrné investice projektů dílčí nebo i úplné rekonstrukce MVE nižší (často velmi významně), neboť lze často využít dřívější, i když třeba zanedbané stavební části, nebo i některá zařízení. Měrné investiční náklady malých MVE výkonů řádu desítek kW ve zcela nových lokalitách jsou pochopitelně i v ČR vysoké, výrazně vyšší, než u výkonů v řádu jednotek MW.

Provozní náklady se pohybují v rozmezí cca 1,5–3 % z investic ročně (údržba, opravy, ale i pojištění majetku, režie). V případě modernizací či rekonstrukcí menšího rozsahu se provozní náklady pohybují v absolutně stejné výši jako v případě zcela nových MVE, relativní výše ve vazbě na investiční náklady je samozřejmě vyšší. U nových elektráren jsou provozní náklady pro větší MVE spíše při dolní hranici rozpětí relativních nákladů, pro MVE menších výkonů naopak spíše u vyšší hranice.

V podmínkách ČR je obvyklou hodnotou roční využití v rozmezí cca 3000–4500 hod, u tzv. „velkých“ MVE (instalovaný výkon v řádu MW) na větších dostatečně vodnatých řekách i více – cca 5000–6000 h/r.

Doba životnosti MVE je oproti jiným technologiím na využití OZE delší. Vyhláška ERÚ 475/2005 Sb. předpokládá dobu životnosti 30 let. Tuto dobu lze však považovat spíše za spodní hranici doby, po kterou nejsou nutné zásadní investice do obnovy zařízení.

Větrné elektrárny

Měrné investiční náklady dle zahraničních pramenů již několik let klesají, mj. díky vývoji technologie a růstu jednotkových výkonů. Nyní se instalují jednotky řádu 1–2 MW, dříve běžné jednotkové výkony 500–700 kW se prakticky neprojektují.

Současná úroveň investičních nákladů se pohybuje typicky do 1100 EUR/kW_{inst}²⁾. Tyto investiční náklady obsahují nejen ceny vlastní turbíny, ale i ostatní části investičních nákladů (jako je stavební část, elektroinstalace apod.). Měrné investiční náklady navíc mají tendenci klesat (resp. alespoň nerůst). S postupem technického vývoje navíc stoupá i účinnost výroby elektřiny, to znamená, že při stejném instalovaném výkonu se vyrobí více elektřiny.

Pokud do investičních nákladů započítáme i náklady na připojení a další související náklady investice (např. přístupové komunikace apod.) mohou investiční náklady v podmínkách ČR dosahovat až 35–38 tisíc Kč na instalovaný kW. Vzhledem k tomu, že technologická část, která tvoří dominantní část nákladů, je dovážena a hrazena v Eurech, postupné posilování koruny snižuje velikost investičních nákladů. Měrné investiční náklady na instalovaný kW navíc silně ovlivňuje to, v jakém rozsahu je projekt realizován.

Obecně platí, že výstavba pouze několika málo „vrtulí“ v dané lokalitě povede k vyšším měrným investicím, než realizace rozsáhlé větrné farmy, kdy dochází k rozložení společných nákladů (náklady na připojení, náklady související s vybudováním přístupu a infrastruktury).

Provozní náklady větrné elektrárny tvoří typicky 20–25 % celkových diskontovaných nákladů. Nejdůležitějšími položkami provozních nákladů jsou pojištění zařízení, běžná údržba, náhradní díly a náklady na opravy. Provozní náklady díky významnému podílu nákladů na opravu a údržbu včetně náhradních dílů nejsou v průběhu životnosti konstantní, ale postupně narůstají.

Roční využití instalovaného výkonu (tedy výše výroby elektřiny pro daný instalovaný výkon) je klíčovým parametrem výpočtů ekonomické efektivnosti větrných elektráren. Hodnota využití je pro každý projekt individuální a je daná větrnými podmínkami dané lokality.

Vyhláška ERÚ 475/2005 předpokládá jako typické hodnoty ročního využití v dobrých lokalitách cca 1800–1900 hodin ročně. V případě některých lokalit je možné očekávat i vyšší hodnoty, přesahující 2000 hodin za rok. Počet takových lokalit je však v ČR velmi omezený. Předpokládaná doba životnosti větrné elektrárny je 20 let.

Zdroje na využití bioplynu, skládkového a kalového plynu

U těchto technologií se zpravidla jedná o zařízení menšího instalovaného výkonu – typicky několik stovek kW, maximálně jednotky MW.

U projektů na využití skládkového plynu a kalového plynu (z čistíren odpadních vod) se zpravidla jedná o instalování technologie (kogenerační jednotky) do již existující infrastruktury. Investiční náklady se pohybují okolo 50 tisíc Kč/kW (viz vyhláška ERÚ 475/2005 Sb.). Rozdíly mezi náklady jednotlivých projektů mohou být způsobeny i tím, zda je za odebraný plyn nutné platit nebo zda je plyn využíván bezplatně.

Provozní náklady tohoto typu zařízení lze odhadnout v rozmezí cca 4–5 % z investičních nákladů (bez uvažování nákladů na bioplyn).

Roční doba využití je u těchto zařízení vysoká a pohybuje se typicky v rozmezí 7000 až 8000 hodin. Vysoké využití je dáno kontinuální produkcí bioplynu a snahou maximalizovat výrobu elektřiny. Ekonomiku projektů silně ovlivňuje to, zda je využití pro vznikající teplo (např. pro technologické účely na čistírnách odpadních vod).

Zařízení na využití bioplynu mají typicky významně vyšší náklady než předchozí dva typy zařízení. Je to dáno mj. nutností výstavby bioplynové stanice pro výrobu bioplynu. Měrné investiční náklady pak mohou dosahovat až 150 tisíc Kč/kW (viz vyhláška ERÚ 475/2005 Sb.).

Ekonomiku projektů na využití bioplynu rovněž ovlivňuje, zda za zpracovávanou biomasu (různé druhy biologicky rozložitelných odpadů) je třeba platit (resp. zda jsou s jejím pořízením spojeny nějaké náklady) nebo zda naopak je příjem odpadů pro zpracování spojen s platbou ze strany producenta odpadů. Bioplynové stanice mohou zpracovávat široké spektrum odpadů např. ze zemědělské výroby, kdy náklady na vstupující surovinu jsou v podstatě pouze náklady na manipulaci a event. skladování. Naopak např. při zpracování trávy v bioplynových stanicích je třeba započítat náklady na posekání, zpracování, přepravu a skladování travní hmoty (pokud je obhospodařování luk a produkce trávy v režii provozovatele zařízení).

Roční využití bioplynových stanic je podobně jako v případě zdrojů na využití skládkového a kalového plynu vysoké a dosahuje 7000 a více hodin za rok. Předpokládaná doba životnosti zařízení na využití skládkového a kalového plynu je 15 let, u zařízení na využití bioplynu pak 20 let.

2 Renewable Energy World 7–8/2004

Fotovoltaika

Zdroje využívající fotovoltaické panely pro přímou výrobu elektřiny ze slunečního záření patří v současné době mezi investičně nejnákladnější zdroje. I přes pokles cen technologie v posledních letech dosahují měrné investiční náklady 135 tis. Kč/kW (i výše). Výše investičních nákladů je ovlivněna i náklady na instalaci, které se mohou i velmi významně lišit např. podle toho, zda fotovoltaické panely jsou dodatečně instalovány na stávající budovy nebo jsou součástí projektu výstavby nové budovy apod.

Provozní náklady jsou na rozdíl od investičních nákladů malé a zahrnují především náklady na opravy a údržby, event. revize elektroinstalace a pojištění zařízení. Výši těchto nákladů lze odhadnout na max. 1–1,5 % z investičních nákladů.

Výše výroby elektřiny je ovlivněna především zeměpisnou šířkou místa, v kterém je projekt realizován. V podmínkách ČR dosahuje roční využití cca 900–1050 hodin.

Důsledkem kombinace vysokých měrných investičních nákladů a malého ročního využití instalovaného výkonu je pak minimální cena elektřiny, která je podstatně vyšší, než u jakéhokoliv dalšího druhu OZE. Za předpokladu výše uvedených technicko ekonomických údajů se pak minimální cena fotovoltaické elektřiny pohybuje v úrovni více než 13 Kč/kWh, což je 5–6x více než u jiných OZE.

Zařízení na spalování biomasy

Vyhláška ERÚ 475/2005 pracuje s předpokladem investičních nákladů ve výši 50 tisíc Kč/kW. Investiční náklady jsou dány konkrétním technickým řešením zdroje (výroba pouze elektřiny, kogenerace, použitá technologie spalování ve vazbě na používanou biomasu apod.).

Kritickými faktory ovlivňujícími ekonomickou efektivnost tohoto typu zdrojů jsou:

- Možnost racionálního využití vznikajícího tepla např. pro technologické účely nebo pro vytápění.
- Zajištění dodávek biomasy a stabilita ceny dodávané biomasy.

Biomasa používaná pro výrobu elektřiny (a event. i tepla) má různé podoby, jedná se jak o zbytky z průmyslu zpracování dřeva, lesní zbytky, cíleně pěstovanou biomasu, ale i zbytky ze zemědělské výroby (sláma, pazdeří apod.). Trh s biomasou vhodnou pro energetické účely má v současné době v ČR silně lokální charakter. Ceny biomasy se pohybují v širokém rozpětí od cca 40–50 Kč/GJ do cca 80–100 Kč/GJ. V případě cíleně pěstované biomasy lze předpokládat ceny biomasy ve výši nejméně 100 Kč/GJ a výše. Cenu biomasy významným způsobem ovlivňují i dopravní vzdálenosti.

Specifickým způsobem využití pevné biomasy pro výrobu elektřiny (a event. i tepla) je její společné spalování ve směsi s fosilním palivem – uhlím. V tomto případě nedochází k výstavbě nového zdroje, ale využívá se stávajícího zdroje včetně jeho infrastruktury. Typickými zdroji, kde ke spoluspalování dochází, jsou fluidní kotle větších výkonů. Investiční náklady vyvolané společným spalováním jsou relativně malé a zahrnují pořízení skladovacích prostor, úpravy v systému dodávky a přepravy paliva a zařízení pro měření spotřebované biomasy. Ekonomiku výroby této zelené elektřiny pozitivně ovlivňuje fakt, že se jedná o relativně velké zdroje a množství spalované biomasy se pohybuje typicky v řádu desítek tisíc tun ročně. Investiční náklady jsou tak rozptýleny do větší výroby a jejich váha ve vícenákladech je tak malá.

Rozhodujícími vícenáklady u společného spalování biomasy a uhlí je rozdíl v ceně základního paliva (energetického uhlí) a v ceně biomasy. U každého zdroje je tento rozdíl poněkud jiný, což je vyvoláno různými cenami energetického uhlí pro jednotlivé zdroje (včetně dopravy) a různými cenami biomasy dostupné v lokalitách zdrojů, u kterých dochází ke spoluspalování.

Ekonomiku společného spalování biomasy a uhlí dále ovlivňuje cena emisních povolenek na CO₂, neboť společné spalování biomasy a uhlí probíhá ve zdrojích zahrnutých pod Národní alokační plán. Použití biomasy pro výrobu elektřiny místo uhlí znamená přímou úsporu příslušné části emisních povolenek.

Geotermální energie

V podmínkách ČR se jedná o poměrně ojedinělé projekty vázané na konkrétní lokalitu. Základním ekonomickým omezením tohoto typu projektů jsou náklady spojené s hlubinnými vrty pro získání geotermální energie. Z principu tohoto druhu OZE vyplývá, že by se mělo využívat především nízkopotenciálního tepla pro vytápění a výroba elektřiny by měla být pouze doplňkovým využitím.

Vyhláška ERÚ 475/2005 předpokládá investiční náklady tohoto typu zdroje až na úrovni 275 tis. Kč/kW_e, což silně ovlivňuje ekonomiku výroby elektřiny i v lokalitě s možností racionálního využití tepla.

6. Vývoj podpor OZE v ČR

Systém podpor pro využívání OZE se dá z pohledu situace v ČR rozdělit do několika základních oblastí:

- podpory cíleného pěstování biomasy pro energetické účely,
- podpory využití OZE pro výrobu elektřiny a/nebo tepla v podobě investičních dotací a zvýhodněných úvěrů (včetně podpor do slunečních kolektorů, tepelných čerpadel apod.),
- podpory využití OZE pro výrobu elektřiny,
- podpory formou daňových úlev (nižší sazba DPH, osvobození od daně z příjmů)
- jiné způsoby podpory (např. připravovaná podpora využití biopaliv apod.).

V dalším textu se budeme zabývat pouze podporou projektů na výrobu elektřiny a/nebo tepla.

Základní rámec pro výkup elektřiny vyráběné na bázi OZE definoval teprve „energetický“ zákon 458/2000 Sb. Do té doby nebyla podpora OZE v zásadě legislativně upravena. Výrobci elektřiny na bázi OZE tak museli vyjednávat podmínky výkupu elektřiny vždy s příslušnou distribuční společností, na jejímž území se projekt realizoval.

Mezi základní zásady zákona 458/2000 Sb. patřilo zejména právo zdrojů vyrábějících elektřinu na bázi OZE na přednostní připojení k síti, právo na přednostní přenos a distribuci této elektřiny a elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla a povinnost provozovatele distribuční soustavy vykupovat elektřinu vyráběnou z OZE, resp. z kombinované výroby elektřiny a tepla. Na druhou stranu zákon 458/2000 Sb. nestanovil ani míru ani způsob podpory elektřiny vyráběné na bázi OZE, resp. vyráběné v kombinované výrobě elektřiny a tepla.

Do počátku roku 2002 tak výroba elektřiny z OZE nebyla systematicky podporována, k dispozici byly pouze nenárokové investiční dotace nebo zvýhodněné půjčky z fondů ČEA, resp. SFŽP. Výkupní cena elektřiny z OZE se pohybovala do počátku roku 2002 max. na úrovni 1–1,20 Kč/kWh, což bez jiné formy podpory umožňovalo realizovat nejvýše projekty typu méně rozsáhlých rekonstrukcí již dříve existujících malých vodních elektráren.

ČEA orientovala podporu především do oblasti energetických auditů, úspor energie v oblasti domácností a průmyslu, optimalizace dodávek tepla a v neposlední řadě na vyšší využívání OZE (jak pro výrobu elektřiny, tak i pro výrobu tepla). V oblasti OZE byla podpora zaměřena především na rekonstrukce malých vodních elektráren. Podpora měla obvykle podobu nevratné investiční dotace. Následující tabulka uvádí přehled podpor z fondů ČEA do oblasti využívání OZE včetně toho, jaký podíl podpory OZE tvořily z celkových podpor.

Tab. 1 – Podpora využívání OZE z fondů ČEA (ČEA 2000–2004) dle VZ ČEA

Rok	2000	2001	2002	2003	2004
Celkový počet všech podpořených projektů z fondů ČEA	850	529	501	299	236
Celková poskytnutá dotace [mil Kč]	220	97,5	83	102	101
Celkový počet podpořených projektů na využití OZE	26	19	21	18	8
Dotace projektů na využití OZE celkem [mil Kč]	16,5	9,1	11,3	13,9	6,5

Obdobně i SFŽP v období 2000–2003 poskytoval v rámci svých programů nevratné investiční dotace a zvýhodněné půjčky na projekty využívající OZE. Celková výše dotací SFŽP do projektů z oblasti OZE byla v tomto období je uvedena v tab. 2.

Tab. 2 – Dotace z prostředků SFŽP do oblasti OZE

Rok	2000	2001	2002	2003
Dotace do projektů z oblasti OZE celkem [mil Kč]	332/*	192	275	334

/* včetně zvýhodněných půjček

Od počátku roku 2002 došlo k zásadní změně v oblasti podpory využití OZE pro výrobu elektřiny. Cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu (ERÚ) č. 1/2002 byly pro rok 2002 stanoveny minimální výkupní ceny elektřiny vyráběné na bázi OZE, a to ve výši: 2,5 Kč/kWh z biomasy, 3,0 Kč/kWh z větrné energie, 1,5 Kč/kWh z malých vodních elektráren pod 10 MW_p, 6,0 Kč/kWh ze sluneční energie, 3,0 Kč/kWh z geotermální energie, 2,5 Kč/kWh z bioplynu.

Pro stanovení výkupních cen byly použity výpočty minimální ceny elektřiny z pohledu investora na základě modelových propočtů projektů využívajících jednotlivé typy OZE za předpokladu plného financování z vlastních zdrojů a pro nominální diskont ve výši 7 %.

Energetický regulační úřad pokračoval v této strategii i v dalších letech a vyhlášoval minimální výkupní ceny elektřiny na další rok příslušným cenovým rozhodnutím. V průběhu období 2002–2005, kdy byl tento přístup uplatňován, docházelo k dílčím úpravám výkupních cen pro nové zdroje s tím, že pro zdroje uvedené do provozu v předchozím období zůstala zachována původní výkupní cena. Současně došlo k dílčím změnám i ve struktuře vyhlášených cen, např. došlo k rozčlenění kategorie bioplyn na dílčí kategorie a vyčlenění tzv. spoluspalování biomasy do samostatné kategorie.

Provozovatelé zdrojů elektřiny na bázi OZE navíc dostávali příplatek za tzv. decentrální výrobu, např. v roce 2005 tento příplatek činil 27 Kč/MWh, resp. 64 Kč/MWh při dodávce elektřiny do sítě vn, resp. nn. V tomto příplatku se zohledňovaly zejména úspory ztrát elektřiny díky tomu, že zdroje na bázi OZE připojené na nižší napěťové úrovni šetří – ve srovnání s dodávkou elektřiny z velkých systémových elektráren – část ztrát elektřiny vznikající v přenosové a distribuční síti.

Ani po roce 2002, kdy došlo k výraznému zvýšení výkupních cen elektřiny z OZE, nedocházelo k očekávanému rychlému rozvoji užití OZE pro výrobu elektřiny (s částečnou výjimkou spoluspalování biomasy ve směsi s uhlím ve velkých elektrárnách a teplárenských blocích). Příčinou nebyly samotné výkupní ceny, ale fakt, že cenový výměr s výkupními cenami byl vyhlašován pouze na jeden rok dopředu. Základním limitujícím faktem tak byla absence systémové legislativní úpravy podpory využití OZE, která by definovala transparentní a dlouhodobě platná pravidla pro investice do této oblasti. Vyhlašování výkupních cen formou cenových rozhodnutí ERÚ platných pouze jeden rok tak nevytvářelo stabilní podmínky pro investory a mj. blokovalo přístup k bankovním úvěrům.

V oblasti využití OZE pro výrobu tepla byla a i po přijetí zákona 180/2005 Sb. je situace komplikovanější a v podstatě se na systematické řešení teprve čeká. To vyplývá především z faktu, že na rozdíl od elektrické energie, kde existuje celostátní trh, je trh s teplem vždy lokální záležitostí v rámci daného systému centralizovaného zásobování teplem (CZT). Zákon 458/2000 Sb. tuto situaci víceméně neřeší, pouze stanoví povinnost výkupu tepla z OZE s tím, že vícenáklady vyplývající z užití OZE nesmějí být přenášeny na spotřebitele tepla.

Za podporu výroby tepla z kogenerace lze považovat zvýhodnění vykupované elektřiny z kogenerace, kdy se za elektřinu ze zdrojů s instalovaným výkonem do 1 MW_e dostává podle cenového rozhodnutí ERÚ 10/2005 platného na rok 2006 od provozovatele distribuční nebo přenosové soustavy, kam je zdroj připojen, příplatek 580 Kč/MWh vyrobené elektřiny. Zdroje s instalovaným výkonem mezi 1–5 MW_e získávají příplatek 500 Kč/MWh, větší zdroje pak příplatek pouze 45 Kč/MWh. Kombinuje se zde tak podpora nejen společné výroby elektřiny a tepla, ale i podpora menších decentralizovaných zdrojů.

Do oblasti podpory OZE pro výrobu elektřiny a/nebo tepla patří také podpory pro cílené pěstování biomasy pro energetické účely, neboť tyto dotace ovlivňují cenu používané biomasy. Cíleně pěstovanou biomasu pro energetické účely lze rozdělit do dvou základních kategorií:

- rychle rostoucí dřeviny,
- energetické byliny.

Zakládání produkčních plantáží rychle rostoucích dřevin (RRD) pro energetické účely a reprodukčních porostů RRD bylo podporováno od roku 2000 v rámci vládního nařízení č. 505/2000 o podpůrných programech mimoprodukčních funkcí zemědělství, udržování krajiny a méně příznivých oblastí. V roce 2004 došlo v ČR ke změně způsobu podpory zakládání výmladkových plantáží RRD i matečnic (dle nařízení vlády ČR č. 308/2004 Sb. řešícího zalesňování zemědělské půdy, resp. její dočasné využití pro produkční a reprodukční plantáže RRD pro energetické účely) v souvislosti se zásadní úpravou způsobu finančních podpor zemědělství tak, aby bylo možno čerpat podporu ze strukturálních fondů EU – programu HRDP. Na založení matečnic (reprodukčního porostu) je v případě dodržení podmínek možno získat jednorázovou dotaci 75 tis. Kč/ha a na založení výmladkové plantáže RRD (produkčního porostu) 60 tis. Kč/ha. Základním faktorem limitujícím rychlejší rozvoj plantáží RRD je však požadavek doložení vlastnictví pozemku nebo nájemní smlouvy na dobu alespoň 15 let. Např. v roce 2003 bylo založeno pouze cca 10 ha produkčních plantáží RRD.

Obdobně je podporováno pěstování energetických bylin, podpora dosahuje úrovně 2000 Kč/ha ročně. Celková výměra takto podporované energetické biomasy dosáhla v roce 2004 cca 1000 ha, přičemž dominantní roli (cca 940 ha) má speciální odrůda šťovíku.

Ve vazbě na zákon 180/2005 Sb. a prováděcí vyhlášku ERÚ 475/2005 Sb. byly cenovým rozhodnutím 8/2006 stanoveny výkupní ceny elektřiny pro jednotlivé druhy OZE:

Tab. 3 – Výkupní ceny elektřiny z OZE platné pro rok 2007 (pro nové zdroje)

Druh obnovitelného zdroje	Minimální výkupní ceny v Kč/kWh	Zelený bonus Kč/kWh
Malé vodní elektrárny v nových lokalitách	2,39 *)	1,34
Výroba elektřiny spalováním skládkového plynu, kalového plynu a důlního plynu z uzavřených dolů	2,27	1,15
Výroba elektřiny spalováním bioplynu v bioplynových stanicích	3,04	1,92
Výroba elektřiny ve větrných elektrárnách	2,46	1,95
Výroba elektřiny využitím geotermální energie	4,50	3,51
Výroba elektřiny využitím slunečního záření	13,46	12,75

*) Výkupní cena elektřiny z MVE může být stanovena jako dvoutarifová – 3,80 Kč/kWh v pásmu vysokého tarifu a 1,685 Kč/kWh v pásmu nízkého tarifu.

Výkupní ceny pro zdroje uvedené do provozu před 1. 1. 2007 jsou stanoveny samostatně a odrážejí výši výkupní ceny platné v okamžiku jejího vyhlášení v letech 2002–2006 a jsou upravovány o vliv inflace.

7. Zákon 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie

7.1. Základní zásady zákona

V srpnu 2005 definitivně vstoupil v platnost dlouho připravovaný zákon o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie. Původní verze zákona byla vládou připravena na podzim 2003. V průběhu jednání v Poslanecké sněmovně došlo k zásadním změnám obsahu zákona. Kromě toho, že byl změněn původně navrhovaný způsob podpory výroby elektřiny z OZE, došlo mj. i k vypuštění celé jedné části zákona, která se týkala podpory využití OZE pro výrobu tepla.

Zákon 180/2005 Sb. upravuje práva a povinnosti subjektů na trhu elektřiny z OZE a systémově řeší způsob podpory elektřiny z OZE. Jedním ze základních deklarovaných cílů zákona je vytvořit podmínky pro naplnění indikativního cíle podílu elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny v České republice ve výši 8 % k roku 2010 (ke kterému se zavázala ČR v přístupové dohodě k EU) a vytvořit podmínky pro další zvyšování tohoto podílu po roce 2010.

Zákon na podporu OZE zavádí dvě možnosti podpory výroby elektřiny z OZE – podporu formou výkupních (pevných) cen a formou zelených bonusů. Výrobce má právo si vždy k 1. 1. vybrat jednu z těchto možností. V prvním případě jsou provozovatelé přenosové soustavy a distribučních soustav povinni vykupovat veškerou elektřinu, na kterou se podpora vztahuje, a tuto elektřinu použít na krytí ztrát (ve skutečnosti jde jen o obchodní fikci). Součástí této povinnosti je i převzetí odpovědnosti za odchylku. Ve druhém případě si výrobce musí najít sám odběratele pro svoji elektřinu, uzavřít s ním smlouvy a vyřešit otázku odchylek. Provozovatelé přenosové a distribučních soustav mu pak poskytují příplatek (zelený bonus) k tržní ceně za každou vyrobenou kWh.

Výjimkou ze zásady možnosti volby mezi výkupní cenou a zeleným bonusem je společné spalování palivových směsí biomasy a fosilního paliva, kdy je podpora realizována pouze formou zeleného bonusu.

Mezi základní zásady zákona 180/2005 Sb. patří:

- Podpora je podle zákona poskytována na elektřinu vyráběnou z obnovitelných zdrojů energie, jimiž se pro účely zákona rozumí energie větru, energie slunečního záření, geotermální energie, energie vody, energie půdy, energie vzduchu, energie biomasy, energie skládkového plynu, energie kalového plynu a energie bioplynu.
- Podporována je i elektřina, která je vyráběna na bázi užití OZE pro vlastní spotřebu a není dodávána do sítě.
- Provozovatelé přenosové a distribučních soustav jsou povinni přednostně připojit zdroj vyrábějící elektřinu na bázi OZE a současně jsou povinni vykupovat všechnu elektřinu z OZE, na kterou se vztahuje podpora.
- Výkupní ceny a zelené bonusy stanovuje vždy na rok dopředu ERÚ. Zákon hovoří o tom, že výkupní ceny a zelené bonusy mají být nastaveny tak, aby byly vytvořeny podmínky pro dosažení indikativního cíle podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny ve výši 8 % v roce 2010.
- Zafixování výše podpory – výkupní ceny, která platí od okamžiku uvedení zdroje do provozu na dobu 15 let. Výkupní cena je současně každoročně upravována (navyšována) o index cen průmyslových výrobců. Zákon tak zavádí princip časové matice, kdy ceny vyhlášené na další rok jsou platné pro zdroje nově uváděné do provozu, kdežto dříve vyhlášené ceny zůstávají v platnosti a jsou pouze upravované o index cen průmyslových výrobců.
- Zajištění návratnosti investic – zákon požaduje, aby výkupní ceny byly stanoveny tak, aby zajišťovaly (alespoň) patnáctiletou dobu návratnosti investice.
- Zajištění stabilního prostředí pro investory v průběhu přípravy investice – zákon stanoví, že meziroční pokles výkupní ceny (která je však platná pouze pro nové zdroje), může být maximálně 5%. Toto ustanovení je pro investory důležité zejména v případech, kdy příprava projektů může trvat delší dobu. Eliminuje se tak riziko skokové změny nastavených podmínek.
- Diferenciace výkupních cen elektřiny vyrobené na bázi užití biomasy dle typů biomasy s tím, že zákon explicitně stanoví ekonomické zvýhodnění cíleně pěstované biomasy.
- Zdroje, které byly uvedeny do provozu před účinností zákona, mají zafixovanou výkupní cenu ve výši roku 2005, s tím, že ve výkupní ceně bude zohledňován index cen průmyslových výrobců.

Zákon 180/2005 Sb. současně předpokládá diferenciaci výkupních cen podle druhu použitého OZE. I když o tom zákon explicitně nehovoří, logika zákona je taková, že se předpokládá nastavení výše podpory (výkupních cen a zelených bonusů) tak, aby investice do různých druhů OZE byly pro investory stejně výhodné. Předpokládá se tedy souběžný rozvoj všech druhů OZE bez jejich limitování, což logicky vede k různým výkupním cenám jednotlivých druhů OZE v závislosti na jejich nákladovosti. Zákon předpokládá, že elektřina z OZE je provozovateli přenosové a distribučních soustav vykupována na krytí ztrát. Vícenáklady za elektřinu z OZE jsou promítány do cen elektřiny pro koncové odběratele pomocí speciální položky, jejíž výše činí pro rok 2006 28,26 Kč/MWh (+DPH). Na krytí vícenákladů se tak podílejí všichni spotřebitelé a to úměrně svoji spotřebě elektřiny.

Zákon 180/2005 Sb. explicitně neřeší způsoby financování projektů na využití OZE pro výrobu elektřiny. Z dikce zákona lze ale dovodit, že základním (a vlastně jediným) způsobem podpory jsou výkupní ceny a zelené bonusy. Protože v oblasti užití OZE pro výrobu elektřiny neexistuje jiná nároková podpora, výkupní ceny elektřiny z OZE tak jsou nastaveny s předpokladem, že jiný způsob podpory (kromě osvobození od daně z příjmu) není. To však současně naopak znamená, že pokud jsou výkupní ceny nastaveny tak, aby byly pro investora dostatečně ekonomicky atraktivní, neměly by tyto projekty dostávat další podporu např. formou investičních dotací z veřejných prostředků.

7.2. Způsob stanovení výkupních cen a zelených bonusů

Zákon 180/2005 Sb. ve svých ustanoveních explicitně neřeší jakým způsobem (jakou metodikou) mají být výkupní ceny a zelené bonusy stanoveny. Obsahuje pouze obecné ustanovení, že mají být nastaveny tak, aby se vytvořily podmínky pro splnění indikativního cíle k roku 2010 a byla zajištěna patnáctiletá návratnost investic.

Způsob nastavení výkupních cen a zelených bonusů poněkud blíže specifikuje prováděcí vyhláška ERÚ č. 475/2005 Sb., která říká, že předpokladem zajištění patnáctileté doby návratnosti je splnění technicko ekonomických ukazatelů projektů na využití jednotlivých druhů OZE uvedených v příloze č. 3 této vyhlášky. Při splnění této podmínky je pak zajištěno, že investoři dosáhnou:

- přiměřené míry výnosnosti vloženého kapitálu za dobu životnosti zdroje (která je pro každý typ OZE uvedena v příloze č. 3 této vyhlášky),
- nezáporné velikosti čisté současné hodnoty toku hotovosti po zdanění za celou dobu životnosti výroben elektřiny, při využití diskontní míry ve výši průměrného váženého nákladu kapitálu.

Díky vyhlášky tak znamená, že ERÚ pro stanovení výkupních cen používá metodiku minimálních cen jednotky produkce založenou na analýze hotovostních toků generovaných projektem. Tento přístup by měl zaručit přiměřený výnos z vloženého kapitálu, který respektuje rizika daného způsobu podnikání.

7.3. Výkupní ceny versus zelené bonusy

Jak již bylo uvedeno, výrobce elektřiny z OZE si může na každý rok zvolit, zda nabídne elektřinu k povinnému výkupu za výkupní cenu, či zda si sám najde zákazníka pro svoji elektřinu a bude u provozovatele přenosové resp. distribuční soustavy nárokovat zelený bonus.

Podpora (pevnou) výkupní cenou méně vyhovuje požadavkům na přizpůsobení výroby na bázi OZE konkurenčním podmínkám a potřebám provozu elektrizační soustavy. Investor vlastně v tomto případě nemá žádnou motivaci pro technické řešení zdroje a jeho provozování, které by co nejvíce odpovídalo potřebám soustavy. Investor v takovém případě má jistotu prodeje v každém případě bez ohledu na potřebu soustavy v neširším smyslu. Významná část podnikatelských rizik tak přechází na provozovatele distribučních soustav a přenosové soustavy. Oproti tomu v režimu zelených bonusů si výrobce sám musí najít kupce na svoji elektřinu a smluvně s ním řešit otázku odchylek. Elektřinu pak prodává za tržní, s odběratelem sjednanou cenu. Proto je režim zelených bonusů spojen s vyšším rizikem z pohledu výrobce. Na druhou stranu je provozovatel více motivován dodávat elektřinu podle potřeb soustavy a minimalizovat odchylku skutečně dodávané elektřiny od smluvního ujednání.

Povinnost fixovat výši podpory na 15 let platí pouze pro režim výkupních cen. Zelené bonusy teoreticky mohou být pro všechny typy OZE vyhlášovány každoročně libovolně. Protože však provozovatel zdroje má vždy možnost si na daný rok zvolit jeden z těchto dvou režimů podpory, musí i výše zelených bonusů korespondovat s výší výkupních cen a současně musí zohledňovat i vyšší riziko režimu zelených bonusů.

Výkupní ceny elektřiny jsou v principu stanoveny na základě výpočtů minimálních cen elektřiny pro jednotlivé druhy OZE, tzn. z kritériální podmínky $NPV=0$ pro „typické“ projekty užití daného druhu OZE. Výnos z kapitálu (a jeho návratnost) je pak definován výší diskontu použitého pro výpočet čisté současné hodnoty projektů (NPV).

Režim zelených bonusů předpokládá, že provozovatel zařízení prodává elektřinu za tržní cenu zákazníkovi, s kterým má uzavřenou smlouvu o dodávce elektřiny. Dalším jeho příjmem je zelený bonus hrazený provozovatelem přenosové resp. distribuční soustavy. Pokud by měly režimy podpory výkupními cenami a zelenými bonusy pro provozovatele stejné riziko, zelený bonus by představoval prostý dopočet mezi tržní cenou elektřiny z daného druhu OZE a výkupní cenou.

Jak již bylo uvedeno, jde především o rozdíl v obchodním riziku mezi režimem výkupních cen a zelených bonusů. Je třeba si uvědomit, že v režimu výkupních cen má provozovatel „jistý“ celý příjem, kdežto v případě zelených bonusů je „jistá“ pouze část celkových příjmů definovaná výší zelených bonusů. Různé druhy OZE pak mají různý podíl „nezaručených“ příjmů (tržní cena) na celkových příjmech projektu (tržní cena + zelený bonus), což se pak odráží v různé míře rizika. Obecně platí, že čím je podíl tržní ceny na celkových výnosech vyšší, tím je vyšší i riziko pro výrobce.

Při ekonomickém hodnocení projektů platí obecné pravidlo, že vyšší hodnota rizika je při výpočtech NPV jako základního ukazatele ekonomické efektivity projektů respektována vyšší hodnotou diskontu. To znamená, že při výpočtu zelených bonusů je třeba nejprve odhadnout zvýšení rizika pro daný druh OZE v režimu zelených bonusů a pak pro něj vypočítat novou minimální cenu elektřiny. Zelený bonus pro daný druh OZE se pak spočítá jako rozdíl mezi minimální cenou vypočtenou pro vyšší diskont a tržní cenou elektřiny pro daný druh OZE.

Důsledkem použití vyššího diskontu (navýšení diskontu lze odhadnout cca ve výši 0,5–1,5 % podle typu OZE) je pak navýšení minimální ceny použité pro výpočet zeleného bonusu např. u malých vodních elektráren o 12–15 % nebo u větrných elektráren o 3–5 % apod.

Výše uvedené hodnoty navýšení diskontu však platí pouze pro případ, že tržby za elektřinu jsou jedinými tržbami projektu. To plně platí u větrných, vodních elektráren a u fotovoltaiky. Jiná situace je však v případě, že významnou část tržeb projektu tvoří tržby za teplo. Např. v případě „malých“ kogenerací s protitlakými turbínami to může být až 70–80 %. V takových přípa-

dech se pak např. zvýšení hodnoty diskontu o pouhé jedno procento projeví zvýšením minimální ceny elektřiny o 20 i více procent. To však neodpovídá ekonomické realitě, neboť režimem podpory výroby elektřiny (výkupní ceny, zelený bonus) není nikterak měněno riziko ve vztahu k realizaci tepla.

Teoreticky správný postup modifikace diskontu pro případ společné produkce by spočíval v tom, že by náklady byly důsledně rozděleny na náklady související s dodávkou tepla a na náklady související s dodávkou elektřiny. To je však zpravidla velmi obtížné a navíc podíl nákladů jen na teplo a jen na elektřinu může být i u typově stejných projektů (na využití stejného OZE) poměrně dost odlišný. Jako řešení tohoto problému lze navrhnout postup, kdy je z hodnot diskontu pro režim výkupních cen a zelených bonusů stanovena vážená (modifikovaná) hodnota diskontu. Podíl tržeb za elektřinu je použit jako váha diskontu v režimu zelených bonusů a naopak.

7.4. Výnos z vloženého kapitálu do investice na využití OZE a vliv financování

Jak je uvedeno v předchozím textu, jedním z klíčových vstupních parametrů pro výpočet minimální ceny elektřiny z projektů na využití OZE je výše nominálního diskontu použitého pro výpočet NPV. Pokud není při výpočtu NPV řešen konkrétní způsob financování, je diskont chápán jako vážená cena vlastního a cizího kapitálu po zdanění – tzv. WACC. To ale znamená, že určitá výše diskontu automaticky neznamená stejnou výši výnosu z vloženého kapitálu pro investora (zhodnocení jím vložené části kapitálu).

Při stanovení výše výnosu z kapitálu pro investora je totiž třeba vzít v úvahu strukturu financování investice, tj. podíl cizích a vlastních prostředků. Vážená cena kapitálu je stanovena ze vzorce:

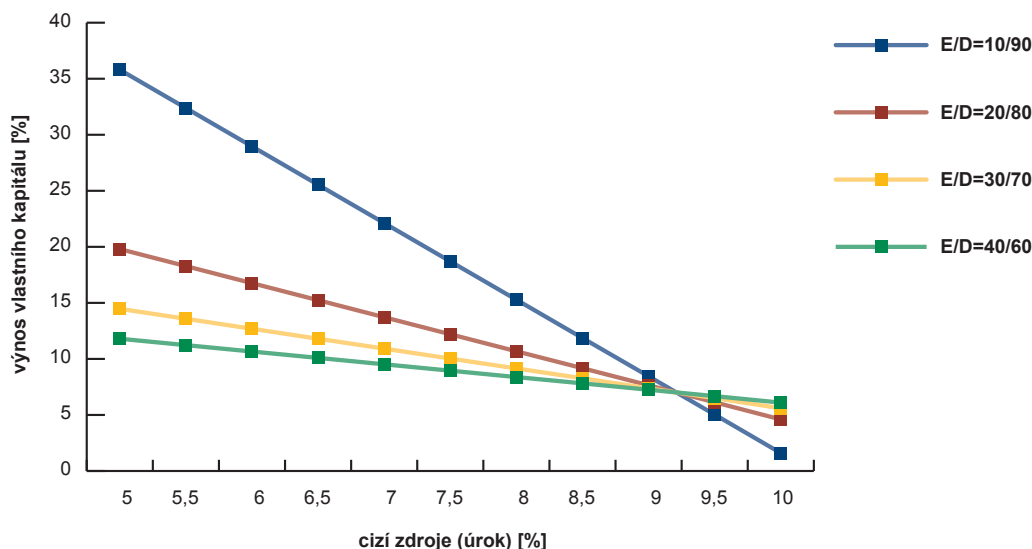
$$WACC = r_{ed} \cdot \frac{E}{E+D} + i \cdot (1-d) \cdot \frac{D}{E+D} \quad (8)$$

kde je

- E výše vlastního kapitálu
- D výše cizího kapitálu
- d daňová sazba
- i úrok z cizího kapitálu
- r_{ed} výnos z vlastního kapitálu investora (po zdanění)

Pokud je např. pro výpočet minimální ceny elektřiny z OZE použita hodnota diskontu rovná 7 % (což je dosavadní praxe), znamená to pak při předpokladu financování projektu v poměru E/D=40/60 (60 % investice je kryto z cizích zdrojů, např. z úvěru, 40 % z vlastních prostředků investora) a úrokové sazby 6,5 %, výnos z vlastního kapitálu ve výši 10 %. Dále uvedený obrázek prezentuje závislost výnosu z vlastního kapitálu na podílu E/D a výši úroku na cizí kapitál.

Obr. 6 – Závislost výnosu z vlastního kapitálu na struktuře financování a úrokové sazbě



Z obrázku je zřejmé, že s klesajícím podílem vlastního kapitálu a s klesajícím úrokem za cizí kapitál prudce roste výnos z vlastního kapitálu investora. Kapitálově silné subjekty, které jsou schopny zajistit na tento typ projektů výhodné financování (běžně v rozmezí 5–6 % i lépe), tak při struktuře financování 40/60 až 30/70 dosahují výnosu na vlastní kapitál v rozmezí 10–15 %. Tuto výši výnosu z vloženého kapitálu je třeba dávat do souvislosti s vyšší rizikou tohoto typu podnikání. Ve srovnání se standardními neregulovanými odvětvími je v případě výroby elektřiny z OZE výrazně nižší riziko podnikání, a to zejména obchodní riziko. Výrobce má garantováno, že veškerou jeho produkci někdo vykoupí, a to za garantovanou cenu.

7.5. Některé otevřené otázky zákona 180/2005 Sb.

Specifické podmínky kombinované výroby elektřiny a tepla

Výroba elektřiny na bázi OZE ve vodních elektrárnách, větrných elektrárnách resp. i v elektrárnách s fotovoltaickými články je tzv. monovýrobou. V ostatních případech (biomasa, bioplyn, skládkový plyn, kalový plyn, využití geotermální energie) je elektřina jen jedním z produktů, a její minimální cenu v žádném případě nelze stanovit bez vazby na velikost výroby tepla a ceny tepla, vznikajícího jako nedílná součást technologického procesu.

Z uvedené vazby výroby elektřiny a tepla vyplývá, že cena elektřiny je velmi závislá na možnostech využití resp. prodeje tepla, a tedy na podmínkách konkrétního projektu a lokality. Využití tepla je relativně jednoduché a vhodné např. u větších čistíček odpadních vod, kde se teplo zpravidla využije přímo v místě vzniku pro technologické účely, naproti tomu např. u skládkového plynu je teplo, vyrobené v kogeneraci většinou nutné dopravit na větší vzdálenost do místa spotřeby, což zvyšuje náklady a zhoršuje konkurenceschopnost dodávaného tepla. Projekty na využívání geotermální energie již samotným názvem sdělují, že primárně jsou určeny pro výrobu tepla, elektřina může být vhodným doplňkem.

Zákon o podpoře OZE byl schválen bez části zabývající se využitím OZE pro výrobu tepla. Tento fakt lze považovat za jeden z nejvýznamnějších otevřených problémů v této oblasti. V současné době tak otázka využití OZE pro výrobu a dodávku tepla není systematicky řešena.

System podpor prostřednictvím výkupních cen elektřiny resp. zelených bonusů primárně není určen k tomu, aby bylo dotováno i teplo, vznikající při kombinované výrobě elektřiny a tepla z OZE. Ceny tepla u těchto projektů si tak musí výrobce, provozovatel nastavit tak, aby byly konkurenceschopné.

U projektů resp. v těch lokalitách, kde jsou pro využití tepla objektivně horší podmínky, vzniká tlak na cenu elektřiny, jejíž výše by podle znění § 6 zákona měla být nastavena tak, aby zaručovala požadovanou návratnost (rozuměno výnosnost) bez ohledu na možnosti uplatnění tepla. Je evidentní, že jde o požadavek, který nelze splnit jedinou univerzální cenou elektřiny, a to ani u projektů pro stejný druh OZE.

Např. u biomasy minimální cenu elektřiny ovlivňuje několik veličin, k nimž zejména patří:

- technické řešení (protitlak, kondenzace),
- velikost instalovaného výkonu, počet jednotek,
- použité palivo, jeho vlastnosti a cena,
- možnost prodeje tepla (rozmístění a vzdálenost odběratelů od zdroje, délka sítí),
- konkurenční možnosti a ceny dodávek tepla v dané lokalitě z jiných zdrojů a paliv.

Pro každou kombinaci uvedených parametrů vychází jiná minimální cena elektřiny. Z této diskuse lze učinit následující závěry:

- a) Ceny elektřiny z OZE u projektů produkujících i teplo, je velmi obtížné nastavit univerzálně tak, aby každý jednotlivý projekt dosáhl právě požadované návratnosti (výnosnosti).
- b) S ohledem na fakt, že zákon o podpoře OZE neřeší podporu tepla z OZE, bude i nadále efektivnost konkrétních projektů závislá na možnostech využití tepla. Tato oblast zůstává i nadále plně v kompetenci investora, včetně rizik a výše výnosů, které z využití tepla mohou vyplývat.
- c) Ceny elektřiny z OZE u projektů, kde je výstupem jak elektřina, tak i teplo (především se jedná o kogenerační jednotky na bázi biomasy), nemohou nahrazovat nedostatečné (objektivní i subjektivní) podmínky uplatnění tepla z OZE. Při výpočtech minimální ceny pro účely stanovení (pevných) výkupních cen a zelených bonusů je pak logické předpokládat racionální využití tepla.
- d) Cena tepla má výrazně regionální charakter, tzn. že konkurenceschopná cena tepla je v každé lokalitě často i významně jiná. V některých lokalitách tak tržby za teplo významně podpoří ekonomiku konkrétního projektu, v některých lokalitách naopak dané podmínky na trhu s teplem mohou znesnadňovat realizaci projektů jejichž výstupem je jak elektřina, tak i teplo.

Pokud budeme vycházet z faktu, že problémy s odběrem a cenou tepla v dané lokalitě nelze přenášet do cen elektřiny (zákon 180/2005 Sb. řeší pouze problematiku elektřiny ve vazbě na cíle EU a ČR), znamená to předpoklad racionálního využití vznikajícího tepla. To pak vytváří tlak na investory do kogenerace hledat taková technická řešení a umístění zdroje, která by umožnila využití tepla. Současně zde existuje i další aspekt tohoto předpokladu a to je racionální využití omezeného zdroje, zpravidla různé formy pevné biomasy. Je zřejmé, že nejen z energetického hlediska je neracionální využívat objektivně omezený zdroj, jako je biomasa, pouze pro výrobu elektřiny a nezajímat se o využití tepla.

Předpoklad racionálního využití tepla tak při výpočtech minimální ceny elektřiny z daného typu OZE znamená, že vznikající teplo je ohodnoceno přiměřenou cenou, za adekvátní by bylo možné předpokládat např. rozmezí 100–150 Kč/GJ na prahu zdroje.

Nastavení výkupních cen elektřiny vyráběné na bázi pevné biomasy

Zákon 180/2005Sb. v paragrafu 3 stanoví, že ERÚ má ekonomicky zvýhodnit pro výlučné spalování biomasy využití odpadů z dřevovýroby a průmyslového zpracování dřeva a pro spoluspalování pak cíleně pěstovanou biomasu. Problémem zde je to, že vstupující biomasa je podstatnou nákladovou položkou ovlivňující efektivnost projektu.

Trh s biomasou pro energetické účely je dosud málo vyvinutý a má významně regionální charakter. Zdroje relativně levné zbytkové biomasy se rychle vyčerpávají a její cena se díky zvyšující poptávce nevyhnutelně zvyšuje. Obecně stropem pro cenu biomasy je z dlouhodobějšího hlediska cena cíleně pěstované biomasy, jejíž rozvoj je však dosud pouze v počátcích. Náklady na biomasu jako palivo tvoří na jednu stranu významnou část provozních výdajů a je dosti obtížné do budoucna předikovat jejich vývoj. Zákon však na druhou stranu vyžaduje fixovat výkupní ceny elektřiny na 15 let s aktualizací o index cen průmyslových výrobců.

Ceny cíleně pěstované biomasy jsou významně závislé mj. na úrovni poskytované podpory v rámci resortu zemědělství. Při nastavování výkupních cen elektřiny pro projekty využívající pevnou biomasu je tak nutné i respektovat záměry státu v oblasti podpor cíleného pěstování biomasy pro energetické účely.

Ekonomické podmínky provozu OZE

Zákon 180/2005 Sb. požaduje fixování výkupních cen elektřiny z OZE na 15 let jako jistou formu ochrany investic a záruku dlouhodobosti podmínek výkupu. Stejný zákon ale nijak neřeší a ani nemůže řešit některé ekonomické podmínky, vyplývající z jiných zákonů, mnohdy zatím jen připravovaných. V budoucnu se např. může změnit sazba daně z příjmů i způsob zdanění (osvobození příjmů z OZE od zdanění po dobu 5 let od zahájení provozu), podstatný vliv na konkurenceschopnost OZE může mít i navrhovaná ekologická daň. Významný vliv, k němuž by mělo být při stanovení výkupních cen a zelených bonusů přihlédnuto, mohou mít také nová schémata podpor v oblasti zemědělství, které mohou významně ovlivnit náklady a ceny zejména biomasy, pěstované pro energetické účely.

8. Literatura

- [1] Brealey J., Meyers M., 1992: Teorie a praxe firemních financí. Victoria Publishing. Praha.
- [2] Knápek J., Beneš M., Starý O., Vastl J., Vašíček J.: Návrh minimálních výkupních cen elektřiny a zelených bonusů z obnovitelných zdrojů pro rok 2005, ČVUT FEL, studie pro ERÚ
- [3] Haas R., Knápek J., Maroušek J., Resch G., Steinreiber Ch., Szomolányiová J.: Promoting renewables for electricity generation – A comparative survey on the state-of-the-art in the EU, the Czech Republic and Austria. Research study within CZ-AT EEG Research Paper Series, Vienna 2004
- [4] Starý O., Vašíček J.: Cena a zisk v energetice. 3T – Teplo, technika, teplotní inženýrství. 2002, roč. 12, č. 6, s. 12–18.
- [5] Pop V., Starý O., Vašíček J.: Software EFEKT pro ekonomické hodnocení energetických investic v procesu energetického auditu, Zpravodaj AEA 2/2001, www.efekt.xf.cz.

Kontakty:

Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc., Doc. Ing. Jiří Vašíček, CSc.
ČVUT Fakulta elektrotechnická,
katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd
Technická 2, Praha 6, 166 27
knapek@fel.cvut.cz vasicek@fel.cvut.cz

ČEZ OBNOVITELNÉ ZDROJE, S. R. O.

Ing. Josef Sedlák

Poslání

Posláním společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje je podílet se na zvyšování výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů s ekonomickým přínosem pro Skupinu ČEZ.

Vize

- Zaujmout významnou pozici ve využívání obnovitelných zdrojů v České republice.
- Podílet se na rozvoji využití obnovitelných zdrojů v České republice i v mezinárodním měřítku.

Změny, kterými prochází celá česká elektroenergetika a změny realizované v rámci transformačního programu ČEZ, nazvaného VIZE 2008, významně zasáhly i do oblasti obnovitelných zdrojů. Stejně jako u dalších energetických činností (distribuce, zákaznických služeb, informačních služeb atd.) došlo k jejich sloučení do jedné procesní společnosti.

Společnost ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o., se stala dceřinou společností ČEZ, a. s., k 1. lednu roku 2006. Kromě toho, že využívání obnovitelných zdrojů je zajímavá podnikatelská příležitost, byla podnětem k jejímu založení snaha přispět k plnění závazku České republiky vůči Evropské unii pokrýt tuzemskou hrubou spotřebu elektřiny v roce 2010 z 8 % elektřiny z obnovitelných zdrojů energie.

Nově vzniklá společnost má za úkol nejen převzít existující zařízení využívající obnovitelných zdrojů energie ve Skupině ČEZ, ale především se aktivně podílet na jejich rozvoji.

Historie

Společnost ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o., vznikla přejmenováním společnosti VČE Elektrárny, která do té doby provozovala 5 malých vodních elektráren. Následně pod sebe společnost přijala 8 malých vodních elektráren díky fúzi s firmou HYDROČEZ, a. s., která tímto zanikla. V polovině roku 2006 došlo k vložení VE ze společnosti Západočeská energetika, a. s.

Postupně dojde i k vkladu VE ze Severočeské energetiky, a. s. Po ukončení uvedeného transformačního procesu bude společnost ČEZ OZE provozovat 21 VE (z nich MVE Bukovec bude zprovozněna během r. 2007) a jednu větrnou farmu, vloženou společností Východočeská energetika, a. s.

Sídlo společnosti ČEZ OZE, s. r. o., je v Hradci Králové poblíže vodní elektrárny Hučák, v Křížkově ul. č. 788, PSČ 500 03 a jejím generálním ředitelem je Ing. Josef Sedlák.

Obnovitelné zdroje energie v současnosti

Největší podíl – téměř 93 % – na výrobě z obnovitelných zdrojů ve Skupině ČEZ mají vodní elektrárny, následuje využití biomasy spalováním v tepelných elektrárnách a větrné elektrárny.

Také v rámci České republiky má největší podíl na elektroenergetice využívající obnovitelné zdroje hydroenergetika, tvořená jednak velkými vodními elektrárnami, s instalovaným výkonem větším než 10 MW, a jednak malými vodními elektrárnami. Podle statistiky MPO se v roce 2004 podílela na výrobě „zelené“ elektřiny vodní energetika 72,9 %, biomasa 21,4 %, bioplyn 5,0 % a zbytek (0,7 %) představovala výroba ve větrných elektrárnách, spalování tuhých komunálních odpadů a fotovoltaická přeměna v solárních systémech.

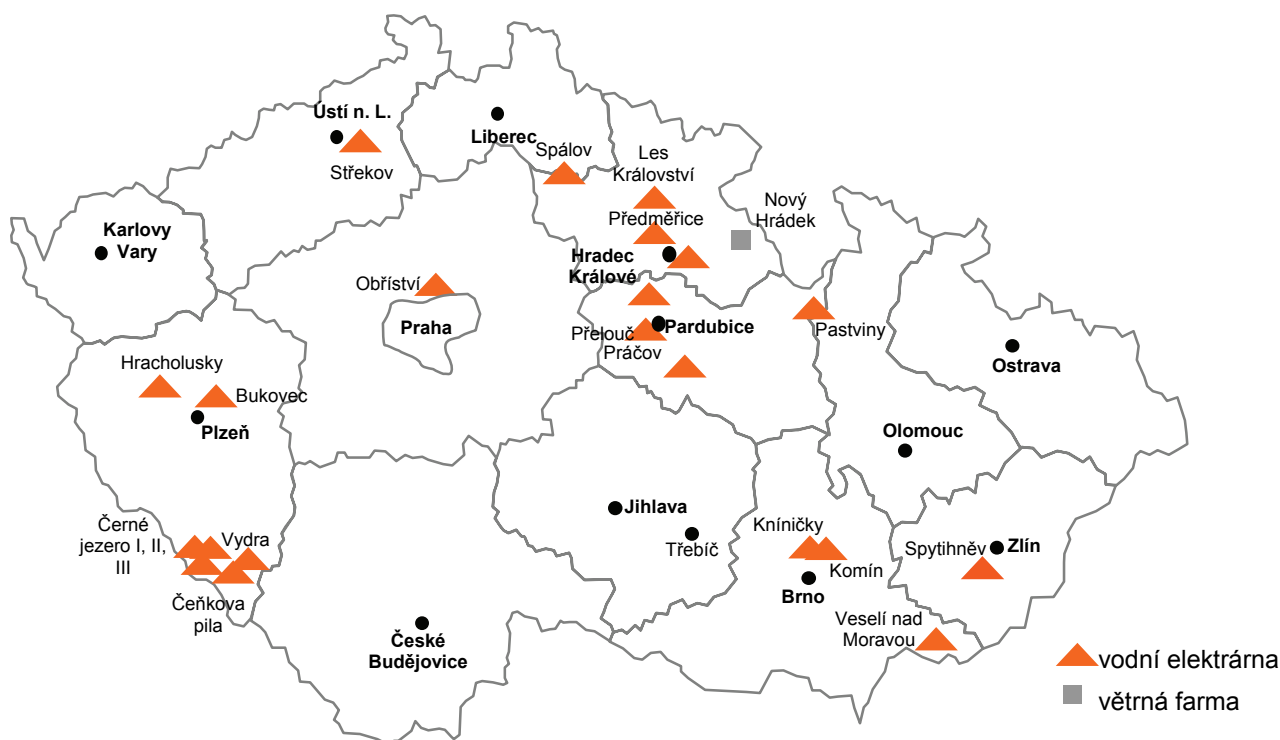
Skupina ČEZ se v roce 2004 podílela na celkové výrobě elektřiny v této kategorii přibližně 51 %. V roce 2005 Elektrárny Skupiny ČEZ vyrobily celkem 1 655 GWh elektřiny z obnovitelných zdrojů, což bylo ve srovnání s rokem 2004 o 18 procent více.

Plán rozvoje obnovitelných zdrojů energie

Energetická Skupina ČEZ plánuje investovat v následujících 15 letech do rozvoje obnovitelných zdrojů energie celkem až 30 miliard korun. Z toho zhruba 20 miliard korun na výstavbu nových větrných elektráren, které mají v nejbližším období největší potenciál rozvoje.

Z dlouhodobého pohledu se jeví jako nejperspektivnější energetický zdroj biomasa, která je i dobrou příležitostí pro podniky v oblasti zemědělství. Bohužel, zatím není této suroviny na českém trhu dostatek.

Výrobní zdroje společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o.



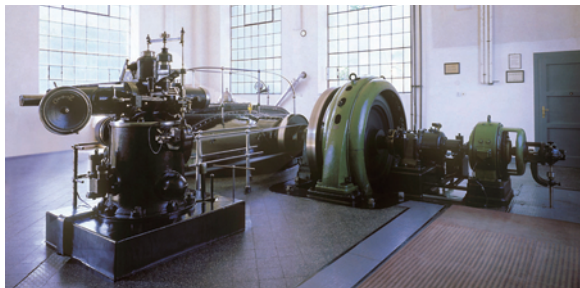
Přehled elektráren provozovaných společnostmi ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o.

Vodní elektrárna	Instalovaný výkon (v MW)	Rok vzniku
Střekov (SČE)	19,5	1936
Malé vodní elektrárny	Instalovaný výkon (v MW)	Rok vzniku
Hradec Králové "Hučák"	0,75	1910
Čeňkova Píla	0,09	1912
Veselí nad Moravou	0,27	1914
Přelouč	2,34	1923
Les Království	2,12	1923
Brno Komín	0,21	1923
Spálov	2,4	1926
Černé jezero I	1,5	1930
Pastviny	3	1933
Vydra	6,4	1939
Brno Kníničky	3,1	1941
Práčov	9,75	1947
Spytihněv	2,6	1951
Předměřice nad Labem	2,1	1953
Hracholusky	2,55	1964
Pardubice	1,96	1978
Obříství	3,36	1995
Černé jezero II	0,05	2004
Černé jezero III	0,37	2005
Větrná farma	Instalovaný výkon (v MW)	Rok vzniku
Nový Hrádek	1,6	1995

Investice společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o.

Činnost společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o., v oblasti investic směřovala v první etapě k dokončení zahájených akcí na stávajících elektrárnách společnosti.

Byla dokončena rekonstrukce elektrárny **Přelouč**, při které došlo k výměně části technologického zařízení společně s instalací nového řídicího systému, který zkvalitní ovládání provozu elektrárny. Výkon elektrárny byl zvýšen z 1 750 kW na nových 2 340 kW. Průměrná roční výroba se zvýší o cca 15 %.



MVE Veselí nad Moravou



MVE Obříství

Významnou akcí byla rekonstrukce elektrárny **Les Království**, která měla za cíl kompletní výměnu dožité technologie za novou a zvýšení instalovaného výkonu z 1 120 na 2 120 kW. V průběhu rekonstrukce byly demontovány původní dva turbogenerátory s Francisovými turbínami a následně odprodány Národnímu technickému muzeu pro jeho připravovanou energetickou expozici a Městskému úřadu Dvůr Králové nad Labem pro využití ve venkovní památkové expozici.



MVE Pardubice



MVE Spytihněv

Důležitými opravárenskými akcemi v elektrárně **Spytihněv** byla výměna velmi hlučného zubového mazacího čerpadla a oprava těsnění ložiska generátoru, které vykazovalo značné olejové průsaky.

V elektrárnách **Veselí nad Moravou** a **Pardubice** byly provedeny drobné opravy stavebních částí.

V elektrárně **Obříství** byl před koncem záruční doby opravy povrchu ocelových částí hydraulického obvodu turbíny zkontrolován stav a po zjištění poškozeného povrchu dohodnuto odstranění vady.



MVE Spálov



MVE Brno Komín

Nejvýznamnější opravárenskou akcí posledního období byla realizace II. etapy opravy jezu VE **Spálov**, která byla dokončena v červenci 2005. Další drobné opravárenské akce směřovaly k údržbě stávajícího zařízení v provozuschopném stavu a k maximálnímu využití stávajícího výkonu elektráren.

Výhled ve Skupině ČEZ do roku 2010

V rámci své strategie připravila společnost ČEZ Obnovitelné zdroje 3 scénáře rozvoje do roku 2010. Výchozím stavem je přitom rok 2005, kdy bylo vyrobeno 1,6 TWh Zelené elektřiny. Neoptimističtější varianta „Velký scénář“, počítá se zvýšením výroby z obnovitelných zdrojů energie o 100 % na 3,2 TWh a předpokládá výstavbu větrných farem o celkovém výkonu až 500 MW. Podle tzv. „Malého scénáře“ by se výroba z obnovitelných zdrojů zvýšila o 20 % na 1,9 TWh, což by pro ČEZ Obnovitelné zdroje znamenalo uvést do provozu větrné elektrárny s celkovým instalovaným výkonem 100 MW.

Malý scénář

Skupina ČEZ dosáhne minimálně dvojnásobku všude tam, kde je to reálně možné.

	Výroba 2005	Možná výroba 2010	
Velké vodní elektrárny	1,3 TWh	1,3 TWh	
Spoluspalování biomasy	0,1 TWh	0,2 TWh	
Plán ČEZ OZE	0,2 TWh	0,4 TWh	Vítr 100 MW
Celkem	1,6 TWh	1,9 TWh	

To znamená zvýšení výroby z OZE ve Skupině ČEZ cca o 20%.

Střední scénář

Skupina ČEZ dosáhne minimálně trojnásobku všude tam, kde je to reálně možné.

	Výroba 2005	Možná výroba 2010	
Velké vodní elektrárny	1,3 TWh	1,3 TWh	
Spoluspalování biomasy	0,1 TWh	0,3 TWh	
Plán ČEZ OZE	0,2 TWh	0,8 TWh	Vítr 200 MW Voda +10 MW Bio 30 MW
Celkem	1,6 TWh	2,4 TWh	

To znamená zvýšení výroby z OZE ve Skupině ČEZ o 50 %.

Velký scénář

Skupina ČEZ dosáhne zdvojnásobení své produkce z OZE masivními investicemi do větrné energetiky.

	Výroba 2005	Možná výroba 2010	
Velké vodní elektrárny	1,3 TWh	1,4 TWh	
Spoluspalování biomasy	0,1 TWh	0,3 TWh	
Plán ČEZ OZE	0,2 TWh	1,5 TWh	Vítr 500 MW Voda +10 MW Bio 50 MW
Celkem	1,6 TWh	3,2 TWh	

To znamená zvýšení výroby z OZE ve Skupině ČEZ o 100%.

Shrnutí

- Na podstatné zvýšení počtu vodních elektráren není dostatek vhodných míst, nové příležitosti budou ojedinelé.
- V období do roku 2010 má největší potenciál růstu větrná energetika díky technologickému rozvoji umožňujícímu efektivně vyrábět i v mimohorských oblastech ČR.
- Dlouhodobě lze očekávat největší zvýšení výroby z biomasy, ale v období do roku 2010 nebude dostatek paliva.
- Připravovaná legislativní změna v oblasti odpadového hospodářství vytváří významný potenciál pro bioplyn.
- Solární a geotermální energetika a skládkový plyn mají při současných cenách technologií a v podmínkách ČR jen omezený přínos.

Plány rozvoje výroby elektřiny z OZE ve Skupině ČEZ

V období do roku 2010 budou postaveny farmy větrných elektráren:

- přiměřené velikosti,
- se stroji 2–3 MW,
- s měrnými investičními náklady zajišťujícími efektivitu investice.

Při výběru vhodných míst jsme přistoupili prioritně k prověření vlastních lokalit Skupiny ČEZ.

V období po roce 2010 bude výstavba pokračovat v závislosti na vývoji v tomto energetickém odvětví.

Základní strategické cíle v oblasti obnovitelných zdrojů

Vytvoření stabilní, rentabilní společnosti, která má:

do roku 2010

- 20 % trhu v oblasti malých vodních elektráren,
- 20–80 % trhu v oblasti větrných elektráren,
- 10 % trhu v oblasti biomasy a bioplynu.

do roku 2020

- 30 % trhu v oblasti malých vodních elektráren,
- 20–80 % trhu v oblasti větrných elektráren,
- 10 % trhu v oblasti biomasy a bioplynu.

Ekologie ve společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o.

Působení systému v ochraně životního prostředí je zaměřeno do oblastí, jichž se obory podnikání dotýkají. Proto je důraz kladen zvláště na oblasti ochrany vod, nakládání s odpady a problematiky hluku v jednotlivých střediscích společnosti.

Ochrana vod a nakládání s vodami

Všechny vodní elektrárny ve vlastnictví ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o., jsou držiteli Povolení k nakládání s vodami, požadovaného pro provozování vodních elektráren. Provoz vodních elektráren se řídí Manipulačními řády vodních děl, Místními provozními předpisy a Provozními řády, které na ochranu vod pamatují. Jakékoli mimořádné manipulace s vodou jsou vždy řádně projednány se správci povodí a povoleny vodoprávními úřady.



MVE Hradec Králové „Hučák“



MVE Předměřice

Ochrana čistoty a kvality vod je u vodních elektráren zaměřena na využívání dvoustupňových chladicích systémů olejů, aby se olej ani při poruše nemohl dostat do kontaktu s vodou. Elektrárny jsou většinou dvoustupňovým chlazením vybaveny a pokud tomu tak není, připravují se rekonstrukce, které dvoustupňové chlazení vyřeší.

Odpadové hospodářství

Nakládání s odpady je v elektrárnách společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o., řešeno Místními provozními předpisy a Provozními řády. Odpady typu plávi z vodních toků a komunální odpad jsou ve střediscích před odvozem tříděny a následně likvidovány odborně způsobilými právníckými osobami. Nebezpečný odpad je ukládán odděleně od ostatního odpadu a likvidován odborně způsobilými právníckými osobami v souladu se Zákonem o nakládání s odpady. O odvozu všech odpadů jsou vedeny záznamy.

Hluk

Ve všech provozech společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje, s.r.o., je problematice hluku věnována značná pozornost. Všichni zaměstnanci obsluh elektráren jsou vybaveni ochrannými pomůckami eliminujícími vliv hluku na jejich organismus a při všech lékařských prohlídkách je sledován stav jejich sluchu. Úroveň hlukových zatížení jednotlivých provozních pracovišť je sledována Hygienickou službou a vždy jsou plněna doporučení této služby.



MVE Střekov



MVE Brno Kníničky

Všechny tři oblasti jsou pod trvalou kontrolou vedoucích zaměstnanců ČEZ Obnovitelné zdroje, s.r.o., a při přípravě všech nových investic, modernizací a rekonstrukcí je těmto otázkám věnována maximální pozornost.

Stručná prognóza vývoje elektroenergetiky z pohledu Skupiny ČEZ

Společnost ČEZ, a. s., má dlouhodobý zájem na racionálním provázání ekologického rozvojového programu s všeobecnými tendencemi udržitelného rozvoje hospodářských aktivit v budoucnosti. Výrobní zaměření mateřské společnosti a z větší části i ČEZ OZE, s. r. o., se bude soustřeďovat především na využití vodní energie, energie z biomasy lesního a částečně i zemědělského původu a větrné energie. Fotovoltaická přeměna solární energie byla a bude zatím využívána ve výrazně menší míře a bude orientována spíše na výzkumnou a osvětovou stránku demonstračního provozu.

To klade výrazné nároky na dceřinou organizaci ČEZ OZE, s. r. o., aby realizovala aktivity v rámci nových rozvojových směrů, zejména širšího využití větrné energie, do r. 2010 a dále. Zvyšování využití obnovitelných zdrojů energie je doprovázeno také zvyšováním výkonu, popřípadě účinnosti již provozovaných zdrojů této kategorie, zejména hydroelektráren a MVE.

Přibližně do roku 2010 lze očekávat zejména intenzifikaci využití zařízení instalovaných v rámci ekologizace výroby elektřiny na konci 90. let 20. století (spalování biomasy fluidní technikou), výsledky fungování synergického působení plynoucích ze sloučení jednotlivých subjektů a zvýšení podílu výroby ve zdrojích Skupiny ČEZ na plnění indikativního cíle ČR v uplatnění OZE do roku 2010 a dále.

Spalování biomasy

Energetický sektor v České republice se bude nadále vyvíjet v podmínkách integrace hospodářství Evropské unie. Přes technická omezení se bude propojení s okolními trhy rozšiřovat a v horizontu nejbližších let lze ve střední Evropě očekávat sblížení hladiny cen elektřiny na velkoobchodním trhu.

Státní regulace bude nadále souběžně zaměřena na podporu konkurenceschopnosti ekonomik členských států Evropské unie, ochranu spotřebitelů a životního prostředí, což se mimo jiné projeví pokračujícím snižováním energetické náročnosti.



Skládka biomasy v elektrárně Poříčí



„Protlačování“ rozměrnější štěpky štěrbinami nad dopravníkem

K ověření dostupnosti primárních paliv v situaci, kdy poptávka po energii roste a podnikatelské prostředí nutí investory k opatrnosti, připravuje Evropská komise aktualizaci podkladů pro spolupráci členských zemí v oblasti energetické politiky. Protože Evropa nedisponuje dostatečnými primárními energetickými zdroji ani jejich zásobami, je zřejmé, že rizika s tím spojená může omezit jen vhodnou globální diverzifikací trhů, druhů zdrojů a území, odkud přicházejí.

Na základě aktuální zkušenosti s poruchami dodávek ruského zemního plynu dojde patrně k novému posouzení dřívějšího předpokladu možné závislosti členských států Evropské unie na jediném dodavateli a perspektiv spolehlivosti rozvoje energetiky založené na tomto druhu paliva a bude přezkoumána možnost širšího využití jaderné energie. Podobnými prioritami včetně státům podpořených pilotních projektů nového rozvoje jaderné energetiky bude vedena i energetická politika Spojených států amerických.

V příštích letech významně ovlivní energetiku budoucí rozhodnutí o způsobu regulace emisí oxidu uhličitého a v menší míře i dalších škodlivin. Současný stav politických vyjednávání neumožňuje odhadnout, zda se evropské schéma obchodování s emisními povolenkami po roce 2012 rozšíří i na světově rozhodující znečišťovatele, anebo zda Evropská unie naopak přizpůsobí svůj přístup jejich méně přísným požadavkům. Vzhledem k úloze, kterou má volba paliva a z ní vyplývající emise pro ekonomiku investičních projektů, je tato nejistota vedle nynějšího obtížně předvídatelného vývoje na trzích s ropou a plynem jedním z nejzávažnějších problémů, před kterými evropská energetika stojí.

Českou energetiku stabilizuje domácí palivová základna hnědého uhlí, vysoký podíl výroby jaderných elektráren a nízká závislost na dovážených fosilních palivech. Pro zvýšení předvídatelnosti vývoje pro následující desítky let je potřebné v krátké době rozhodnout o případném využití uhelných zásob ležících za tzv. územními limity těžby a o možnosti umístění nového jaderného zdroje v České republice. Do doby přijetí těchto rozhodnutí bude nutné optimální rozvoj české energetiky připravovat variantně.

Pravidla UCTE nově umožňují, aby se provozovatelé přenosových soustav dohodli na sdílení odpovědnosti za provoz širší regionální elektrizační soustavy. Tento postup se může stát významným stimulem pro další zlepšení ekonomiky energetického sektoru regionu, zejména díky možnosti vyšší specializace jednotlivých výroben na poskytování obchodovaných energetických produktů a snížení požadavků na rezervy při zachování celkové spolehlivosti soustavy. Tuto potenciální výhodu, stejně jako obchodní perspektivy vůbec, bohužel i pro Českou republiku stále více omezuje zatížení celé středoevropské soustavy pronikavě se zvyšujícím objemem nahodilých, obchodně ani technicky neregulovatelných toků elektřiny, způsobených rychlými změnami výroby větrných elektráren v severním Německu. Propustnost sítě bude dále ovlivněna postupem ekologizace elektráren v Polsku a na Balkáně.

Přes dostatek finančních zdrojů dojde v oblasti vlastnické struktury v evropské energetice s výjimkou některých nových členských zemí v důsledku snižujícího se počtu cílů a zvyšujícího se důrazu na ochranu hospodářské soutěže patrně ke snížení rozsahu integračních transakcí.

Evropská unie si v rámci své energetické politiky stanovila cíl zvýšit podíl hrubé spotřeby elektrické energie z obnovitelných zdrojů na úroveň 20 % do roku 2020. Česká republika si jako indikativní cíl stanovila hrubou spotřebu z elektřiny na úrovni 8 % z obnovitelných zdrojů v roce 2010. Pro splnění by bylo nutné zvýšit v ČR výrobu z OZE zhruba dvojnásobně. „Skupina ČEZ jako největší výrobce elektřiny v České republice je připravena se na plnění tohoto cíle významně podílet,“ konstatoval Josef Sedlák.

Josef Sedlák – generální ředitel společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o.

Ing. Josef Sedlák (1959) absolvoval VŠE v Praze. Od roku 1987 je zaměstnancem koncernu ČEZ (od r. 1992 ČEZ, a. s.). V letech 1993 až 2002 byl ředitelem Jaderné elektrárny Dukovany, od roku 2000 do roku 2004 členem a místopředsedou představenstva ČEZ, a. s. V současnosti je jednatelem a generálním ředitelem společnosti ČEZ Obnovitelné zdroje, s. r. o.



...MÍSTO ZÁVĚRU

Po uplynutí tří let se ke čtenářům opět dostávají autorské příspěvky na téma využití dostupných obnovitelných zdrojů energie v České republice. V obsahu je již patrný významný předěl způsobený přijetím Zákona o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie č. 180/2005 Sb. parlamentem a postupným přijetím i podzákonných vyhlášek (vytvořených převážně pod patronací Energetického regulačního úřadu a Ministerstva životního prostředí). Jako podklady studie jsou použita statistická sledování stavu využití struktury obnovitelných zdrojů energie v ČR na Ministerstvu průmyslu a obchodu pro léta 2004 a 2005. Tato data jsou již podstatně komplexnější a serióznější než poznatky z doby předchozí.

Ohlas a zájem veřejnosti o původní autorskou studii z r. 2003, vydanou ČEZ, a. s., výrazně předčil původní očekávání. Konstatování, že i o poslední dotisk byl zájem ještě v tomto roce, je toho důkazem.

Nově předložená studie z r. 2006 má opět otevřený konec a je na každém, aby si vybral, co je pro něho z předložených odborných pasáží nejzajímavější.

Jsem přesvědčen, že sdělená fakta poslouží jako informační základna všem zájemcům, i těm, kteří měli o možné rychlosti uplatnění jednotlivých obnovitelných zdrojů energie dosud zkreslené nebo jen kusé představy. Studie může postupně zaujmout také čtenáře, kteří neočekávali od přijetí zákona o podpoře uplatnění obnovitelných zdrojů v rámci energetiky nic mimořádného nebo fakt vzniku nové legislativy dosud opomíjeli.

Je třeba zaznamenat, že autorský tým, byť v poněkud změněném složení oproti r. 2003, přinesl nejen velmi zajímavé současné poznatky, ale i perspektivy jednotlivých obnovitelných zdrojů energie ve světě i u nás. Poděkování autorům je zcela na místě a lze jen doufat, že dosavadní čtenářský zájem bude touto aktuální a velmi sdělnou autorskou studií uspokojen.

Ing. František Vaněk, CSc.

specialista úseku technika
divize Výroba ČEZ, a. s.

Obnovitelné zdroje energie a možnosti jejich uplatnění v ČR

Napsali: Ing. Jan Motlík, CSc., Libor Šamánek, RNDr. Josef Štekl, CSc., Ing. Tomáš Pařízek,
Doc. Ing. Ladislav Bébar, CSc., Ing. Martin Lisý, Ing. Martin Pavlas, Ing. Radim Bařinka, Ing. Petr Klimek,
Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc., Doc. Ing. Jiřř Vaříček, CSc.

Foto, grafiky: pokud není uvedeno jinak, archřv autorů jednotlivých kapitol

Produkce, sazba, grafická úprava: CRUX, s. r. o., Havlíčkova 304, 538 03 Heřmanův Městec, crux.sro@gmail.com

Vydal: ČEZ, a. s., Duhová 2/1444, Praha, v roce 2007



Studie vytvořená nezávislými odborníky souhrnně mapuje stav a potenciál využitelnosti obnovitelných zdrojů v podmínkách České republiky. Zvažuje technické, ekonomické i legislativní předpoklady, podmínky a možnosti.

Věříme, že se stane cenným podkladem pro realistické hodnocení úlohy obnovitelných zdrojů energie v naší energetice.

