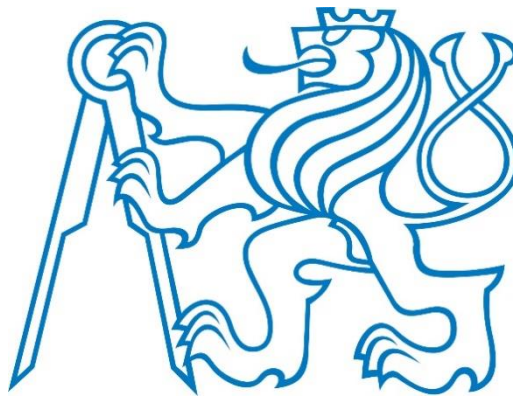

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd



Možnosti využití OZE pro poskytování podpůrných služeb

The possibility of using renewable energy power stations as the ancillary services provider

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky
Vedoucí práce: Ing. Oldřich Kožušník

Bc. Tomáš Chmelík

Praha 2016

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Chmelík Tomáš

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Obor: Ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Možnosti využití OZE pro poskytování podpůrných služeb

Pokyny pro vypracování:

- popište elektrizační soustavu ČR z hlediska zajištění stability jejího provozu
- popište jednotlivé podpůrné služby a jejich potřebnou výši v ES ČR
- analyzujte možnosti jednotlivých druhů OZE pro poskytování podpůrných služeb
- na vybraných příkladech vyhodnoťte ekonomickou efektivnost nasazení OZE pro podpůrné služby

Seznam odborné literatury:

Mastný, P. a kol.: Obnovitelné zdroje elektrické energie, vyd. 1, Praha: ČVUT, 2011, ISBN 978-80-01-04937-2
Kasembe, A., Máslo, K., Hruška, Z.: Obnova soustavy po poruše typu blackout, PRO-ENERGY, 2008, ISSN 1802-4599

Vedoucí diplomové práce: Ing. Oldřich Kožušník – ČEZ Obnovitelné zdroje, a.s.

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2016/2017

L.S.

Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 11.2.2016

ABSTRAKT

V této diplomové práci zabývám možnostmi OZE elektráren poskytovat podpůrné služby. Možnosti hodnotím jak z technického, tak i z ekonomického pohledu. Posuzuji, které z podpůrných služeb jsou OZE elektrárny schopny poskytovat a jaký by to mělo vliv na jejich ekonomiku provozu

ABSTRACT

In this Master's thesis I deal with the possibility of provision ancillary services by RES power plants. I consider options both from a technical point of view, as well as economic. I study which of the support services are able to be provided by RES power plants and what would be the impact on their economy.

KLÍČOVÁ SLOVA

Podpůrné služby, obnovitelné zdroje energie, elektrárny

KEYWORDS

Ancillary services, renewable energy resources, power plants.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.

V Praze dne

.....

(podpis autora)

PODĚKOVÁNÍ

Tímto bych chtěl poděkovat zejména Ing. Oldřichu Kožušníkovvi za veškerou pomoc, kterou mi poskytl a za svůj čas, který mi věnoval při vedení této práce. Za odborné rady a konzultace bych chtěl také poděkovat panu Doc. Ing. Jiřímu Vašíčkovi, CSc a Ing. Ondřeji Blechovy z OSC a.s.

V Praze dne

.....

(podpis autora)

OBSAH

Seznam obrázků	xv
Seznam tabulek	xvi
Úvod	1
1 Električní soustava	2
2 Řízení stability ES	5
2.1 Podpůrné služby.....	10
2.1.1 PR – Primární regulace f.....	10
2.1.2 SR – Sekundární regulace P.....	11
2.1.3 SV ₃₀ - Snížení výkonu.....	12
2.1.4 MZ _t - t-minutová záloha.....	13
2.1.5 BS – Start ze tmy.....	14
2.1.6 OP – Schopnost ostrovního provozu.....	15
2.1.7 SRUQ – Sekundární regulace U/Q.....	16
2.2 Proces certifikace poskytovatele PpS.....	17
3 OZE elektrárny	19
3.1 Energie slunečního záření.....	21
3.1.1 Fotovoltaická elektrárna.....	22
3.1.2 Elektrárna využívající koncentrovaných slunečních paprsků.....	23
3.2 Energie větru.....	25
3.3 Energie vody.....	26
3.4 Energie slapových sil.....	27
3.5 Energie biomasy.....	28
3.5.1 Tuhá biomasa.....	28
3.5.2 Plynná biomasa.....	28
3.6 Geotermální energie.....	29
4 Schopnost jednotlivých typů oze elektráren poskytovat podpůrné služby	30
4.1 Technické předpoklady OZE elektráren pro poskytování PpS.....	31
4.1.1 Možnosti regulace výkonu.....	32

4.1.2	Přiřazení konkrétních PpS k jednotlivým druhům OZE elektráren	33
4.2	Omezující podmínky poskytování PpS	39
4.3	Ekonomické posouzení poskytování PpS z OZE elektráren	47
4.3.1	MVE	50
4.3.2	GTE	54
4.3.3	BIOM	55
4.3.4	BPS	56
4.4	Legislativní posouzení	57
4.5	Rizika	57
4.5.1	Provozně-technické riziko	57
4.5.2	Finanční riziko	57
5	Příklady, modelové ekonomické výpočty	58
5.1	Je schopná VE Střekov zásobovat elektřinou Ústí nad Labem v ostrovním provozu? 58	
5.2	Které PpS se MVE Práčov vyplatí poskytovat?	58
5.3	Které PpS se malým OZE elektrárnám vyplatí poskytovat?	62
	Závěr	63
	Literatura	64
	Seznam zkratk	68

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obr. 1 - Větvení energie v ES.....	2
Obr. 2 – Schéma PS ČR [2].....	3
Obr. 3 - Vztah mezi SyS a PpS [6]	6
Obr. 4 – Postup aktivace PpS [7]	6
Obr. 5 - <i>Množství potřebně regulační energie v roce 2015 [10]</i>	9
Obr. 6 - Složení poskytovatelů PpS v roce 2015 [10]	9
Obr. 7 - Příklad typového rozložení výkonových záloh na elektrárenském bloku pro PpS, v případě symetrické SR a při užití MZ15+ [8]	12
Obr. 8 - Vzájemné vztahy subjektů při procesu certifikace PpS [8]	18
Obr. 9 - Podíl OZE na vyrobené energii v EU a v ČR [18].....	20
Obr. 10 - Plán snižování emisí CO ₂ [21]	21
Obr. 11 – Intenzita slunečního záření [23].....	22
Obr. 12 – Schéma FVE [24].....	22
Obr. 13 - Solární věžová elektrárna [29]	24
Obr. 14 - VTE	25
Obr. 15 - Vodní turbína	26
Obr. 16 - Vytlačování konvenčních zdrojů z trhu [6].....	30
Obr. 17 - Regulační výkon udržující stabilitu v ES [7]	31
Obr. 18 - Vývoj ceny silové elektřiny na DT od roku 2010 [9]	48
Obr. 19 - Závislost NPV při poskytování PR na diskontu	61

SEZNAM TABULEK

Tab. 1 - Struktura SyS a PpS [7]	7
Tab. 2 - Zahraniční ekvivalenty PpS.....	8
Tab. 3 - Roční potřeba regulační energie za posledních 5 let	8
Tab. 4 – Technické prvky potřebné pro regulaci výkonu u OZE elektráren	33
Tab. 5 - Teoretický výčet PpS které může daná OZE elektrárna poskytovat.....	33
Tab. 6 - Reálné technické schopnosti OZE elektráren poskytovat PpS.....	35
Tab. 7 - Plnění požadavků PPPS na PpS jednotlivých OZE elektráren	35
Tab. 8 - Reálné technické možnosti OZE elektráren poskytovat PpS.....	36
Tab. 9 - Klasifikace současných PpS [35]	40
Tab. 10 - Změny požadavků a možností v poskytování PpS [35]	41
Tab. 11 - Překlad Tab. 10 - Změny požadavků a možností v poskytování PpS [35]	42
Tab. 12 - Možnosti FVE a VTE poskytovat PpS [37].....	43
Tab. 13 - LEGENDA k.....	43
Tab. 14 – Detailní rozbor možností VTE poskytovat PpS regulující frekvenci [37].....	44
Tab. 15 - Rozbor možností VTE poskytovat PpS regulující napětí [37]	45
Tab. 16 - Rozbor možností FVE poskytovat PpS regulující napětí [37].....	45
Tab. 17 - Rozbor možností FVE poskytovat PpS regulující frekvenci [37]	46
Tab. 18 – Přehledová tabulka nákladností poskytování PpS u VTE a FVE [37].....	47
Tab. 19 - LEGENDA Tab. 18 – Přehledová tabulka nákladností poskytování PpS u VTE a FVE [37]	47
Tab. 20 - CAPEX a OPEX pro poskytování PpS.....	50
Tab. 21 - Přehledová tabulka PpS pro MVE - akumulační	50
Tab. 22 - Struktura modelu pro výpočet ekonomiky MVE poskytující PR.....	51
Tab. 23 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a na diskontu u akumulační MVE	52
Tab. 24 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a rozdílném růstu ceny silové elektřiny u akumulační MVE	52
Tab. 25 - Přehledová tabulka PpS pro MVE - průtočnou.....	53
Tab. 26 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a na diskontu u akumulační MVE	53
Tab. 27 - Přehledová tabulka PpS pro GTE.....	54
Tab. 28 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a na diskontu u GTE	54

Tab. 29 - Přehledová tabulka PpS pro BIOM	55
Tab. 30 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a na diskontu u BIOM	55
Tab. 31 - Přehledová tabulka PpS pro BPS	56
Tab. 32 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a na diskontu u BPS	56
Tab. 33 - Vstupní parametry do modelu pro MVE Práčov	59
Tab. 34 - Citlivostní analýza rezerv. výkonu a diskontu pro PR za ročního růstu ceny silové el. o 5% .	59
Tab. 35 - Citlivostní analýza rezerv. výkonu a diskontu pro PR za stagnace růstu ceny silové elektřiny	60
Tab. 36 - Citlivostní analýza rezerv. výkonu a diskontu pro PR za ročního klesání ceny silové el. o 5 %	60
Tab. 37 - Vstupní parametry	60
Tab. 38 - Závěrečné vyhodnocení reality poskytování PpS na OZE elektrárnách	62

ÚVOD

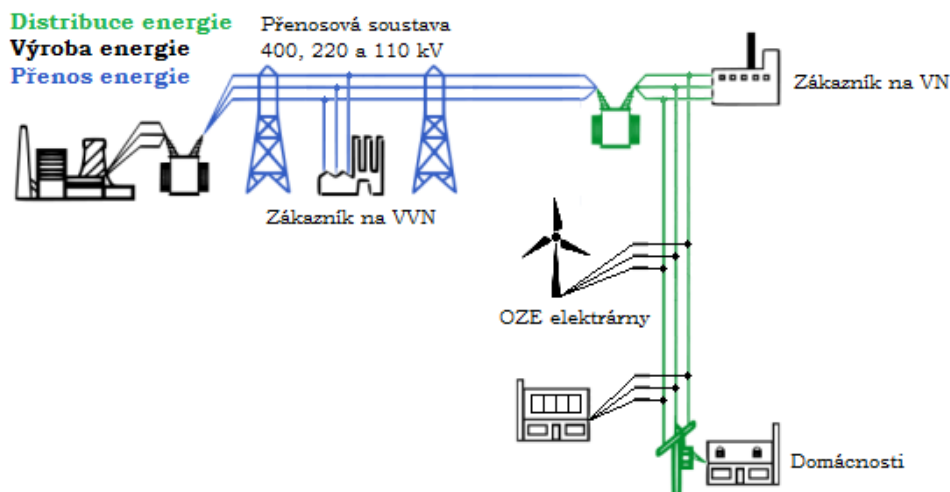
Není tajemstvím, že za poslední desetiletí zaznamenala česká i světová energetika značné změny související převážně s využitím obnovitelných zdrojů energie (OZE). To platí jak pro vědecký výzkum, tak i pro praktické použití těchto technologií. Při svém provozu OZE elektrárny minimálně zatěžují životní prostředí, což je jejich nespornou výhodou. Proto se vlády Evropských zemí rozhodly podporovat stavbu OZE elektráren. Energie z OZE je díky tomu dnes nezanedbatelnou součástí energetického mixu a OZE elektrárny jsou nedílnou součástí elektrizační soustavy (ES) a tedy mají vliv i na kvalitu dodávky elektřiny. Většina OZE elektráren má charakter intermitentních zdrojů, jejichž provoz je značně závislý na klimatických podmínkách. Výkon dodávaný z těchto intermitentních zdrojů může být během dne velmi proměnlivý. Tento výkon dodávaný do sítě nelze dosud přesně plánovat, pouze jej s určitou mírou nejistoty odhadovat. Predikce probíhá na základě předpovědí o počasí, které ve výsledku nemusí vždy odpovídat reálné výrobě. Avšak s rostoucím podílem intermitentních zdrojů na trhu s elektřinou, se tyto předpovědi zpřesňují. Variabilita výkonu z OZE elektráren pak ovlivňuje stabilitu soustavy a její chránění. Masová výstavba fotovoltaických (FVE) a větrných elektráren (VTE) v ČR v letech 2009 a 2010, do jisté míry zhoršila stabilitu ES. Problémy pak mohou nastat, když je velký instalovaný výkon z těchto elektráren ve stejné lokalitě a všechny dodávají do soustavy svůj maximální výkon. Nespotřebuje-li se vyrobená elektřina ihned v přilehlé oblasti, přenesení se do nejbližšího místa spotřeby a takové místo může být i v jiném státě. Významným problémem pro ES ČR pak představují přetoky elektřiny vyvolané výrobou ve větrných elektrárnách v Německu. Pokud přenosová síť (PS) není na toky takového množství elektřiny dimenzována, může být přetížena. Hrozí také nebezpečí nevyváženosti výroby a spotřeby elektřiny v ES, a to může v krajních případech vést až k blackoutu. Problematika řízení ES ve světě s převahou OZE elektráren je pro pozorovatele PS a DS klíčová a existuje řada studií k tomuto tématu. Rámec pro energetický mix ČR s rozvojem OZE elektráren určuje NAP ČR pro OZE s předpokládaným nárůstem instalovaného výkonu v OZE elektrárnách v roce 2020 na 4 429 MW. [1]

V diplomové práci se zabývám otázkou, zda OZE elektrárny mohou přispívat ke stabilitě ES tím, že budou poskytovat podpůrné služby (PpS). Schopnost poskytovat PpS budu hodnotit z technického a ekonomického hlediska.

1 ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVA

Základem pro pochopení role OZE elektráren je jejich zapojení do elektrizační soustavy (ES). ES se skládá z několika následujících prvků:

- Elektrárny* – slouží k výrobě elektřiny, představují zdroj, který dodává elektrickou energii do zbylých částí
- Přenosová soustava* – je postavena pro dopravu elektřiny vysokého napětí (400, 220, výjimečně i 110 kV), do místa spotřeby
- Transformovny* – transformují elektřinu na nižší napěťové hladiny, odpovídající snižující se přenášené energii (vlivem větvení vedení)
- Distribuční soustava* – rozvádí elektřinu k odběratelům (110, 35, 22 a 0,4 kV)
- Další zařízení* – jsou určena měření, řízení a ochranu ES



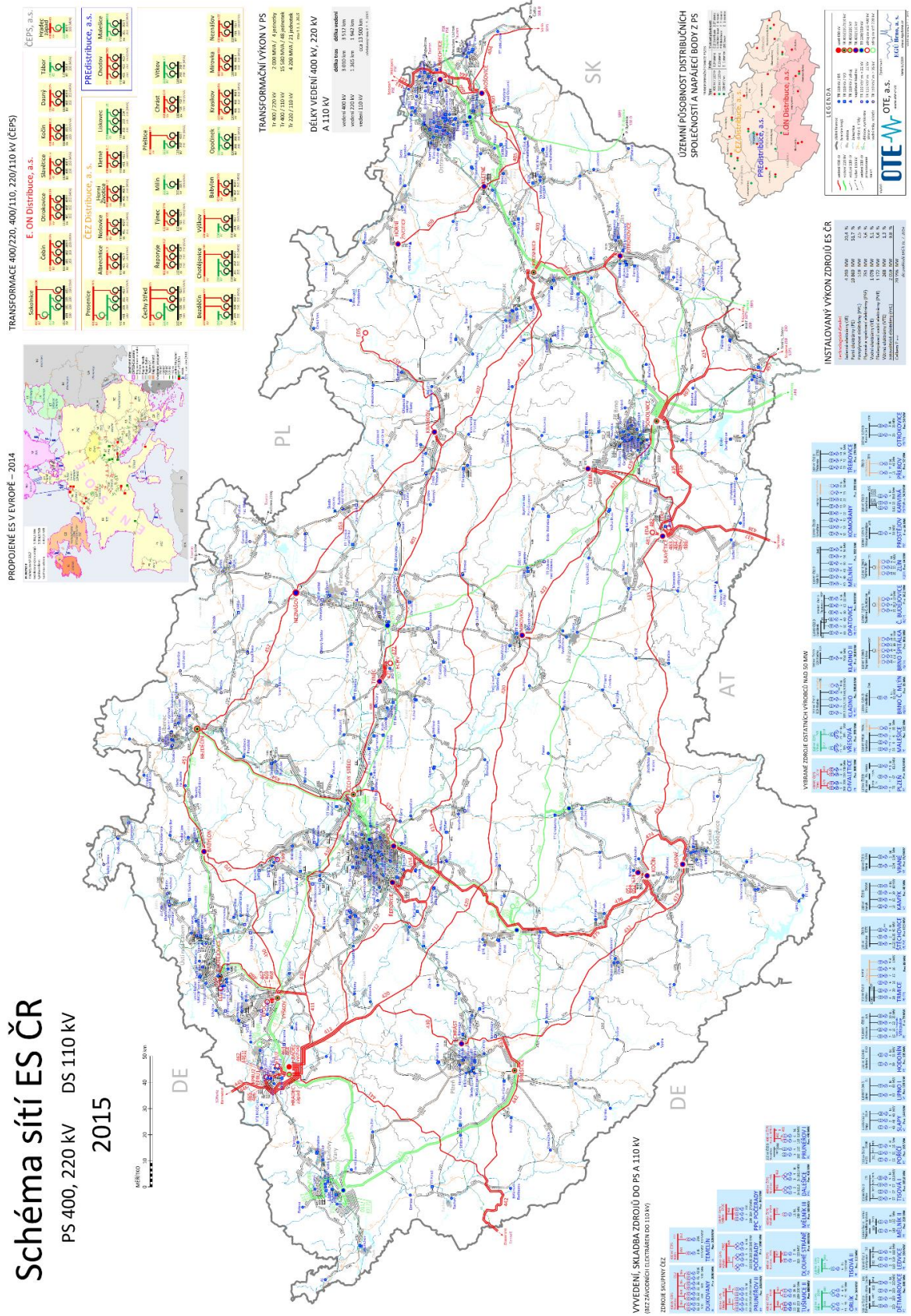
Obr. 1 - Větvení energie v ES

Topologie ES je v ČR je statická (stabilní) a v současné době se již zásadním způsobem nevyvíjí. Nový impuls k technologické obnově kvality ES přichází nyní s rozvojem decentrálních zdrojů a konceptem Smart Grid vyvolaných zejména rozvojem OZE elektráren.

Schéma sítě ES ČR

PS 400, 220 kV DS 110 kV

2015



Obr. 2 – Schéma PS ČR [2]

V ES ČR v současné době převládá koncepce velkých centralizovaných zdrojů poplatná době vzniku ES v průběhu 2. poloviny 20. století, které vyrobenou elektřinu posílají prostřednictvím PS na vzdálená místa spotřeby. V roce 2014 bylo takto v jaderných a parních elektrárnách vyrobeno 87 % veškeré elektřiny v ČR [3].

Tento koncept je výhodný pro efektivitu výroby elektřiny ve vysoce účinných elektrárnách. Kdybychom totiž postavili místo jedné parní elektrárny dvě s polovičním výkonem, tak na stejný počet MWh by připadlo více ztrát a větší finanční výdaje (ať už provozní nebo investiční). Avšak velkou nevýhodou centralizované výroby elektřiny je přenos vyrobené elektřiny do vzdálenějších míst spotřeby, který se neobejde beze ztrát (ty rostou se vzdáleností a s přenášeným množstvím energie).

Problém optimalizace ztrát v síti řeší koncept decentralizované výroby, který počítá zejména s OZE elektrárnami. Takovéto zdroje by měly být postaveny co nejbližší místu spotřeby a svou energii dodávat přímo do místní DS na hladině NN. V ideálním případě by lokální výroba měla pokrýt lokální spotřebu. Pro tyto účely lze použít malé lokální elektrárny například malé vodní elektrárny (MVE). Ale ne všechny lokality mají vhodné hydrologické podmínky pro MVE. Dále lze uvažovat o využití FVE nebo VTE, u kterých však nelze zajistit spolehlivou dodávku energie. Další OZE elektrárny využívající ke svému chodu spalování biomasy, bioplynu (bioplynová stanice - BPS) nebo geotermální energii, mají také svá omezení v dostupnosti a využitelnosti svých zdrojů. V praxi je tedy třeba použít rozumně vyvážený mix konceptů centralizované a decentralizované výroby elektřiny. Jak lze v takovémto mixu zajistit stabilní chod ES, popíši v další kapitole.

2 ŘÍZENÍ STABILITY ES

Aby mohla být ES provozována bez výpadků a odběratelům byla doručena elektřina požadované kvality, musí provozovatel přenosové soustavy (dále jen „PPS“) spolu s provozovatelem distribuční soustavy (dále jen „PDS“) zajistit stabilitu provozu ES. To znamená zabezpečení kvality, spolehlivosti a bezpečnosti dodávky elektřiny. Z důvodu propojení naší ES se soustavami okolních států, musí PPS navíc plnit i mezinárodní podmínky a závazky. K tomu využívá činností nazývaných systémové služby (dále jen „SyS“) různého druhu.

Druhy Systémových Služeb:

- dispečerské řízení
- udržování kvality elektřiny
- udržování výkonové rovnováhy v reálném čase
- obnovení provozu

Jako prostředek k zajištění SyS, se pak využívají takzvané podpůrné služby (dále jen „PpS“). Podpůrné služby mohou nabízet pouze certifikovaní výrobci elektřiny. Lze je nabízet jak PPS, tak i PDS. Také je ale může nakupovat PPS od PDS. [4] [5] PpS nabízené pro PDS a pro PPS jsou velmi podobné, v této práci se ale zabývám pouze těmi PpS, které certifikovaný výrobce nabízí PPS.

PPS obstarává okolo 95 % všech potřebných PpS dlouhodobými kontrakty (DK), které se uzavírají na 1 až 3 roky dopředu. Zbytek pořizuje na denním trhu (DT s PpS), který se uzavírá 24 hodin před dodávkou, nebo na vyrovnávacím trhu (VT), ten se uzavírá 30 minut před dodávkou regulační energie.

PpS nakupované přes DT a VŘ:

- **primární regulace frekvence bloku (PR)**
- **sekundární regulace výkonu bloku (SR)**
- **5minutová záloha (MZ₅)**
- **15minutová kladná záloha (MZ₁₅₊)**
- **15minutová záporná záloha (MZ₁₅₋)**
- **snížení výkonu (SV₃₀)**

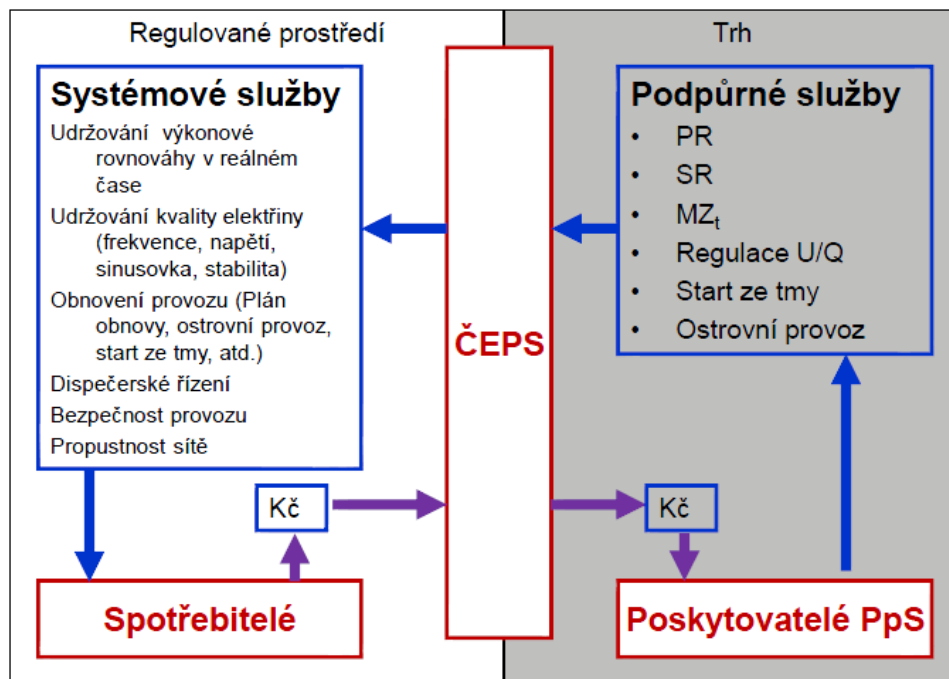
PpS dodávané na základě dvoustranných smluv:

- **sekundární regulace U/Q (SRUQ)**
- **schopnost ostrovního provozu (OP)**
- **start ze tmy (BS)**

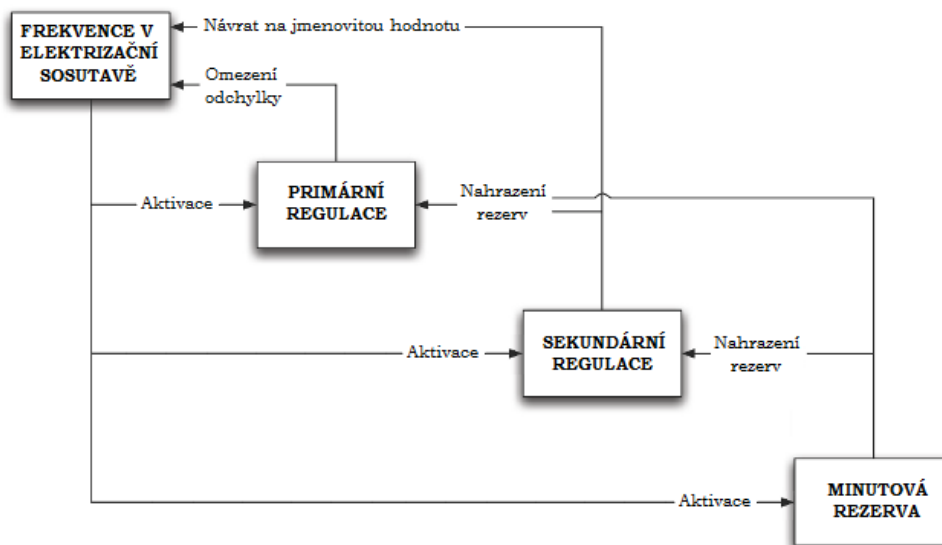
Dále lze PpS nakupovat ze synchronně pracujících přenosových soustav okolních států v podobě havarijních smluv nebo mezistátní operativní dodávky elektřiny:

- **havarijní výpomoc (HV)**
- **dodávka negarantované regulační energie (EnergZ+ nebo EnergZ-)**
- **dodávka regulační energie ze zahraničí v rámci spolupráce na úrovni PPS (EnergZGCC)**

Poslední možností k vyrovnání odchylky v ES, je nákup regulační energie na VT. Zde již výrobci nabízejí pouze kladnou a či zápornou regulační energii (RE+ a RE-).



Obr. 3 - Vztah mezi Sys a PpS [6]



Obr. 4 – Postup aktivace PpS [7]

Specifika trhů s PpS:

- a) **Výběrové řízení (VŘ)** – PPS vypisuje výběrová řízení na služby PR, SR, MZ_t, SV₃₀. Mohou být vypsaná na jeden až tři roky. Průběh VŘ je takový, že ČEPS, a.s. vypíše potřebnou výši regulační zálohy pro poptávanou PpS a čekají, jaké dostanou nabídky. Každá nabídka obsahuje regulační zálohu a cenu, kterou za ni nabízející požaduje. Tyto hodnoty se mohou lišit, musí však být v mezích určených Kodexem Přenosové Soustavy. ČEPS poté nabídky seřadí vzestupně od nejnižší nabízené ceny a přijme jich jen tolik aby uspokojil svou poptávku po rezervovaném výkonu.
- b) **Bilaterální smlouva** – Na základě přímých jednání s poskytovatelem PpS může PPS uzavřít roční smlouvu na služby PR, SR, MZ_t, SV₃₀, SRUQ, OP a BS.
- c) **Denní trh s PpS (DT PpS)** – je organizován PPS, obchoduje se pouze PR, SR a MZ_t na den dopředu. Střetnutí nabídky a poptávky probíhá stejným principem jako u VŘ, akorát se tak děje elektronicky a den před obchodní hodinou.
- d) **Vyrovňovací trh (VT)** – Provozuje OTE s ČEPS. PPS na VT nakupuje pouze kladnou či zápornou regulační energii (RE+ nebo RE-).
- e) **Přeshraniční kapacity** – PPS může ze zahraničí nakoupit RE+ a RE-. [8]

Tab. 1 - Struktura SyS a PpS [7]

Systémová služba	Technicko-organizační prostředek	Podpůrná služba	
Udržování kvality elektriny	Udržování souhrnné výkonové zálohy	PR	<i>Primární regulace f</i>
	Sekundární regulace napětí a jalového výkonu	SRUQ	<i>Sekundární regulace U/Q</i>
	Sekundární regulace f a P	SR	<i>Sekundární regulace P</i>
Udržování výkonové rovnováhy v reálném čase	Terciární regulace výkonu	MZ₅	<i>5minutová záloha kladná</i>
		MZ₁₅₊	<i>15minutová záloha kladná</i>
		MZ₁₅₋	<i>15minutová záloha záporná</i>
		SV₃₀	<i>Snížení výkonu</i>
	Obstarání regulační energie	EnergZ	<i>Dodávka RE ze zahraničí</i>
		HV	<i>Havarijní výpomoc</i>
Obnovování provozu	Obnovování provozu	OP	<i>Schopnost ostrovního provozu</i>
		BS	<i>Schopnost startu ze tmy</i>
Dispečerské řízení	Dispečerské řízení		

Na **Obr. 3** vidíme způsob, jakým si PPS zajišťuje SyS a že výdaje za nákup PpS pokrývá z příjmů za poskytování SyS. **Tab. 1** pak ukazuje vztah mezi jednotlivými SyS a PpS nebo-li jaké PpS se nakupují na pokrytí dané SyS.

Terminologie PpS používaná v ČR, ne vždy koresponduje s terminologií užívanou v zahraničí. Pro různé služby je zažité používání jiných technických termínů (nikoli doslovné překlady), přestože svou náplní jsou si často velmi podobné. Pro rychlou orientaci v cizojazyčných tabulkách a grafech, uvádím v **Tab. 2** PpS používané v ČR a jim principiálně odpovídající zahraniční názvy (ne všechny PpS mají zahraniční ekvivalent).

Tab. 2 - Zahraniční ekvivalenty PpS

Český název		Anglický název	
PR	Primární regulace	FCR	Frequency containment reserve
SR	Sekundární regulace	aFRR	Frequency restoration reserve
MZ _t	Minutová záloha	mFRR	Frequency restoration reserve
TR*	Terciální regulace	RR	Replacement reserves
DZ*	Dispečerská záloha		
BS	Start ze tmy	BS	Black start (System restoration)

*Dnes se již TR a DZ nepoužívá, místo nich máme MZ₁₅₊ a MZ₁₅₋

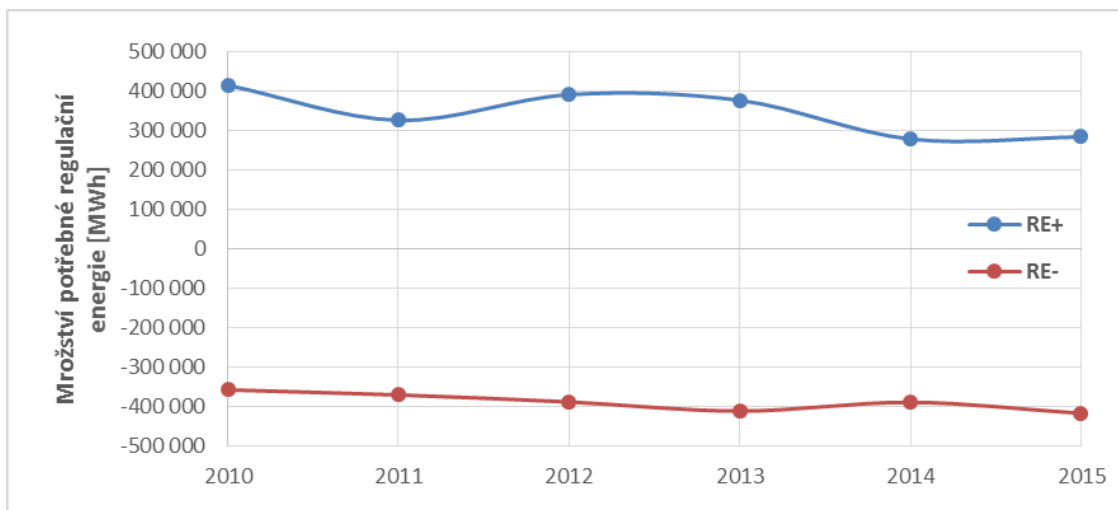
Jak lze vidět v **Tab. 3**, za rok 2015 bylo do ES dodáno přes 284 GWh RE+ (kladné regulační energie). Tato energie pochází z aktivace SR, MZ₅ a MZ₁₅₊. Naopak RE- (záporné regulační energie) bylo za stejný rok „dodáno“ do ES -417,6 GWh. Tuto zápornou energii „poskytly“ bloky u kterých byla aktivovány služby SR, MZ₁₅₋ nebo SV₃₀. Nelze však rozlišit, jaký podíl na RE+ a RE- mají konkrétní PpS. Z grafu na

Obr. 5 je patrné, že potřeba kladné i záporné regulační energie pomalu klesá. Taktéž ceny za rezervovaný výkon a regulační energii mají sestupnou tendenci. Je to způsobeno zejména přetlakem nabídky na trhu s PpS. [9] [10]

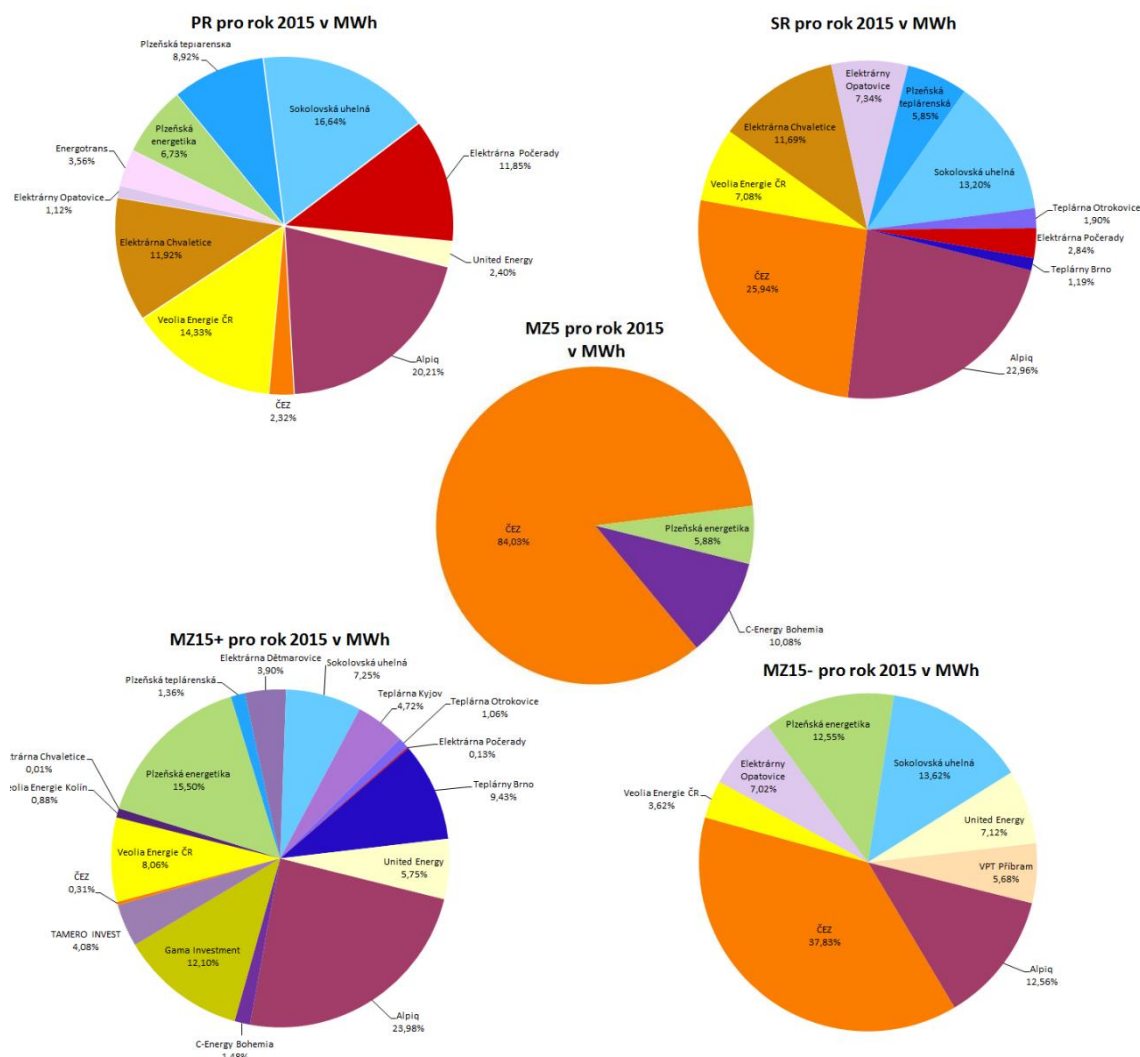
Tab. 3 - Roční potřeba regulační energie za posledních 5 let

rok	Kladná regulační energie (RE+)		Záporná regulační energie (RE-)	
	Množství / rok	Výdaje / rok	Množství / rok	Výdaje / rok
2010	415,7 GWh	1 042 mil. Kč	-357,9 GWh	65,1 mil. Kč
2011	326,8 GWh	811 mil. Kč	-370,9 GWh	5,8 mil. Kč
2012	391,9 GWh	916 mil. Kč	-388,7 GWh	10,5 mil. Kč
2013	377,5 GWh	949 mil. Kč	-411,8 GWh	15,4 mil. Kč
2014	278,9 GWh	691 mil. Kč	-389,6 GWh	8,7 mil. Kč
2015	284,4 GWh	731 mil. Kč	-417,6 GWh	4,8 mil. Kč

Z údajů zveřejňovaných ČEPS na jejich webových stránkách lze zjistit, jakou částí se jednotliví poskytovatelé podílí na celkovém množství rezervovaného výkonu. Procentuální zastoupení je však zveřejňováno pouze v případě, že jsou více než 2 poskytovatelé. V opačném případě by si mohli snadno dopočítat, jak velký rezervovaný výkon nabízí jejich konkurence. V roce 2015 byly všechny PpS zastoupeny více než 3 poskytovateli a jejich procentuální zastoupení v jednotlivých službách je vyobrazeno na jednotlivých grafech **Obr. 6**. [10]



Obr. 5 - Množství potřebně regulační energie v roce 2015 [10]



Obr. 6 - Složení poskytovatelů PpS v roce 2015 [10]

Protože se moje práce zabývá poskytováním PpS v OZE elektrárnách, musím zmínit aktuální stav, kdy OZE elektrárny již dnes podle zákona č. 458/2000 Sb. od výkonu 100 kW musí být schopny poskytnout služby obdobné některým PpS a to bezúplatně na vyžádání dispečinku PPS/PDS. Jedná se o tyto služby a povinnosti:

- řízení spínače s oddělovací funkcí
- omezení dodávaného činného výkonu
- řízení jalového výkonu
- rozhraní pro přenos dat

Zákon se nevztahuje na OZE elektrárny uvedené do provozu před rokem 2000 s instalovaným výkonem do 10 MW ani na průtočné MVE. Více uvedeno v dalším textu. [11]

2.1 Podpůrné služby

2.1.1 PR – Primární regulace f

V cizojazyčné literatuře je tato služba označovaná jako „FCR“ - **frequency containment reserve**. Primární regulace frekvence bloku je lokální funkce, která je plně automatická. Je zajišťovaná obvody primární regulace, její podstatou je provádět přesně definované změny výkonu elektrárenského bloku. Tyto změny jsou závislé na odchylce frekvence od zadané hodnoty. Zadaná hodnota je 50 Hz a odchylka, která aktivuje uvolnění rezervovaného výkonu je 0,2 Hz. Změnu výkonu elektrárenského bloku vyžadovanou obvody primární regulace v závislosti na odchylce frekvence udává následující regulační rovnice:

$$\Delta P = -\frac{100}{\delta} * \frac{P_n}{f_n} \Delta f \quad (1)$$

ΔP ... požadovaná změna výkonu bloku [MW]

P_n ... nominální výkon bloku [MW]

Δf ... odchylka frekvence od zadané hodnoty [Hz]

δ ... statika primární regulace [%]

f_n ... zadaná frekvence (obvykle jmenovitá 50 Hz)

Velikost požadované změny výkonu bloku v závislosti na odchylce frekvence sítě je určena statistikou primární regulace frekvence. Pro primární regulaci musí být v rámci výkonového rozsahu bloku trvale vyčleněna primární regulační záloha. Její velikost závisí na technologických vlastnostech bloku, je však omezena požadavky PPS. Aby se omezil vliv výpadků bloků poskytujících tuto PpS na souhrnnou zálohu, je u jednoho bloku stanovena maximální velikost vykupované regulační zálohy PR na 10 MW a minimální velikost na 3 MW. Provozovatel bloku musí zajistit uvolnění požadované regulační zálohy bloku v primární regulaci do 30 sekund od okamžiku vzniku výkonové nerovnováhy. Je také povinen regulovat žádanou hodnotu frekvence plynule, nebo po krocích maximálně 0,01 Hz. [8][12]

Typická potřeba výkonové rezervy pro PR je 82 MW. Tento rezervovaný výkon bývá stejný v pracovních i nepracovních dnech či nocích. [6]

2.1.2 SR – Sekundární regulace P

V zahraničí známé pod názvem **aFRR – frequency restoration reserve**. Sekundární regulace výkonu P bloku (SR) je proces změny hodnoty výkonu regulovaného elektrárenského bloku, tak jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Kvalita této podpůrné služby je posuzována podle velikosti nabízeného rozsahu a rychlosti zatěžování. PPS požaduje minimální rychlost změny výkonu bloku 2 MW/min a rozsah regulovaného výkonu od 10 MW do 70 MW.

Podpůrná služba SR výkonu bloku je zprostředkována pomocí změny požadované hodnoty regulátoru výkonu bloku.

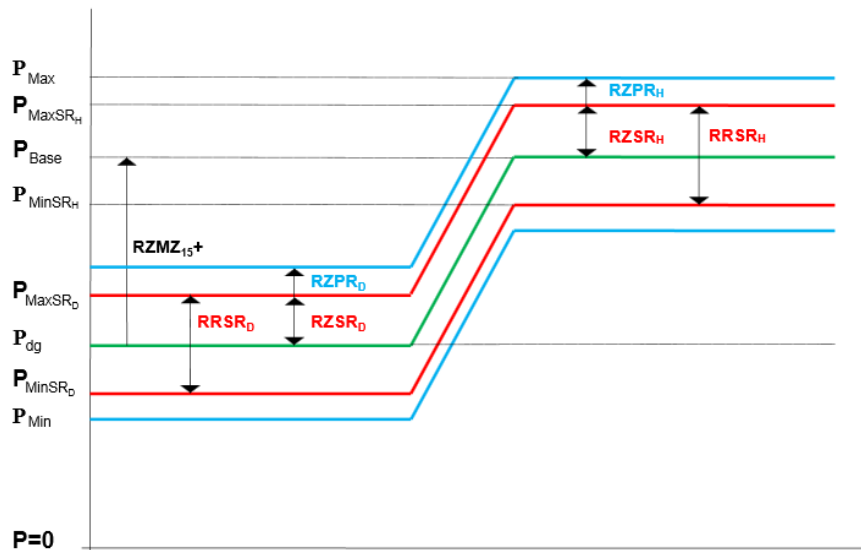
Pro tuto regulaci musí být v rámci výkonu bloku vyčleněn výkon – sekundární regulační záloha, jejíž velikost závisí na technologických vlastnostech bloku. Celou velikost sekundární regulační zálohy musí být blok schopen realizovat do 10 minut od požadavku. Sekundární regulační záloha musí být symetrická podle bazového bodu. Principiálně jsou možná tři uspořádání:

- Sekundární regulátor zasílá na regulační blok přímo požadovanou hodnotu činného výkonu.
- Sekundární regulátor zasílá na fiktivní blok sumární požadovanou hodnotu činného výkonu a tam je rozdělena řídicím systémem na jednotlivé bloky (na všechny nebo i na část provozovaných bloků).
- Sekundární regulátor zasílá na skupinu vodních elektráren se vzájemnou hydraulickou vazbou sumární požadovanou hodnotu činného výkonu, a ta ji přes svůj dispečink přerozdělí na jednotlivé bloky. [12]

Obvyklá potřeba výkonové rezervy pro SR se liší v závislosti na týdenním cyklu. (**PD** – *pracovní Den*, **PN** – *Pracovní Noc*, **ND** – *Nepracovní Den*, **NN** – *Nepracovní Noc*) [6]

Potřeba je následující:

- **PD:** 300 MW až 340 MW
- **PN:** 280 MW až 290 MW
- **ND:** 300 MW až 340 MW
- **NN:** 280 MW až 290 MW



Obr. 7 - Příklad typového rozložení výkonových záloh na elektrárenském bloku pro PpS, v případě symetrické SR a při užití MZ₁₅₊ [8]

2.1.3 SV₃₀ - Snížení výkonu

Snížení výkonu (SV₃₀) je poskytováno na blocích, které jsou do 30 minut od povelu dispečera schopny snížení výkonu o předem sjednanou hodnotu nebo schopny plného odstavení. Služba je využívána pro snížení dodávky do ES a odregulování výkonové nerovnováhy při významné kladné odchylce v soustavě vzniklé nedodržením sjednaných diagramů v rozsahu přesahujícím možnost standardně určených velikostí PpS: SR a MZ_t.

Minimální velikost zálohy zajišťované od jednoho poskytovatele této PpS je 30 MW. Minimální

Vysvětlivky k **Obr. 7**:

P_{MaxSRD}	Největší výkon bloku použitelný pro sekundární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRSR), pro dolní pásmo sekundární regulace.
P_{MaxSRH}	Největší výkon bloku použitelný pro sekundární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRSR), pro horní pásmo sekundární regulace.
P_{MinSRH}	Nejmenší výkon bloku použitelný pro sekundární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRSR), pro horní pásmo sekundární regulace.
P_{MinSRD}	Nejmenší výkon bloku použitelný pro sekundární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRSR), pro dolní pásmo sekundární regulace.
P_{Max}	Technické maximum bloku.
P_{Min}	Technické minimum bloku.
P_{dg}	Diagramový bod bloku.
P_{Base}	Výšková hladina, na kterou je blok poskytující PpS nasazen. Skládá se z diagramového bodu z aktivované minutové zálohy (zde se jedná o RZM _{Z15+})

doba, po kterou musí být garantováno její využití po aktivaci dispečerem, je 24 hodin. [8]

Služba SV_{30} je vypisována jen velice zřídka, zpravidla na Vánoce, Nový rok a jiné dny kdy se očekává odchylka (prodloužené víkendy atp.). Ze služeb, které mají za úkol regulaci výkonu v síti, je tato služba nejméně využívána.

2.1.4 MZ_t - t-minutová záloha

V anglických textech označována jako **mFRR – frequency restoration reserve**. Malé „t“ se může rovnat pěti nebo patnácti minutám. Do roku 2015 ČEPS vypisovala i 30minutové kladné a záporné zálohy, nyní je však MZ_{30} zcela vyřazena. 5minutová záloha je pouze kladná, zatím co 15minutová záloha je kladná i záporná.

MZ_t poskytují zařízení, připojená k ES ČR, obvykle elektrárenské bloky. Musí být do t minut, od příkazu Dispečinku ČEPS, schopna poskytnout sjednanou regulační zálohu $MZ_{t\pm}$. Minutovou zálohou se rozumí požadovaná změna výkonu (kladná nebo záporná) na svorkách poskytujícího zařízení. Minutové zálohy $MZ_{t\pm}$ můžou být realizovány vícero způsoby.

Způsoby realizace MZ_{t+}

- zvýšení výkonu bloku
- odpojení čerpání (u přečerpávacích vodních elektráren)
- nenajetí programovaného čerpání
- odpojením odpovídajícího zatížení od ES ČR.

Způsoby realizace MZ_{t-}

- snížením výkonu bloku
- nebo připojením odpovídajícího zatížení k ES ČR.

Pro MZ_{15} platí minimální velikost minutové regulační zálohy jednoho bloku 10 MW. Maximální výkon zařízení je 70 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Doba aktivace služby není omezena. Minimální velikost minutové regulační zálohy MZ_5 pro jeden blok, je 30 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Maximální výkon zařízení, určuje PPS. Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování 5minutové regulační zálohy MZ_5 , jsou 4 hodiny a to i v případě aktivace této služby na konci intervalu její rezervace. [8]

Běžné potřeby rezervace výkonu u $MZ_{t\pm}$ se liší podle polarit (kladnost/zápornost) služby a podle týdenního cyklu.

Potřeba MZ_{t+}

- **PD:** 300 MW až 320 MW
- **PN:** 200 MW až 240 MW
- **ND:** 280 MW až 300 MW
- **NN:** 200 MW až 220 MW

Potřeba MZ_{t-}

- **PD:** 240 MW až 250 MW
- **PN:** 220 MW až 240 MW
- **ND:** 240 MW až 270 MW
- **NN:** 200 MW až 230 MW

Rychle startující záloha, kterou dnes plně nahradila MZs, má stabilní potřebu okolo 550 MW. [6]

2.1.5 BS – Start ze tmy

Běžně známý pod anglickým názvem jako **Black Start**. Schopnost startu ze tmy je schopnost najetí bloku elektrárny bez podpory vnějšího zdroje napětí, schopnost dosažení daného napětí, možnost připojení k síti a jejího napájení v ostrovním režimu. Tato PpS umožňuje obnovení dodávky po úplném nebo částečném rozpadu soustavy (ztrátě napájení), kde základním cílem je uvést postiženou oblast do normálního provozního stavu v krátkém čase a bezpečným způsobem. Poskytovatel této PpS musí splňovat podmínky Kodexu PS včetně požadavků certifikace. ČEPS v požadavcích na žadatele o BS uvádí, že má zájem pouze o bloky, které jsou významné pro obnovu provozu PS. Bloky nabízející BS, jsou schopny dodat v případě potřeby výkon okolo 80 MW.

Požadavky na vybrané bloky pro start ze tmy:

A. Dodržení postupu:

Po obdržení pokynu k provedení startu ze tmy od ČEPS se provedou následující kroky (ve smluvně dohodnutém časovém a výkonovém rozpětí):

- okamžité zahájení postupu najíždění bez použití vnějšího zdroje napětí
- dodání napětí do nadřazené sítě (vedení zvn nebo vvn) v požadované kvalitě (velikost napětí, stabilita a kmitočet), blok pracuje v regulačním režimu ostrovního provozu
- obnovení napájení stanovených částí sítě dle pokynů Dispečinku ČEPS
- postupné zatěžování ostrova činným výkonem pomocí předem definovaných změn zatížení
- provoz ve stanovených výkonových mezích s limitem frekvenčních a napěťových odchylek
- opětné připojení ostrova k soustavě
- paralelní provoz se soustavou
- další provoz podle pokynů ČEPS

B. Koordinovatelnost postupu:

Poskytovaná PpS je v souladu s Plánem obnovy (ten je blíže popsán v páté části kodexu PS a určuje strategii pro obnovu ES po black-outu), je kompatibilní s postupy obnovy a s provozními instrukcemi a předpisy dotčených subjektů: výrobců elektrické energie a regionálních distribučních podniků v dané lokalitě.

C. Schopnost ostrovního provozu:

Vybraný blok pro start ze tmy je schopen pracovat v ostrovním provozu, a má platnou certifikační zkoušku na PpS - Schopnost ostrovního provozu.

D. Dostupnost služby:

Pro kontrolu schopnosti startu ze tmy provádí poskytovatel této PpS periodické certifikační testy dle metodiky popsané v Kodexu PS. ČEPS má právo požadovat na poskytovateli možnost inspekce připravenosti k plnění této podpůrné služby provedené způsobem, který neovlivní provoz bloku.[8]

2.1.6 OP – Schopnost ostrovního provozu

Jedná se o schopnost provozu elektrárenského bloku do vydělené části vnější sítě tzv. ostrova. Ostrovní provoz se vyznačuje velkými nároky na regulační schopnosti bloku. Schopnost Ostrovní provozu bloku je nezbytná pro předcházení a řešení stavu nouze a je legislativně podložena vyhláškou č. 80/2010 Sb., o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu, v platném znění. Ostrovní provoz bloku se vyznačuje značnými změnami systémových veličin – frekvence a napětí, což souvisí s tím, že blok pracuje do izolované části soustavy. Elektrárenský blok přechází automaticky do regulačního režimu ostrovního provozu při poklesu frekvence pod 49,8 Hz a při vzrůstu frekvence nad 50,2 Hz. Změny zatížení ostrova představují velké nároky na regulaci činného výkonu bloku. Zatížení je proměnné a tím vyvolané změny napětí a frekvence musí být blok schopen řešit svou autonomní regulací (na rozdíl od paralelního provozu, kdy jsou změny napětí a frekvence řešeny prostřednictvím systémových služeb). [13]

Pravidla týkající se OP jsou uvedena v řadě vyhlášek, kromě Pravidel provozovatele přenosové soustavy (PPPS) se jím zabývají i Pravidla provozovatele distribuční soustavy (PPDS). PPDS například určují, že pokud vzniklý ostrov není vybaven zařízením, které dokáže ostrov zpětně přifázovat ke zbytku soustavy, musí poskytovatel OP, na pokyn provozovatele distribuční soustavy (PDS) odpojit svou výrobu od sítě. Jedná se o proces zpětného přifázování k síti. [4]

Nárůst výkonu v OZE elektrárnách v Evropě zvyšuje potřebu regulačního výkonu v ES a vyžaduje revizi podmínek pro vznik ostrovního provozu, resp. Odpojení OZE elektrárny od ES. Pokud jakákoli výroba způsobuje přebytek výkonu a ohrožuje tím bezpečnost a spolehlivost ES, má PDS nebo PPS povinnost omezit dodávku z těchto výroben. Tuto povinnost provozovatelům soustav ukládá předpis č. 79/2010 Sb. - Vyhláška o dispečerském řízení elektrizační soustavy a o předávání údajů pro dispečerské řízení. V rámci ENTSO-E vzniklo několik studií zabývajících se problémem stability ES. Tyto studie řeší hlouběji problematiku „50,2 Hz“ a vyplývají z nich doporučení pro národní PPS. Jedno z doporučení je změna nastavení odpojení FVE od ES, pokud klesne frekvence pod úroveň 49,5 Hz nebo stoupne nad 50,5 Hz. [14]

Službu OP mohou poskytovat pouze provozovatelé bloků, které jsou připojeny do PS a disponují minimálním výkonem 50 MW. [8]

Požadavky na schopnosti bloku pro ostrovní provoz:

A. Přechod do ostrovního provozu:

Přechod do ostrovního provozu bloku je charakterizován obvykle náhlou změnou frekvence a vznikem bilanční nerovnováhy činného případně jalového výkonu. Při přechodu do ostrovního provozu (jehož vznik je indikován vhodným frekvenčním relé, které je nastaveno na hodnotu danou frekvenčním lánem je nutné okamžitě zajistit především:

- změnu režimu regulace bloku na proporcionální regulaci otáček
- odpojení dálkové regulace výkonu (vypojení bloku ze SR f a P)
- pokud možno aperiodický a stabilní přechod otáček na novou hodnotu, která je dána frekvencí v ostrovu a nastavenými parametry regulace otáček. Výkon turbíny se v mezním případě může změnit z hodnoty jmenovitého výkonu až k hodnotám vlastní spotřeby
- odepnutí bloku od vnější sítě do provozu na vlastní spotřebu pokud kmitočty vybočí z mezí frekvenčního plánu. Přechod na otáčky při napájení vlastní spotřeby musí být stabilní
- přepnutí potřebných regulací bloku do režimu vhodného pro ostrovní provoz

B. Ostrovní provoz:

Blokové regulace a technologické zařízení bloku musí zajistit:

- stabilní paralelní spolupráci s ostatními bloky zapojenými v ostrovu
- adekvátní odezvu dodávaného činného a jalového výkonu na změny frekvence a napětí, a to i při práci s nenominálními parametry napětí a frekvence. Adekvátní odezvou, rozumíme tzv. idealizovanou závislost výkonu turbíny P_{id} na stacionární (po odeznění rychlých elektro-mechanických přechodných dějů) odchylce frekvence Δf [8]:

$$P_{id} = P_0 - \frac{100}{\delta} * \frac{P_n}{f_n} \Delta f \quad (2)$$

2.1.7 SRUQ – Sekundární regulace U/Q

Sekundární regulace U/Q je automatická funkce, která využívá celý certifikovaný (smluvně dohodnutý) regulační obsah jalového výkonu bloků. Využívá ho k udržení zadané velikosti napětí v pilotních uzlech ES.

Regulační proces je aperiodický s maximálně jedním překmitem. Musí být ukončený do 2 minut. SRUQ musí být schopna spolupracovat s prostředky terciární regulace napětí a jalových výkonů.

ČEPS přijímá jako poskytovatele SRUQ pouze výrobce, disponující nejméně 50MW blokem s připojením do PS. [8]

Pro OZE elektrárny již dnes platí povinnosti obdobné služby sekundární regulace. Jedná se o regulaci Q dle zákona č. 458/2000 Sb., kde OZE elektrárny od výkonu 100 kW musí zajistit regulaci P/Q v rozsahu:

- Řízení činného výkonu umožňuje regulaci (0 – 30 – 60 – 100 %) dané OZE elektrárny.
- Regulace jalového výkonu musí splňovat požadavky na hodnoty účinníku a to $1, \pm 0,97$ a $\pm 0,95$.

Pilotní uzly PS a poskytovatelé SRUQ:

- *Hradec u Kadaně* - **EPR 1, EPR 2 a ETU 2**
- *Vítkov* - **EPVR a ETI2**
- *Slavětice* - **EDU a EDA**
- *Týnec* - **ECH**
- *Krasíkov* - **EDS**
- *Výškov* - **EPC**
- *Milín* - **EOR**
- *Kočín* – **ETE**

2.2 Proces certifikace poskytovatele PpS

Provozovatelem přenosové soustavy v České Republice je společnost ČEPS a.s. Podpůrné služby může nakupovat od všech výrobců ES, kteří služby nabízejí a mají k nim příslušnou certifikaci. PpS nabízené výrobcem elektřiny musí splňovat určité požadavky.

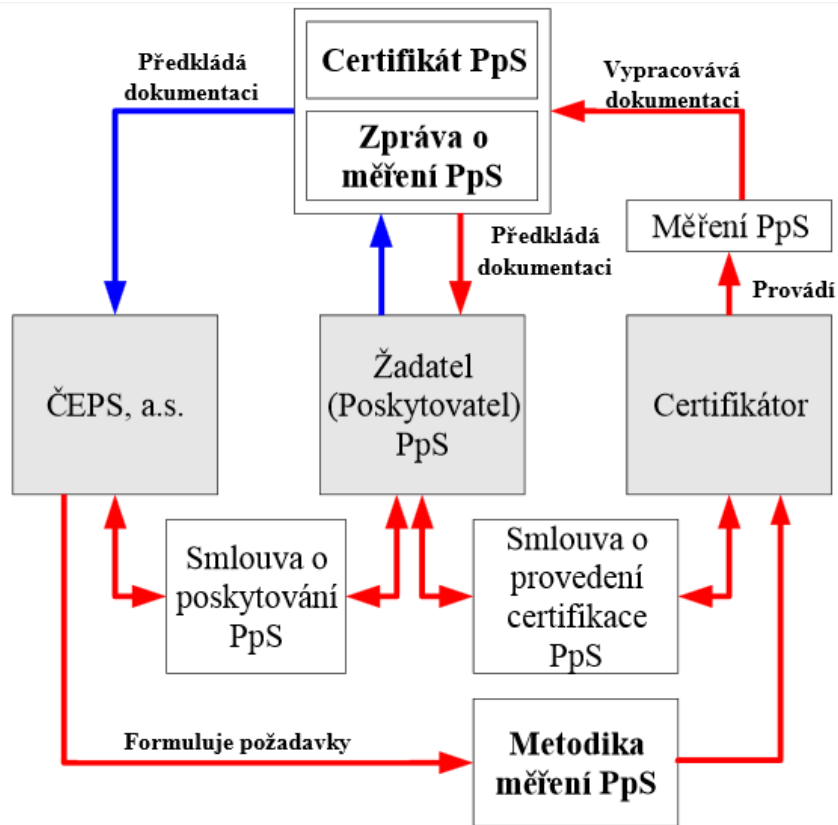
Požadavky na poskytovatele PpS:

- měřitelnost (stanovené kvantitativní parametry a způsob měření)
- garance dostupnosti služby s možností vyžádat si inspekci
- certifikovatelnost (stanovený způsob prokazování schopnosti službu)
- možnost průběžné kontroly poskytování

Poskytovatelem PpS se může stát kterýkoli výrobce elektřiny připojený do PS (popřípadě DS), musí však nejdříve projít certifikačním procesem. Proces začíná, když *žadatel* (subjekt, který se chce stát *poskytovatelem*) osloví *certifikátora* (organizace autorizovaná společností ČEPS k certifikačnímu měření) s žádostí o provedení certifikačního měření dané PpS. Na základě žádosti (a následně smlouvy) provede *certifikátor* příslušné měření, po kterém výslednou zprávu o měření a certifikát předloží *žadateli*. Cena zpracování této studie se pohybuje mezi 50 000 Kč až 150 000 Kč. *Žadatel* tyto doklady pošle společnosti ČEPS, a.s. která na základě těchto podkladů rozhodne, zda bude uzavřena dohoda s *žadatelem*. Pokud je dohoda uzavřena, *žadatel* se může stát *poskytovatelem* PpS. Názorně je proces vykreslen na **Obr. 8.** [15]

Po té co ČEPS schválí studii, musí si *žadatel* nechat instalovat terminál elektrárny a komunikační linky, po kterých tento terminál bude přijímat povely z dispečinku ČEPS.

Požadavky PPS na PpS, nemusí být shodné s tím, co dokáže výrobce nabídnout (každá PpS má stanované své výkonové rozmezí), proto může několik svých bloků sloučit do tzv. *fiktivního bloku*, nebo do něj naopak zahrnout pouze část bloku. Sloučit se mohou pouze soustrojí, u kterých existuje technologická vazba (společný: parovod, reaktor, vodní nádrž, vyvedení tepla, atp). Podmínkou pro vznik fiktivního bloku však je, aby byl tvořen pouze zařízeními jedné elektrárny a aby všechna tato zařízení byla vyvedena do jedné rozvodny. Zvláštní případ byla Vltavská kaskáda, kde je vazba hydrologická. Lze také vytvořit *obchodní blok*, který může být tvořen nejvíce čtyřmi energetickými zařízeními (bloky) u kterých neexistuje technologická vazba. Obchodní blok musí být tvořen jedině zařízeními jedné elektrárny, vyvedenými do stejné uzlové oblasti. Maximální souhrnný jmenovitý výkon obchodního bloku nesmí přesáhnout 250 MW.



Obr. 8 - Vzájemné vztahy subjektů při procesu certifikace PpS [8]

ČEPS po poskytovateli požaduje technické a právní údaje, které musí poskytovatel uvést při uzavírání dohody o přistoupení ke všeobecným obchodním podmínkám nákupu a poskytování PpS. [16]

Výčet parametrů požadovaných ČEPS:

- poskytovatel
- název výroby
- název bloku
- na jaké napěťové hladině je výroba zapojena
- typ zdroje
- nominální výkon P_n [MW]
- dosažitelný výkon [MW]
- podkročení v oblasti minima pro PR [MW]
- přetížení v oblasti maxima pro PR [MW]
- rychlost změny výkonu bloku C_{sr} [MW/min]

3 OZE ELEKTRÁRNY

V přechozích kapitolách jsem osvětlil roli a nezbytnost zajištění různých SyS, k zajištění stability ES. Výrobny využívající OZE na jedné straně ovlivňují chování ES, na druhé straně jako klasické elektrárny by mohly poskytovat podpůrné služby, které stabilitu ES pomáhají udržovat.

Obnovitelné zdroje energie jsou takové energetické zdroje, které se v krátkém časovém horizontu (v řádech jednotek až desítek let) dokáží přirozeně obnovit. Nelze je tedy vyčerpávat jejich zpracováváním. Mají tedy schopnost částečné nebo úplné regenerace.

Jedná se o energii Slunce a to v přímé formě záření, nebo v nepřímé formě větru, toku vody nebo energie uložené v biomase. Obnovitelným zdrojem je i energie přírodního prostředí jako například geotermální energie ze zemského jádra nebo energie přílivu, která je způsobena gravitační interakcí Země s Měsícem a Sluncem.

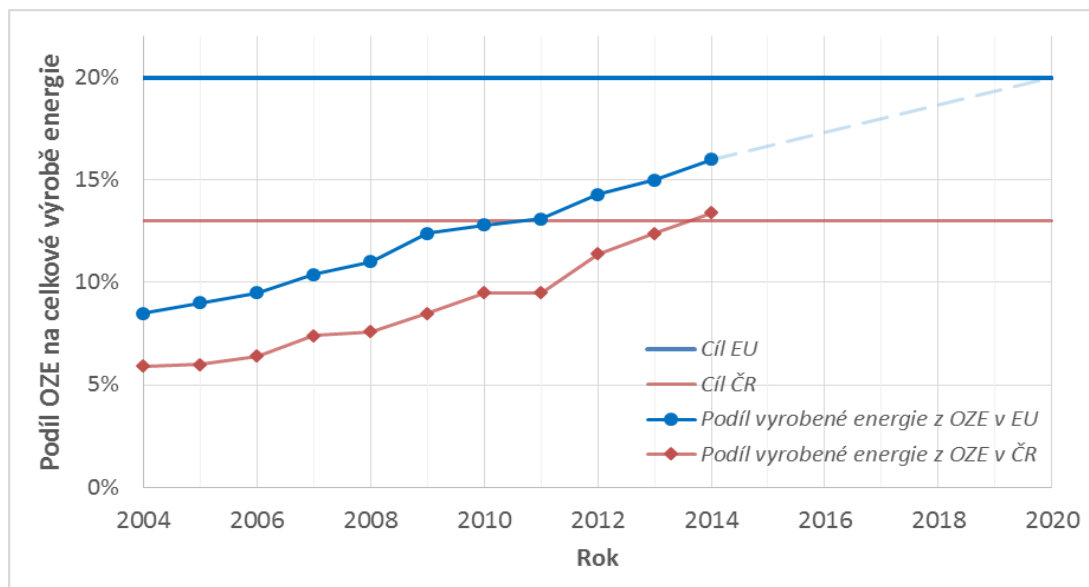
Elektrárny, které jsou postaveny tak, aby dokázaly přeměňovat na elektřinu některý z výše zmíněných druhů energie, se nazývají OZE elektrárny.

Základní výhodou OZE elektráren jsou nízké nebo nulové náklady na vstupní energii do procesu výroby elektrické (popřípadě tepelné) energie. Dalším argumentem podporujícím výstavbu OZE elektráren, je jejich provoz, při kterém neprodukují skleníkové plyny. Tento aspekt obnovitelných zdrojů získává v posledních letech na důležitosti. V 1992 se tehdejší Československo účastnilo konference OSN o životním prostředí v Riu de Janeiru, kde se projednávala opatření proti růstu skleníkových plynů. K podpoře využívání energie z OZE elektráren kvůli snížení emisí skleníkových plynů, nás *zavazuje* Kjótský protokol, který jsme ratifikovali v prosinci 1997. Ten zavedl praxi obchodování s emisemi CO₂, která zvýhodňuje energii vyrobenou v OZE elektrárnách. [17] O další zvyšování podílu OZE na výrobě energie se zasazuje Evropská Unie (dále jen „EU“), jejíž jsme součástí. Ta v roce 2007 ustanovila tři závazné cíle, kterých chce jako celek dosáhnout do roku 2020.

Tyto cíle jsou následující:

- snížení emisí skleníkových plynů o 20 % (oproti roku 1990)
- spotřebovávaná energie bude z 20 % pocházet z OZE
- zlepšení energetické účinnosti o 20 % (oproti předpokladům)

Dílčí cíl pro ČR (spotřebovaná energie bude z 13 % pocházet z OZE) jsme splnili již v roce 2014. Vývoj podílu OZE na vyrobené energii v ČR a EU je vykreslen na **Obr. 9**.



Obr. 9 - Podíl OZE na vyrobené energii v EU a v ČR [18]

V říjnu 2014 se Evropská rada v Bruselu dohodla na dalších cílech pro rok 2030.

Cíle EU pro rok 2030:

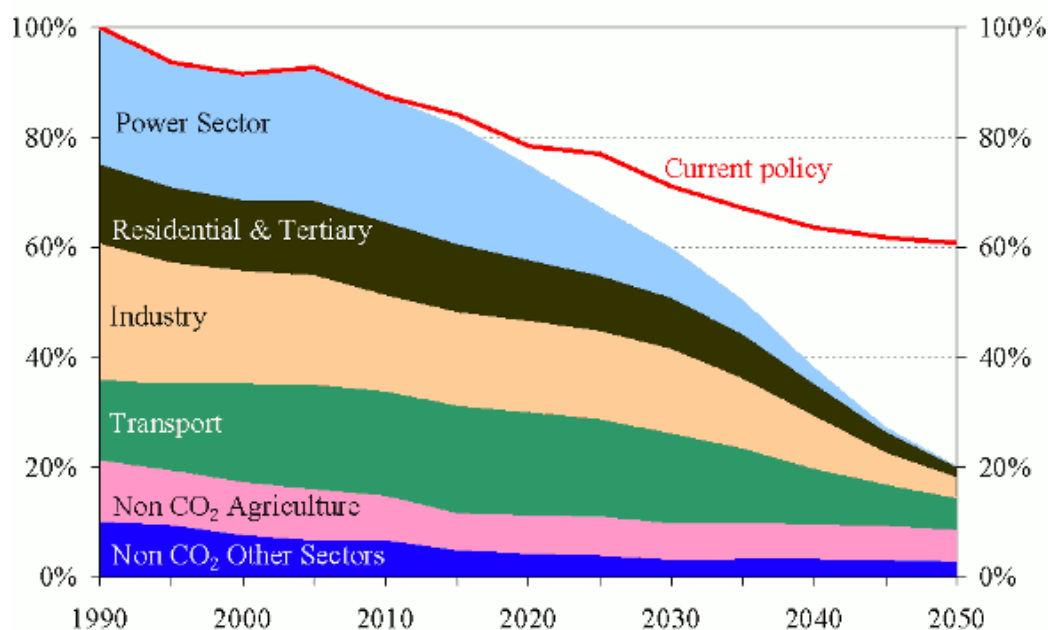
- snížení emisí skleníkových plynů o 40 % (oproti roku 1990)
- spotřebovaná energie bude z 27 % pocházet z OZE
- zlepšení energetické účinnosti o 27 %

Evropská rada dále jednala o výhledu do roku 2050, kde se plánuje snížení emisí skleníkových plynů o 80 % (oproti roku 1990). [19] [20] [21] [22]

Energetiky se dotýká zejména závazek ze směrnice 2009/28/ES, ve kterém se EU hlásí k 20% (posléze 40% a 80%) pokrytí své spotřeby energie z OZE. Jedná se o energii elektrickou i teplenou.

Původní závazek pokrytí spotřeby energie z 20 % obnovitelnými zdroji energie do roku 2020, vedl ke zvýšení instalovaného výkonu OZE elektráren v ČR o více než 2 400 MW [3] v letech 2005–2015. Stát dotační politikou podpořil výstavbu nových zdrojů využívajících OZE. Dotace byly vypláceny jak formou provozní podpory, tak i investiční podpory.

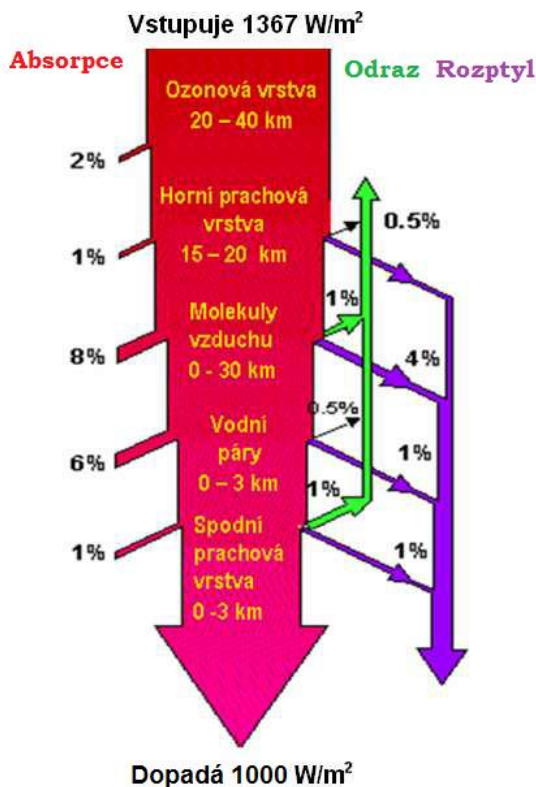
V následujících kapitolách krátce uvedu fyzikální zákonitosti OZE elektráren pro lepší pochopení principu jejich provozu a ekonomiky.



Obr. 10 - Plán snižování emisí CO₂ [21]

3.1 Energie slunečního záření

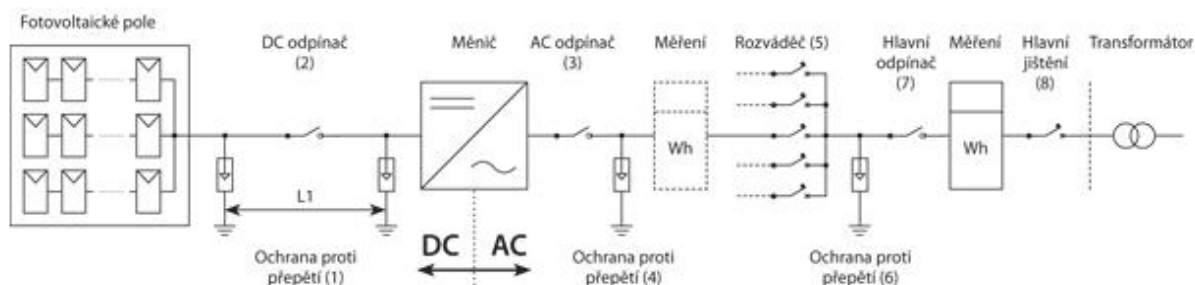
Sluneční paprsky vstupují do atmosféry Země s intenzitou 1367 W/m² (jedná se o střední hodnotu intenzity slunečního záření, skutečná hodnota se mění v závislosti na aktivitě Slunce). Při průchodu atmosférou dochází ke ztrátám, neboť část paprsků se odráží, pohlcuje či rozptyluje. Výsledná intenzita záření u hladiny moře je 1000 W/m². Z energie paprsků dopadajících na povrch Země, lze využít jejich tepelné i světelné vlastnosti. K tomu slouží fotovoltaické panely a termické solární kolektory. Fotovoltaický panel, vyrobený z polovodičových (nejčastěji křemíkových) destiček zapojených sérioparalelně, má plochu okolo 1 m², využívá fotoelektrický jev k přeměně slunečního záření na elektrický proud. Termický solární kolektor je na první pohled podobný fotovoltaickému panelu, avšak skládá se pouze z tmavého povrchu a systému trubek, ve kterých proudí kapalina. Temný povrch pohlcuje záření a tím zahřívá sebe i kapalinu. V kontextu mé práce jsem se zaměřil na fotovoltaické panely, které mění sluneční záření na elektrinu. Termickými solárními kolektory, které slouží převážně pro ohřev vody, se nebudu tedy zabývat do hloubky.



Obr. 11 – Intenzita slunečního záření [23]

3.1.1 Fotovoltaická elektrárna

Elektrárny, které pomocí fotovoltaických panelů získávají energii ze slunečního záření, se nazývají fotovoltaické elektrárny (dále jen „FVE“). Protože proud generovaný panely je stejnosměrný a do ES je třeba dodávat střídavý proud o frekvenci 50 Hz, musí FVE používat měniče. Měníče slouží ke změně parametrů napětí a frekvence, které generují jednotlivé fotovoltaické panely. Nejdříve rozstředí stejnosměrné napětí (střídač) na střídavé a následně zvednou prostřednictvím elektrického transformátoru jeho velikost tak, aby souhlasila s napětím soustavy, do které energii dodává. FVE je možno konfigurovat s pevnými, jednoosými nebo dvouosými pohyblivými konstrukcemi. Tyto konstrukce se nazývají „sun tracker“ a nastavují maximální plochu panelu proti Slunci. Tím se zvýší výroba FVE o 30 %. V ČR se ale moc nepoužívají.



Obr. 12 – Schéma FVE [24]

Výhody FVE oproti konvenčním zdrojům:

- + Sluneční energie je zdarma.
- + Variabilní náklady jsou velmi nízké, takřka nulové.
- + Svým provozem nezatěžuje okolní životní prostředí.
- + Lokalita výstavby není omezena přítomností vodního toku či železnice.
- + Nároky na údržbu a provoz jsou minimální => nízké provozní výdaje.
- + Patří mezi POZE a jako taková má nárok na podporu => zlepšení ekonomiky provozu.

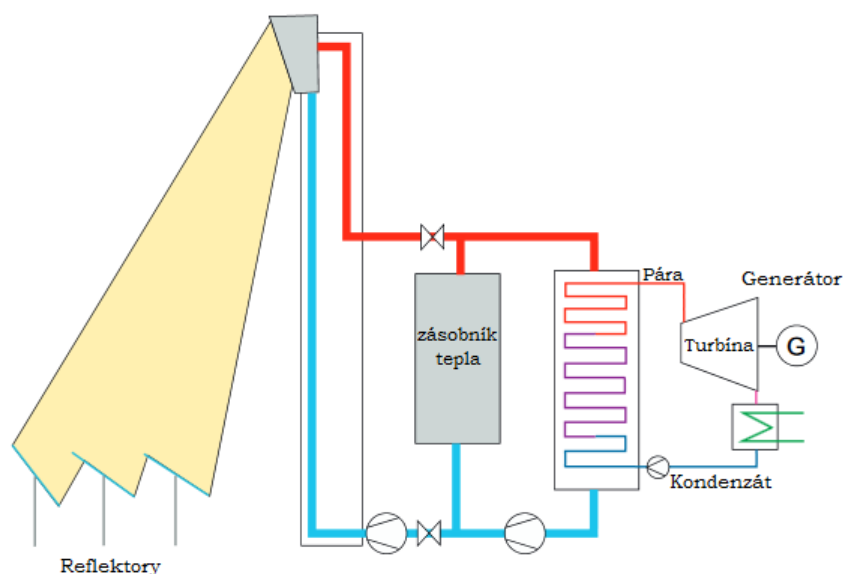
Nevýhody FVE oproti konvenčním zdrojům:

- Vysoké investiční výdaje (50 000 až 70 000 Kč/kW_p). [25][26][27]
- Nízký „capacity factor“ – koeficient ročního využití.
- Při zrušení podpory se investice za dobu životnosti nemusí vrátit.
- Výroba je závislá na klimatu a roční době => výrobní plány jsou zatíženy nejistotou.
- energii může dodávat pouze ve dne a to s proměnným výkonem.
- Záběr často zemědělské půdy (dnes více střechy a brownfieldy).

FVE ke konci roku 2014 dosahovaly souhrnného instalovaného výkonu 2 067,4 MW. Za celý rok 2014 dokázaly vyrobit 2 122 868,8 MWh. Přibližně z poloviny se na této výrobě podílejí FVE o instalovaném výkonu 1-5 MW. Největší elektrárnu toho typu v ČR vlastní společnost ČEZ a je to FVE Ralsko s instalovaným výkonem 55,762 MW. [28]

3.1.2 Elektrárna využívající koncentrovaných slunečních paprsků

Další průmyslově využívanou elektrárnou získávající elektrickou energii z přímého slunečního záření je elektrárna typu CSP (Concentrated Solar Power) ve variantách např. solární věž (Solar Power Tower) nebo lineární elektrárny (Solar Parabolic Trough). Na ploše několika fotbalových hřišť jsou postaveny tisíce otočných zrcadel. Ta mají za úkol koncentrovat paprsky světla do jediného místa na vrcholu věže. V tomto intenzivně osvětleném místě je výměník, ve kterém se teplotnosné médium zahřívá na teplotu okolo 700 °C. Teplota na povrchu výměníku dosahuje až 1000 °C. Médium bývá olej, který pak ve výměníku předá své teplo vodě, která se odpaří a pára poté pohání parní turbínu. Elektrárna může obsahovat také zásobník tepla, který dokáže pohánět elektrárnu několik desítek minut bez přímého slunečního svitu. Schéma elektrárny na **Obr. 13**.



Obr. 13 - Solární věžová elektrárna [29]

Solární věžové elektrárny v Evropě:

- Jülich Solar Tower (Německo) – 1,5 MW_p na 18 000 m²
- PS20 solar power tower (Španělsko) – 20 MW_p
- Gemasolar (Španělsko) – 17 MW_p
- PS10 solar power tower (Španělsko) – 11 MW_p

Světově největší solární věžová elektrárna je IVANPAH v USA, CA o výkonu 394 MW. [30]

V ČR tuto elektrárnu nemáme a nejsou zprávy o tom, že by někdo na našem území uvažoval o její výstavbě. Nárok na podporu v ČR vy však měla, neboť ERÚ vypisuje podporu pro všechny elektrárny využívající sluneční záření.

Výhody solární věžové elektrárny oproti konvenčním zdrojům:

- + Sluneční energie je zdarma.
- + Svým provozem nezatěžuje okolní životní prostředí.
- + Patří mezi POZE a jako taková má nárok na podporu => zlepšení ekonomiky provozu.

Nevýhody solární věžové elektrárny oproti konvenčním zdrojům:

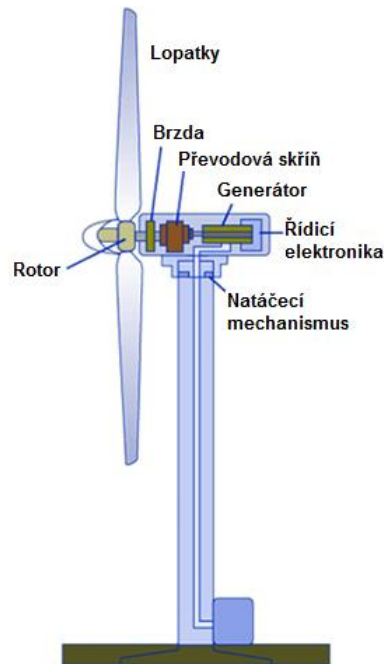
- energii může dodávat pouze ve dne (a nějakou chvíli po setmění).
- Výroba je závislá na klimatu a roční době => výrobní plány jsou zatíženy nejistotou.
- Nízký „capacity factor“ koeficient ročního využití.

Solární věžová elektrárna trpí stejným problémem jako FVE (závislost na počasí, výroba pouze ve dne) a zároveň pomalou regulací výkonu jako konvenční elektrárny. Faktem také je, že v ČR nemáme během roku takové množství sluneční energie, aby pro nás investice takového projektu byla zajímavá.

3.2 Energie větru

Větrná energie je důsledek dopadu slunečního záření na povrch Země. Povrch a ovzduší se nerovnoměrně ohřívá, a na různých místech tak vznikají rozdíly tlaku v atmosféře. Tyto rozdíly se pak způsobují proudy vzduchu, který se je snaží vyrovnat.

Elektrickou energii z větru získáme pomocí větrných elektráren. VTE pracují na principu větrných mlýnů, skládají se tedy z rotoru, lopatek a vysokého podstavce. Lopatky jsou upevněny k rotoru a opře-li se do nich vítr, roztočí rotor generátoru a dodává do sítě elektřinu. Generátor je umístěn vysoko nad zemí, kde bývá vítr silnější.



Obr. 14 - VTE

Výhody VTE oproti konvenčním zdrojům:

- + Energie větru je zdarma.
- + Variabilní náklady za provoz jsou nízké, takřka nulové.
- + Zabírá malou stavební plochu.
- + Provoz zatěžuje životní prostředí jen minimálně.
- + Patří mezi POZE a jako taková má nárok na podporu => zlepšení ekonomiky provozu

Nevýhody VTE oproti konvenčním zdrojům:

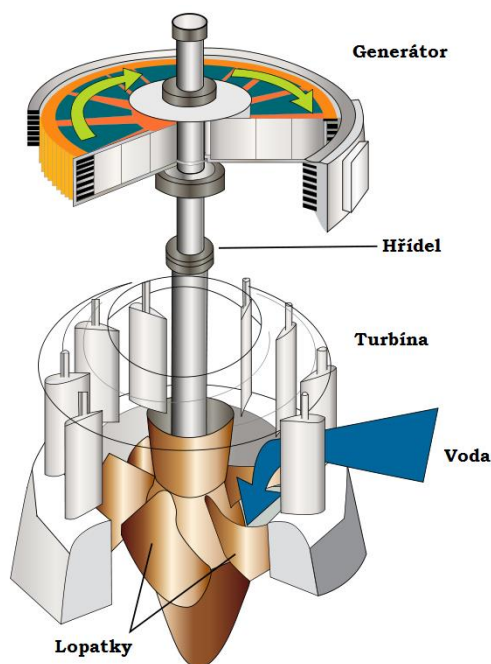
- Lokalita výstavby je omezena na místa s vhodnými povětrnostními podmínkami.
- Vysoké investiční výdaje (30 000 – 40 000 Kč/kWp). [25] [26] [27]
- Závislost výroby na klimatu a roční době.
- Hluk (slyšitelný i podprahový).
- Stroboskopický efekt.

Zpráva ERÚ za rok 2014 udává, že VTE dosahovaly souhrnného instalovaného výkonu 278,1 MW (podle ČSVE – Česká společnost pro větrnou energii, je tato hodnota 283 MW). Za celý rok 2014 dokázaly VTE v ČR vyrobit 476 544,4 MWh (brutto). Ze 77 % se na této výrobě podílely VTE o instalovaném výkonu nad 2 MW, z 20 % pak elektrárny s výkonem 1 až 2 MW a zbytek vyrobily VTE o výkonu menším než 1 MW. Největší elektrárny poháněné větrem v ČR mají výkon 3 MW a nacházejí se u obcí Pchery, Vítězná u Dvora Králové a Zlatá Olešnice. Je-li vícero VTE postavených poblíž sebe, jedná se o takzvané větrné parky, největší park u nás dosahuje instalovaného výkonu 42 MW (21 turbín o výkonu 2 MW) se nachází v Kryštofových Hamrech. [28] [31]

3.3 Energie vody

Princip využití vodní energie pomocí vodních mlýnů je již dlouho znám. Pohybová energie vody, je první člověkem využitá energie v historii.

Vodní energie má taktéž svůj prvopočátek ve Sluneční energii. Ohřevem vodní hladiny dochází k jejímu odpařování a následně ke srážkám. Déšť se pak stéká do potoků a řek, kde lze využít jeho pohybovou energii v proudu vody. Pro různé spády a velikosti toků se používají rozličné typy vodních turbín. Obecně tyto turbíny pracují tak, že proud vody předá svou energii lopatkám a tím roztočí turbínu, která je napojená hřídelí na generátor.



Obr. 15 - Vodní turbína

Vodní elektrárny (dále jen „VE“) se dělí podle principu na průtočné, akumulační a přečerpávací. Přečerpávací VE nespadá pod OZE, proto se jí nebudu zabývat. Podle výkonu pak rozlišujeme kategorii malé vodní elektrárny (dále jen „MVE“) které jsou do výkonu 10 MW.

Výhody VE oproti konvenčním zdrojům:

- + Vodní energie je zdarma.
- + Variabilní náklady jsou velmi nízké, takřka nulové.
- + Do 10 MW (MVE) patří mezi POZE a jako taková má nárok na podporu => zlepšení ekonomiky provozu.

Nevýhody VE oproti konvenčním zdrojům:

- Energie ve vodě není tak koncentrovaná, jako ve fosilních palivech.
- Je závislá na klimatu a roční době (velká sucha omezují možnosti výroby).

Podle zprávy ERÚ, bylo na konci roku 2014 ve VE instalován výkon 1 080,4 MW a za rok vyrobil 1 909 222,5 MWh (brutto). Z toho 53 % vyrobily malé vody, tedy MVE, zbylá výroba patří zdrojům přesahujícím výkon 10 MW. Největší akumulární VE v ČR Orlík je s výkonem 364 MW a je postavena na Vltavě. VE Střekov, ležící na řece Labe, s výkonem 19,5 MW je oproti tomu největší průtočná VE u nás. [3]

3.4 Energie slapových sil

Příliv a odliv je způsoben vzájemnou interakcí mezi Zemí, Měsícem a Sluncem. Příčinou je gravitační působení Měsíce a Slunce na Zemi. Majoritní vliv má díky své blízkosti Měsíc, Slunce jeho vliv dokáže zesílit (při úplňku a novu), nebo oslabit (je-li Měsíc v první nebo poslední čtvrti).

Pro využití této energie se využívá dvou základních principů. Buď se u mořského pobřeží (v zálivu, nebo na ústí řeky) postaví hráz, kde jediné místo, kudy může voda protékat skrz, je zahrazena turbínou. Nebo se připevní turbíny na mořské dno a fungují na stejném principu jako větrné elektrárny, s tím rozdílem že lopatky turbíny roztáčí voda.

Výhody oproti konvenčním zdrojům:

- + Energie přílivu je zdarma.
- + Při svém provozu negeneruje elektrárna žádné emise.
- + Čas a sílu přílivu lze s jistotou předpovídat.

Nevýhody oproti konvenčním zdrojům:

- Výrobu elektřiny nelze ovlivnit podle potřeby.
- Místa vhodná pro tento typ elektrárny jsou omezená.
- Stavba hráze naruší místní ekosystém.
- U hráze se hromadí nečistoty a odpady.

Přílivové elektrárny v ČR z geografických důvodů (chybí moře) nemáme. Ve světě již stojí okolo 7 takovýchto elektráren, největší ve Francii (o výkonu 240 MW) a v Jižní Koreji (výkon 254 MW). Jižní Korea právě staví další přílivovou elektrárnu, jejíž výkon může dosahovat až 1 320 MW. [32] [33]

3.5 Energie biomasy

3.5.1 Tuhá biomasa

Biomasa je organický materiál a jedná se tedy o veškerou živou hmotu rostlinného či živočišného původu. Jedná-li se o biomasu pro energetické účely, mají se na mysli odpady komunální, zemědělské, nebo ze dřevozpracujícího průmyslu. S biomasou nakládáme podle způsobu, jakým z ní chceme energii získat. Pro přímé spalování, je třeba ji vysušit. Samotný princip přeměny biomasy na elektrickou energii je obdobný jako tomu je u konvenčních elektráren, s tím rozdílem že jako palivo používají biomasu. Na spalování konkrétního biopaliva musí být elektrárna dimenzována, proto jej nelze libovolně zaměňovat za palivo s odlišnou výhřevností. Biopalivo lze spalovat samotné nebo spoluspalovat s lignitem.

Výhody spalování tuhé biomasy oproti konvenčním zdrojům:

- + Levné palivo => nízké variabilní náklady.
- + Lze spoluspalovat s uhlím
- + Patří mezi POZE a jako taková má nárok na podporu => zlepšení ekonomiky provozu

Nevýhody spalování tuhé biomasy oproti konvenčním zdrojům:

- Menší výhřevnost.
- Meziroční změna ceny biomasy závislá na dotační politice a počasí.

3.5.2 Plynná biomasa

Biomasu můžeme před spálením nechat přeměnit na bioplyn nebo kapalné biopalivo. Stačí ji nechat projít procesem fermentace. Zplyněnou formu biomasy, spalujeme v bioplynových stanicích (dále jen „BPS“).

Výhody BPS oproti konvenčním palivům:

- + Při spalování dochází k zanedbatelným emisím prachu a oxidu siřičitého
- + Levné palivo => nízké variabilní náklady.
- + Patří mezi POZE a jako taková má nárok na podporu => zlepšení ekonomiky provozu

Nevýhody BPS oproti konvenčním palivům:

- Obtížná regulace procesu výroby bioplynu (kvašení či vyhnívání).

Za rok 2014 bylo v ČR využitím biomasy získáno 2 007 039 MWh a z bioplynu 2 556 699 MWh elektrické energie (obě hodnoty jsou brutto). [3]

3.6 Geotermální energie

Geotermální energie, je tepelná energie pocházející z vnitřku Země. Přibližně 50 % tepla pochází ze zemského jádra, které bylo ohřáto při formování Zeměkoule, druhá polovina pochází z radioaktivních izotopů, které kontinuálně oteplují zemské jádro a plášť.

Tepelnou energii ze zemské kůry odebereme pomocí hlubinných vrtů, hlubokých stovky až tisíce metrů (hloubka vrtu závisí na tom, v jaké hloubce se nachází potřebná teplota v dané lokalitě). Do vhodného podloží se vyvrtají minimálně dva otvory, mezi kterými vytvoříme tepelný výměník. Jedním vrtem do podloží vtlačíme vodu a druhým ji ohřátou čerpáme zpátky na povrch. Na povrch vyčerpaná směs vody a páry se může použít pro vytápění komplexů, nebo předá svou tepelnou energii kapalnému médium s nízkou teplotou sublimace, která pak pohání parní turbínu (jedná se o ORC – organický Rankinův cyklus).

Výhody oproti konvenčním zdrojům:

- + Teplo Zemské kůry je zdarma.
- + Nezatěžuje životní prostředí svým provozem.
- + Vysoký „capacity factor“ (větší než u uhelných elektráren).
- + Použitý zdroj (teplo) nepodléhá výkyvům a je spolehlivý (po několik desetiletí).

Nevýhody oproti konvenčním zdrojům:

- Po několika desetiletích (cca 30 let) vlivem odebírání tepla klesne teplota podloží pod hodnotu nutnou k provozu.
- Extrémně vysoké náklady na vrt.
- Dokud nejsou vrty hotovy, nelze s jistotou určit, zda se mezi nimi povede vytvořit výměník.

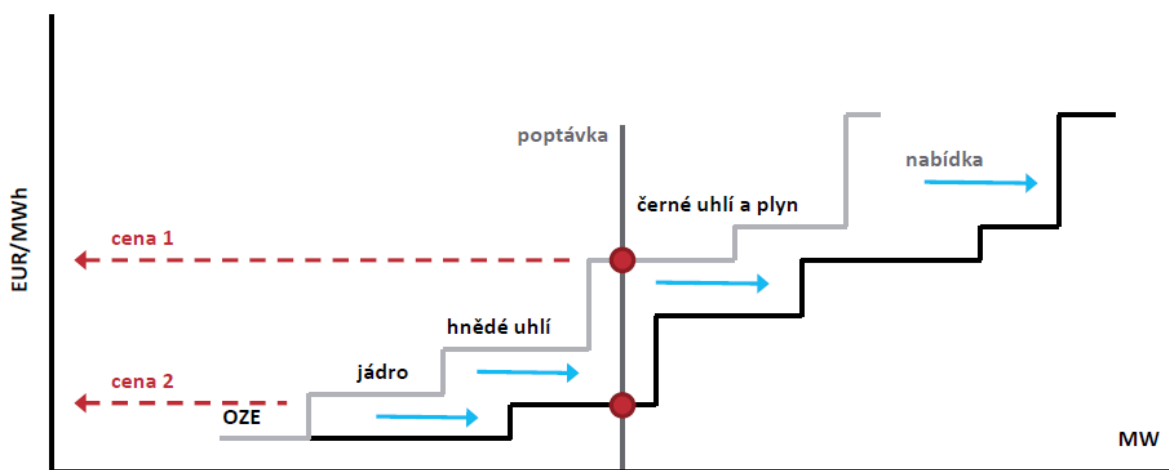
V ČR se geotermální energie využívá zejména k vytápění. Ve světě je největší geotermální elektrárna v USA, kde komplex dvaadvaceti GTE (The Geysers Complex) má souhrnný instalovaný výkon 1 517 MW, velké GTE jsou také v Itálii a na Islandu. [34]

4 SCHOPNOST JEDNOTLIVÝCH TYPŮ OZE ELEKTRÁREN POSKYTOVAT PODPŮRNÉ SLUŽBY

V této části budu posuzovat vhodnost jednotlivých typů OZE elektráren pro poskytování PpS.

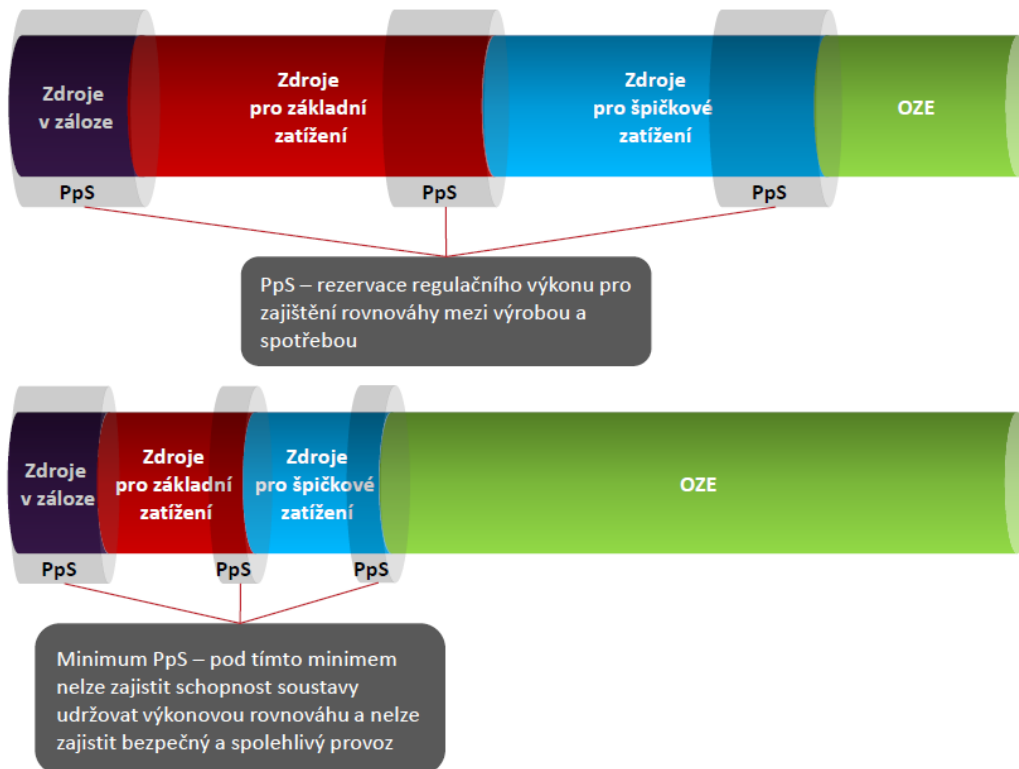
Problematika potřeb PpS pro řízení ES je dobře popsána. S rozvojem OZE elektráren se řada autorů začala touto problematikou zabývat. Relevantní zdroje pro mou práci, ze kterých jsem čerpal, jsou tyto materiály: [35] studie DENA, [36] studie CIRED a [37] studie REservices.

Vlivem rostoucího instalovaného výkonu z OZE elektráren, roste také dodávka „levné“ elektrické energie z nich pocházející. Tato levná energie způsobuje vytlačování konvenčních elektráren, které mají vysoké variabilní náklady na výrobu jedné MWh. Tento proces je znázorněn na **Obr. 16**. V konečném důsledku to vede k poklesu cen silové elektřiny na úroveň až 21 €/MWh na přelomu roků 2015 a 2016 [38]. Konvenční zdroje (jedná se zejména o paroplynové a černouhelné elektrárny) bývají poskytovateli PpS a dlouhodobá nerentabilita jejich provozu by mohla vést až k jejich úplnému odstavení. Zavírání konvenčních elektráren a uvádění do provozu nových OZE elektráren však může mít na stabilitu ES značný vliv.



Obr. 16 - Vytlačování konvenčních zdrojů z trhu [6]

Schéma na **Obr. 17** popisuje skutečnost, kdy při dosavadním trendu zvyšujícího se podílu energie z OZE elektráren v ES (a to jak instalovaným výkonem, tak i dodávanou energií), bude pro ČEPS v budoucnu komplikovanější udržet stabilní ES. Ale to pouze za předpokladu, že by OZE elektrárny neposkytovaly žádné PpS, ani služby jim podobné a nebyly donuceny chovat se obdobným způsobem jako konvenční zdroje.



Obr. 17 - Regulační výkon udržující stabilitu v ES [7]

4.1 Technické předpoklady OZE elektráren pro poskytování PpS

Základním předpokladem poskytování PpS je využití funkce nadřazeného regulátoru. Funkci regulátoru je možné rozdělit do dvou základních částí: vlastní regulační algoritmus a koordinační algoritmus realizující kombinační a sekvenční logické řízení příslušné jednotlivým režimům činnosti turbíny.

Regulační algoritmus turbíny zajišťuje regulaci otáček pro najíždění, dále pak regulaci výkonu v paralelním provozu nebo ostrovním provozu a dále regulaci průtoku. Samozřejmě obsahuje polohovou regulaci otevření RK a také OK u Kaplanovy turbíny.

Všechny regulátory otáček (najíždění, ostrovní provoz) jsou samostatné regulační obvody. Algoritmus regulátoru je navržen tak, že stávající regulátor může být doplněn i o jiné regulační smyčky a funkce požadované uživatelem. [39]

4.1.1 Možnosti regulace výkonu

Regulovat množství elektřiny dodané do sítě můžeme hned v několika různých fázích výroby elektrické energie a také rozličnými způsoby.

Regulační prvky nutné k poskytování PpS:

A. Regulace vstupních surovin (paliva, OZE)

V níže uvedených tabulkách je první fází „**Regulace výkonu**“. Zde se jedná o změnu přísunu vstupní energie do procesu výroby, u klasických elektráren to znamená omezení přísunu paliva, u OZE elektráren to většinou znamená změnu účinnosti, se kterou energií ze svého zdroje odebírají.

Účinnost čerpání energie ze zdroje:

- **FVE** – natáčí panel proti slunci za pomoci sledovače (Solar Tracker), ten se však v ČR používá velmi zřídka
- **CSP** – reguluje účinnost natáčením zrcadel, tedy množstvím přesně odražených paprsků do koncentrátoru
- **VTE** – dokáže měnit natočení listů proti proudu vzduchu
- **VE** – mění množství vody přivedené do turbíny a natáčí lopatky turbíny
- **Tidal** –
- **GTE** – může do jisté míry urychlit či zpomalit cirkulaci média v podzemí
- **BIOM** – obdobně jako uhelná elektrárna dokáže regulovat přísun paliva
- **BPS** – taktéž dokáže regulovat množství spalovaného paliva v kotly, avšak komplikací u BPS je omezená velikost zásobníku plynu, který je kontinuálně plněn plynem z probíhajících biologických procesů

B. Regulace vyráběné energie

- buzením v generátoru
- měničem - Pouze u FVE a u některých VTE vybavených stejnosměrným (DC) motorem

C. Regulace frekvence

Měničem

D. Regulace napětí

Transformací VN/VVN

D. Regulace P/Q (účinníku)

- tlumivkou (cena tlumivky pro FVE se pohybuje okolo 1 mil Kč/MW_p, pro točivé zdroje bývá cena nižší)
- kondenzátorovou baterií

Tab. 4 – Technické prvky potřebné pro regulaci výkonu u OZE elektráren

✓/✗	Regulace výkonu	Generátor		Buzení	Měnič	Terminál elektrárny	Řízení U	Řízení P/Q
		AC	DC					
FVE	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓
CSP	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓
VTE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
VE/MVE	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓
Tidal	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓
GTE	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓
BIOM	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓
BPS	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓

Tab. 4 posuzuje, zda daná OZE elektrárna obsahuje (✓) či neobsahuje (✗) příslušný regulační prvek.

4.1.2 Přiřazení konkrétních PpS k jednotlivým druhům OZE elektráren

Tab. 5 popisuje, jaké PpS lze na OZE elektrárnách poskytovat. Pokud neuvažujeme velké VE, pak se jedná čistě o teoretickou úvahu, nikoli o reálnou možnost. Tato tabulka nebere v potaz ekonomiku, spolehlivost či legislativu, ale pouze technickou schopnost poskytování dané PpS.

Tab. 5 - Teoretický výčet PpS které může daná OZE elektrárna poskytovat

✓/✗	DK, DT						DK			VT	
	PR	SR	MZ ₅₊	MZ ₁₅₊	MZ ₁₅₋	SV ₃₀	SRUQ	OP	BS	RE+	RE-
FVE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CSP	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
VTE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
(M)VE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Tidal	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GTE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
BIOM	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
BPS	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓


Zároveň aby byla **Tab. 5** pravdivá, bylo nutné zavést následující předpoklady:

- FVE bude vybavena dostatečně velkou baterií (princiálně jako v off-grid systému), aby v každém okamžiku provozovatel věděl, kolik energie může s jistotou do ES dodat.
- CSP musí mít dostatečně velký zásobník solného roztoku, ve kterém lze skladovat energii ve formě tepla a v případě potřeby ji využít k výrobě elektřiny. Taktéž musí být vybavena dieselaagregátem, aby mohla spolehlivě poskytovat službu BS.
- VTE by musela mít dostatečně velkou rozlohu a být postavená v dostatečně větrné lokalitě, aby provozovatel mohl s jistotou garantovat minimální výkon v každém okamžiku. Taktéž VTE potřebuje být vybavena pro službu BS dieselaagregátem, nebo mít možnost vyráběnou energii ukládat bez změny své formy (druhu) například baterii (ve spojení s VTE používané jen výjimečně).
- VE a MVE mohou svůj výkon garantovat pouze v případě, že by ležely na vydatném vodním toku, se stabilním průtokem v průběhu roku, nebo s dostatečně velkou nádrží. Pro start ze tmy potřebuje dieselaagregát (nebo rotor s permanentními magnety).
- Pro přílivovou elektrárnu (Tidal) platí stejné podmínky jako pro VE.
- GTE by musel být v ideálním případě určena pouze pro výrobu elektřiny. Pokud by poskytovala i tepelnou energii, musela být vybavena odběrovou turbínou. I zde by elektrárna musela být vybavena dieselaagregátem pro poskytování BS.
- Elektrárny spalující biomasu (BIOM), jsou na tom obdobně jako GTE => jejich výroba elektřiny musí být nezávislá na dodávce tepla a musí vlastnit dieselaagregát
- Pro BPS platí stejné podmínky jako pro GTE a BIOM (nezávislá výroba a dieselaagregát), ale navíc potřebují dostatečně velké plynojemy pro uchování produkovaného bioplynu.

Ve výše uvedených bodech jsem při používání slov „dostatečně velké/ý“ měl na mysli velikost (kapacitu) baterií, nádrží atp. přiměřenou objemu poskytovaných PpS.

Pokud ale OZE elektrárny zasadíme do reálných podmínek, výčet možných PpS které dokáží poskytovat, se zredukuje. V **Tab. 6** nalezneme výčet reálných schopností poskytování PpS jednotlivých OZE elektráren. V této tabulce se bral v potaz pouze na spolehlivost zdroje a jeho technickou schopnost provádět úkony potřebné pro poskytování dané PpS. Nezhledňuje PPPS ani jiné vyhlášky či legislativu. Taktéž nepočítá s ekonomickou efektivností poskytování PpS.

Tab. 6 - Reálné technické schopnosti OZE elektráren poskytovat PpS

	DK, DT						DK			VT	
	PR	SR	MZ ₅₊	MZ ₁₅₊	MZ ₁₅₋	SV ₃₀	SRUQ	OP	BS	RE+	RE-
FVE	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CSP	✓	✓	X	X	X	X	✓	✓	X	✓	✓
VTE	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
(M)VE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
Tidal	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	X	✓	✓
GTE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
BIOM	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓
BPS	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓	✓

V Tab. 6 vidíme že FVE a VTE přišly o všechny možnosti poskytovat PpS. Je to dáno tím, že pro svou závislost na okamžitém stavu počasí nelze jejich výkon garantovat. Takovýto zdroj samozřejmě PPS nemůže zařadit do portfolia svých poskytovatelů PpS. Další úvahou (v Tab. 7) jsem provedl redukci schopností poskytovat PpS jednotlivými OZE elektrárnami. Tentokrát jsem je hodnotil z hlediska požadavků PPS a jím vydávaného kodexu [8]. Kodex klade na zdroje požadavky technického rázu, zejména minimální poskytovanou regulační zálohu a také spolehlivost dodávky regulační energie.

Tab. 7 - Plnění požadavků PPPS na PpS jednotlivých OZE elektráren

§	DK, DT						DK			VT	
	PR	SR	MZ ₅₊	MZ ₁₅₊	MZ ₁₅₋	SV ₃₀	SRUQ	OP	BS	RE+	RE-
FVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CSP	✓	✓	-	-	-	-	X	X	-	✓	✓
VTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(M)VE	✓	X	X	X	X	X	X	X	-	✓	✓
Tidal	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	-	-	-	-
GTE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓
BIOM	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓
BPS	✓	X	X	X	X	-	X	X	-	✓	✓

✓ OZE elektrárna může poskytovat tuto PpS

X OZE elektrárna nemůže poskytovat tuto PpS

Požadavky PPPS vylučují MVE z většiny PpS, protože již ze své definice nemůže mít MVE vyšší instalovaný výkon než 10 MW. Výkony menší než 10 MW stačí pouze na primární regulaci, nebo je lze nabídnout na VT jako regulační energii. Protože instalovaný elektrický výkon u BPS bývá velice nízký, maximálně jednotky MW, připadá v úvahu taktéž pouze služba PR, nebo prodej RE na VT. Prosetím **Tab. 5** přes **Tab. 6** a **Tab. 7**, dostáváme reálný výčet PpS, které každá by každá elektrárna byla schopna nabízet. Znázorněno v **Tab. 8**.

Tab. 8 - Reálné technické možnosti OZE elektráren poskytovat PpS

✓/✗	DK, DT						DK			VT	
	PR	SR	MZ ₅₊	MZ ₁₅₊	MZ ₁₅₋	SV ₃₀	SRUQ	OP	BS	RE+	RE-
FVE	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
CSP	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓
VTE	✗	✗	✗	✗	✗ ³	✗	✗	✗	✗	✗	✗
MVE	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓
VE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓
Tidal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GTE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
BIOM	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
BPS	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✓

Výčet z **Tab. 8** jsem dále použil v modelu, abych zjistil které z dostupných PpS by mohli být rentabilní pro provozovatele OZE elektráren.

Pro svůj model uvažuji pouze elektrárny, které se zaměřují výhradně na výrobu elektřiny. Neboť teplárny (nejčastěji GTE, BIOM a BPS), které využívají kombinované výroby elektřiny a tepla, mají zhoršené (a tedy nevýhodné) podmínky pro regulaci výroby elektrické energie. Ta je totiž do jisté míry závislá na výrobě tepla. Pokud by navíc používaly protitlakovou turbínu, tak možnosti regulace výroby elektřiny jsou prakticky nulové, protože primární pro ně bývá výroba tepla.

³ V SRN VTE již poskytuje podpůrnou službu, která v případě potřeby sníží jejich výkon dodávaný do sítě. V ČR však nejsou tak rozlehlé a výkonné větrné parky, kde bychom mohli spolehlivě určit minimální souhrnný výkon.

FVE:

Výkon lze regulovat natáčením panelů a odpojením střídačů od sítě.

Svou závislostí na přímém slunečním svitu se diskvalifikuje z jakéhokoli poskytování PpS. Jisté zanedbatelné riziko nedodání regulační energie pro aktivaci, existuje u všech elektráren, toto riziko je však u FVE řádově vyšší. PPS se nemůže spoléhat na zdroje, u kterých není jisté, zda naběhnou, když vydá dispečer pokyn. Tím by se ohrozila stabilita celé ES.

PR: NELZE - Nespolehlivost

SR: NELZE - Nespolehlivost

MZ_{t+}: NELZE - Nespolehlivost

MZ_{t-}, SV₃₀: NELZE - Nespolehlivost

SRUQ: NELZE - Nespolehlivost

OP: NELZE - Nespolehlivost

BS: NELZE – Nespolehlivost (Na rozdíl od dalších elektráren nepotřebuje dieselaagregát => vhodný adept do budoucna ve spolupráci s PVE nebo jinou technologií ukládání energie)

CSP:

Výkon lze regulovat natáčením zrcadel (parabol) a buzením generátoru.

Tato elektrárna má oproti FVE značnou výhodu v možnosti skladování tepla do zásobníku tekuté soli. Na dobu několika desítek minut (okolo půl hodiny) si udrží výkon i bez přímého slunečního svitu. To je tak akorát, aby se předešlo kolísání výkonu při lehké oblačnosti. Tímto zvyšuje svou spolehlivost v dodávce elektrické energie. Tím sem CSP otevírá možnost poskytovat určité PpS. I tak jsou ale možnosti omezené, nabízet PpS může pouze na VT, který se obchoduje 30 minut před dodávkou, pouze tam si může být provozovatel elektrárny naprosto jistý, že bude schopen splnit svůj závazek.

PR: NELZE - Nespolehlivost

SR: NELZE - Nespolehlivost

MZ_{t+}: LZE ale pouze na VT

MZ_{t-}, SV₃₀: NELZE - Nespolehlivost

SRUQ: NELZE - Nespolehlivost

OP: NELZE - Nespolehlivost

BS: NELZE – Neschopnost najetí, bez vnějšího zdroje (dieselaagregát). Nespolehlivost.

VTE:

Regulovat výkon lze natáčením listů proti větru, nebo odpojením od sítě. Stejně jako FVE nedokáže spolehlivě garantovat dodávaný výkon.

PR: NELZE - Nespolehlivost

SR: NELZE - Nespolehlivost

MZ_{t+}: NELZE - Nespolehlivost

MZ_{t-}, SV₃₀: NELZE - Nespolehlivost

SRUQ: NELZE - Nespolehlivost

OP: NELZE – Nespolehlivost

BS: NELZE – Nespolehlivost

MVE:

Dokáže regulovat výkon množstvím vody přivedené na turbínu, natáčením lopatek proti proudu vody nebo buzením generátoru. Díky dobrým odhadům výroby (minimální průtok vody lze relativně snadno určit), může tato elektrárna poskytovat regulační energii na VT.

PR: LZE

SR: NELZE – Nespĺňuje požadavky kodexu PS

MZ_{t+}: NELZE - Nespĺňuje požadavky kodexu PS

MZ_{t-}, SV₃₀: NELZE - Nespĺňuje požadavky kodexu PS

SRUQ: NELZE - Nespĺňuje požadavky kodexu PS

OP: NELZE – Nespĺňuje požadavky kodexu PS

BS: NELZE – Nespĺňuje požadavky kodexu PS. Neschopnost najetí, bez vnějšního zdroje (dieselagregát). Navíc u malé akumulární MVE by bylo neekonomické držet si velkou část nádrže napuštěnou, když by se místo toho ve špičce dalo vyrábět.

Tidal:

Tuto elektrárnu využívající přílivu a odlivu, jsem neřešil, neboť je v našich podmínkách nerealizovatelná. Data k ní získaná by byla vytržena a dosazena do našich podmínek by měla nízkou vypovídací hodnotu o skutečnosti. V principu ji ale můžeme srovnat s průtočnou VE, nebo s PVE. Příliv a odliv je periodický jev nastávající přesně 6 hodin 12 minut a 37 sekund. Díky tomu lze velmi dobře predikovat hodinu a množství vyrobené energie z tohoto zdroje.

GTE:

Tato elektrárna dokáže regulovat výkon jako jakákoli jiná konvenční parní elektrárna. Navíc by ještě mohla regulovat rychlost proudění média v podzemí a tím ovlivňovat teplo získané médiem z geotermálního zdroje. GTE bývají v naprosté většině používány primárně k zásobování teplem, kde je výroba elektřiny vedlejší produkt. Aby regulace vyráběné elektřiny byla možná, je třeba mít instalovány odběrovou (kondenzační) turbínu. Výrobní vybaveny protitlakou turbínou, nemohou výrobu elektrické energie nijak omezovat a ni zvyšovat, protože je pevně spjata s výrobou páry, která je prioritní produkt. Díky své kontinuální výrobě, může tato elektrárna poskytovat regulační energii na VT.

PR: LZE

SR: LZE

MZ_{t+}: LZE

MZ_{t-}, SV₃₀: LZE

SRUQ: LZE

OP: LZE

BS: Nesplňuje požadavky kodexu PS

BIOM:

Stejně jako GTE využívá parní cyklus shodný s klasickými elektrárnami a má tedy i shodné schopnosti regulace výkonu. S GTE má také společný problém, ohledně závislosti výroby elektřiny na výrobě tepla. Pro poskytování PpS musí být tedy také vybavena odběrovou turbínou. Díky své kontinuální výrobě, může tato elektrárna poskytovat regulační energii na VT.

PR: LZE

SR: LZE

MZ_{t+}: LZE

MZ_{t-}, SV₃₀: LZE

SRUQ: LZE

OP: LZE

BS: Nesplňuje požadavky kodexu PS

BPS:

Pro BPS platí již výše zmíněné podmínky jako u GTE a BIOM. BPS jsou navíc omezeny svým elektrickým výkonem, který většinou nepřesahuje několik MW. Což diskvalifikuje většinu provozoven z poskytování PpS na které kodex klade vysoké výkonové nároky (V ČR je nejvýkonnější BPS pražská ČOV s 5,4 MW_e). Díky své kontinuální výrobě, však může poskytovat určité množství regulační energie na VT.

PR: LZE

SR: NELZE – Nesplňuje požadavky kodexu PS

MZ_{t+}: NELZE - Nesplňuje požadavky kodexu PS

MZ_{t-}, SV₃₀: NELZE - Nesplňuje požadavky kodexu PS

MZ_{t+}: NELZE - Nesplňuje požadavky kodexu PS

MZ_{t-}, SV₃₀: NELZE - Nesplňuje požadavky kodexu PS

BS: Nesplňuje požadavky kodexu PS

4.2 Omezující podmínky poskytování PpS

Z podpůrných služeb (PR, SR, MZ_t, SRUQ, OP, BS), nemohou OZE elektrárny poskytovat některé služby protože nesplňují požadované podmínky.

Omezující podmínky pro poskytování PpS:

- SRUQ a OP požadují přímé napojení do PS (>110 kV).
- SRUQ a OP požadují minimální výkon výroby 50 MW.
- Podmínka připravenosti na aktivaci PpS v kteroukoli smlouvenou hodinu. Což vylučuje z možnosti poskytovat PpS zdroje jako fotovoltaické, větrné nebo solární věžové elektrárny, které jsou závislé na okamžitém stavu počasí. [15]

Úvahou jakou PpS mohou OZE elektrárny poskytovat se zabývala studie DENA [35], publikovaná v roce 2014 vycházející z německé reality, a studie REserviceS [37], vedená **European Wind Energy Association**. Zatím co DENA zkoumala problematiku více obecně (**Tab. 9**), REserviceS se zabírala se pouze FVE a VTE, ale zpracovávala je obecně pro evropské ES. Došli k závěrům uvedeným v následujících tabulkách.

Tab. 9 - Klasifikace současných PpS [35]

Ancillary service	Frequency control	Voltage control	System restoration	System control
Objective	<ul style="list-style-type: none"> Maintenance of the frequency in the permitted range 	<ul style="list-style-type: none"> Maintenance of the voltage in the permitted range Restriction of the voltage drop in the event of a short circuit 	<ul style="list-style-type: none"> System restoration after faults 	<ul style="list-style-type: none"> Coordination of the grid and system operations
Products/ Measures	<ul style="list-style-type: none"> Instantaneous reserve Balancing energy Flexible loads Frequency-dependent load shedding Active power reduction on excessive/insufficient frequency (RE and CHP plants) 	<ul style="list-style-type: none"> Provision of reactive power Voltage-related redispatch Voltage-related load shedding Provision of short circuit power Voltage regulation 	<ul style="list-style-type: none"> Switching measures to restrict the fault Coordinated commissioning of feeders and sub-grids with loads Black start capability of generators 	<ul style="list-style-type: none"> Grid analysis, monitoring Congestion management Feed-in management of RES Coordination of the provision of ancillary services across grid levels
Current providers (selection)	<ul style="list-style-type: none"> Conventional power plants Flexible controllable loads Balancing energy pools (including RE systems and large-scale batteries) 	<ul style="list-style-type: none"> Conventional power plants Operating equipment (e.g. reactive power compensator) RE systems 	<ul style="list-style-type: none"> Network control unit Black start capable conventional power plants Pumped-storage power plants 	<ul style="list-style-type: none"> Network control units in conjunction with operating equipment and conventional power plants

Tab. 9 ukazuje jak jsou v současné době zajišťovány PpS.

Na základě uvedených studií můžeme konstatovat, že OZE elektrárny mohou při splnění definovaných podmínek poskytovat PpS. Touto problematikou jsem se zabýval v kapitole **4. Nutné změny v technologiích OZE elektráren**, východiskem podle studie Dena [35] je **Tab. 10** níže:

Tab. 10 - Změny požadavků a možností v poskytování PpS [35]

	Frequency control Instantaneous reserve	Frequency control Provision of balancing energy	Voltage control Provision of reactive power	Voltage control Provision of short circuit power	System restoration	System control
Requirements for 2030	<ul style="list-style-type: none"> Significantly lower contribution by conventional power plants Without alternative providers, support from the European integrated grid would be required 	<ul style="list-style-type: none"> Demand for secondary balancing energy and minute reserve increases At times, conventional power plants will not be able to meet this demand 	<ul style="list-style-type: none"> The demand for reactive power in the transmission and distribution grids increases Increased demand for reactive power control in the distribution grid 	<ul style="list-style-type: none"> Bandwidth of the short circuit power available in future will hardly change Major time-dependent fluctuation at all grid levels due to decentralised energy units 	<ul style="list-style-type: none"> There are sufficient black start capable power plants to retain the central power supply re-establishment concept 	<ul style="list-style-type: none"> Increasing complexity Increased need for congestion and feed-in management Increased need for coordination between transmission and distribution system operators
Alternative providers	<ul style="list-style-type: none"> Wind turbines Large-scale ground-mounted solar power plants Storage capacities 	<ul style="list-style-type: none"> There are alternative providers for all types of balancing energy, which can cover the future demand 	<ul style="list-style-type: none"> Reactive power compensators HVDC inverter stations Phase shifters Power plants in phase shift operation Provision from decentralised energy plants in the distribution grid 	<ul style="list-style-type: none"> Retooling the inverters in renewable energy plants to allow them to provide short circuit power even without feeding active power 	<ul style="list-style-type: none"> Decentralised system restoration is technically feasible but not macroeconomically efficient 	<ul style="list-style-type: none"> Conventional control technology is sufficient initially to utilise ancillary service potential Broad-based standardised ICT is required to utilise smaller potential Costs/benefits must be evaluated
Recommended action	<ul style="list-style-type: none"> Use of the inertia of wind turbines Long-term: Review of the use of potential from throttling decentralised energy plants and storage facilities 	<ul style="list-style-type: none"> Adaptation of product characteristics and pre-qualification requirements Check implementation of adaptive demand calculation for balancing energy 	<ul style="list-style-type: none"> Develop coordinated balancing energy provision from decentralised energy plants in the distribution grid Check alternative use of reactive power from high voltage for extra high voltage in individual cases 	<ul style="list-style-type: none"> Option for distribution system operators to request short circuit power from decentralised energy plants without active power Effect on protection concepts must be evaluated in individual cases 	<ul style="list-style-type: none"> Weather and other generation-relevant forecasts must be incorporated in the future concept It must be possible to control RE systems during system restoration 	<ul style="list-style-type: none"> Esp. distribution system operators must be able to choose between grid expansion and optimised system control Rapid implementation of the "energy information network"

Podle [35] se nedoporučuje BS pro OZE elektrárny, protože nahození sítě z mnoha decentralizovaných zdrojů je obrovsky nákladné a komplikované, doporučuje zůstat u „centralizovaného nahození“.

Tab. 11 - Překlad Tab. 10 - Změny požadavků a možností v poskytování PpS [35]







	Řízení frekvence		Řízení napětí		Obnova soustavy	Řízení soustavy
	Poskytnutí okamžité rezervy	Poskytnutí výkonového salda	Poskytnutí jalového výkonu	Poskytnutí zkratového výkonu		
Požadavky do 2030	Podstatně menší příspěvek konvenčních elektráren	Požadavek SR a MZ vzroste	Požadavek na SRUQ v PS a DS vzroste	Šířka pásma zkratového výkonu se do budoucna nezmění	v ES je dostatek elektráren schopných poskytovat BS	Vzroste komplikovanost (složitost)
	Bez alternativních dodavatelů, nutná pomoc ze zahraničí	Časem tyto požadavky konvenční elektrárny nebudou schopny splnit	Požadavek na řízení jalového výkonu v DS vzroste	Značné časově závislé fluktuační v celé ES způsobené decentralními zdroji		Vzroste potřeba řízení dodávky regulační energie
						Vzroste potřeba koordinace mezi PPS a PDS
Alternativní dodavatelé	VTE	Alternativní poskytovatelé, kteří budoucí poptávku splní, existují	Kompenzátory jalového výkonu	Vybavení OZE elektráren měniči se schopností poskytovat zkratový výkon, bez spotřeby činného výkonu	Decentralní obnova systému je sice technicky proveditelná, ale ekonomicky neefektivní	Konvenční řídicí technologie jsou dostatečné k využití potenciálu PpS
	Velkoplošné FVE		HVDC měniče (High-voltage direct current)			Aplikace principů Smart-Grid zahrnující standardizaci komunikačních rozhraní na řízení decentralních zdrojů
	Uložiště energie		PST (Fázové transformátory)			
			Elektrárny v režimu posunuté fáze			
		Poskytování z decentralních zdrojů				
Doporučení	Použití setrvačnosti VTE	Adaptace charakteristik produktu a požadavku na předkvalifikaci	Vývoj koordinovaného poskytování vyrovnávací energie z decentralních zdrojů v DS	Možnost pro PDS požadovat zkratový výkon bez činného výkonu od decentralních zdrojů	Intermitentní zdroje musí být zahrnuty v budoucích konceptech	zejména PDS musí být schopen zvolit si mezi rozvojem sítě a optimalizací řízení
	Dlouhodobě: Přezkoumání využití potenciálu z omezení dodávky decentralní energie a energetických uložišť	Prověření implementace kalkulace adaptivní poptávky po energii vyrovnávající saldo	Prověření alternativního využití jalového výkonu z VVN a ZVN v konkrétních případech	Sjednání ochranných konceptů musí být vyhodnocen pro každý případ zvlášť	Musí existovat možnost řízení OZE elektráren v průběhu obnovy provozu	Rychlá implementace energetické informační sítě

Tab. 12 - Možnosti FVE a VTE poskytovat PpS [37]

		Wind System Size				Solar PV System Size					
		Wind Farm		Cluster		Small scale		Large scale		Portfolio	
		Tech. feat.	Rqmnts.	Tech. feat.	Rqmnts.	Tech. feat.	Rqmnts.	Tech. feat.	Rqmnts.	Tech. feat.	Rqmnts.
Frequency	FCR	●	▲ ₃	●	▲ ₈	● ₁₀	▲ ₁₂	● ₁₄	▲ ₁₂	●	▲ ₈
	FRR	●	▲ ₃	●	▲ ₈	● ₁₀	▲ ₁₂	● ₁₄	▲ ₁₂	●	▲ ₈
	RR	●	▲ ₃	●	▲ ₈	● ₁₀	▲ ₁₂	● ₁₄	▲ ₁₂	●	▲ ₈
	FRR	● ₁	▲ ₄	● ₇	▲ ₉	● ₁₀	▲ ₄	●	▲ ₄	● ₁₅	▲ ₉
	RM	●	▲ ₅	●	▲ ₉	● ₁₀	▲ ₁₂	●	▲ ₁₂	●	▲ ₉
Voltage	SSVC	●	▲	●	▲ ₉	●	▲	●	▲	●	▲ ₉
	FRCl	● ₂	▲ ₆	●	▲ ₉	● ₁₁	▲ ₁₃	●	▲ ₆	●	▲ ₉

Tab. 13 - LEGENDA k

Tab. 12 - Možnosti FVE a VTE poskytovat PpS [

Technické hledisko na případné poskytování PpS		Požadavky v kodexech PS a standardy	
	- Implementováno		- Dobře definované požadavky - Specifikace ve většině procedur na Evropské úrovni
	- Částečně implementováno - Lze implementovat - Malé investice pro uskutečnění		Špatně (nejasně) definované požadavky
	- Neimplementováno - Vysoké náklady na uskutečnění		Nedefinované/nesplnitelné požadavky ve všechny nebo ve většině procedurách
	Existující podpůrné služby		Nové podpůrné služby

Detailnější rozbor tabulek 12 a 13 jsem provedl v následujících tabulkách **Tab. 14**, **Tab. 15**, **Tab. 16** a **Tab. 17**.

Tab. 14 – Detailní rozbor možností VTE poskytovat PpS regulující frekvenci [37]

PpS poskytované VTE		Rozbor	
Regulace frekvence	FCR	Frequency Containment Reserve	- Definováno v kodexech přenosových soustav, přesto ve většině zemí EU není tato služba používána kvůli nejistotě dostupnosti zdroje. - Kodex soustavy ENTSO-E pro energetickou rovnováhu zmiňuje "skupinu poskytující rezervy" jako skupinu nebo seskupení jednotek, které mohou poskytnout vyrovnávací službu. Avšak národní kodexy soustav mají omezení, která nedovolí takovéto seskupení.
		Primární regulace	
	FFR	Fast Frequency Responce	- Nedostatečná standardizace parametrů větrných turbín. - Chybí spolehlivá detekce rychlých frekvenčních odchylek. - Nejasná či chybějící specifikace postupu ve většině kodexů přenosových soustav.
		Rychlá frekvenční odezva	- Chybí specifikace elektráren pro poskytnutí této služby (výzkum v této oblasti provádí Španělské TSO).
	FRR	Frequency Resoration Reserve	- Definováno v kodexech přenosových soustav, přesto ve většině zemí EU není tato služba používána kvůli nejistotě dostupnosti zdroje. - Kodex soustavy ENTSO-E pro energetickou rovnováhu zmiňuje "skupinu poskytující rezervy" jako skupinu nebo seskupení jednotek, které mohou poskytnout vyrovnávací službu. Avšak národní kodexy soustav mají omezení, která nedovolí takovéto seskupení.
		Sekundární regulace	
	RM	Ramping Margin	Chybí specifikace elektráren pro poskytnutí této služby (výzkum v této oblasti provádí Španělské TSO).
		Náběhová záloha	
	RR	Replacement Reserves	Definováno v kodexech přenosových soustav, přesto ve většině zemí EU není tato služba používána kvůli nejistotě dostupnosti zdroje. -Kodex soustavy ENTSO-E pro energetickou rovnováhu zmiňuje "skupinu poskytující rezervy" jako skupinu nebo seskupení jednotek, které mohou poskytnout vyrovnávací službu. Avšak národní kodexy soustav mají omezení, která nedovolí takovéto seskupení.
		Minutová záloha	

Tab. 15 - Rozbor možností VTE poskytovat PpS regulující napětí [37]

PpS poskytované VTE			Rozbor
Regulace napětí	SSVC	Steady State Voltage Control	Chybí specifikace elektráren pro poskytnutí této služby (výzkum v této oblasti provádí Španělské TSO).
		Vyrovnávání napěťové bilance	
	FRCI	Fast Reactive Current Injection	Zatím nepovažováno na systémovou službu. Je třeba zlepšit poskytnutí služby odčerpání jalového proudu. -Není řádně definována v kodexech přenosových soustav. - Chybí specifikace elektráren pro poskytnutí této služby (výzkum v této oblasti provádí Španělské TSO).
		Rychlá dodávka jalového proudu	

Tab. 16 - Rozbor možností FVE poskytovat PpS regulující napětí [37]

PpS poskytované FVE			Rozbor
Regulace napětí	SSVC	Steady State Voltage Control	
		Vyrovnávání napěťové bilance	
	FRCI	Fast Reactive Current Injection	Velmi rychlá regulační odezva je výzvou pro měniče, které by požadovaly lepší způsob řízení. Také je nutné zlepšit diagnostiku a kontrolu abychom lépe rozpoznali typy poruch. -Postrádá specifikaci počtu výskytů FRT v kodexu soustavy. Kodex nedefinuje způsob detekce. -Rychlejší komunikační metody.
		Rychlá dodávka jalového proudu	

Tab. 17 - Rozbor možností FVE poskytovat PpS regulující frekvenci [37]

PpS poskytované FVE		Rozbor	
Regulace frekvence	FCR (PR)	<i>Frequency Containment Reserve</i>	Vysoké náklady pro zavedení potřebného komunikačního systému, instalace čidel a implementace řídicího softwaru pro řízení malých FVE na rodinných domcích. - Problém dostupnosti přesných předpovědí. - Zlepšit techniku měření frekvence. -Active Gradient a Delta Active Power Control režimy nejsou dokonale vyvinuty potřebují další vývoj softwaru. Komunikaci mezi jednotlivými FVE a DSO/ TSO je třeba zlepšit pro poskytnutí této služby.
		<i>Primární regalice</i>	
	FFR	<i>Fast Frequency Responce</i>	Vysoké náklady pro zavedení potřebného komunikačního systému, instalace čidel a implementace řídicího softwaru pro řízení malých FVE na rodinných domcích. - Problém dostupnosti přesných předpovědí. -Požadavky TSO na Delta Active Power Control jsou nejasné. Chybí standardyzace komunikace mezi DSO, TSO a FVE.
		<i>Rychlá frekvenční odezva</i>	
	FRR	<i>Frequency Resoration Reserve</i>	Vysoké náklady pro zavedení potřebného komunikačního systému, instalace čidel a implementace řídicího softwaru pro řízení malých FVE na rodinných domcích. - Zlepšit techniku měření frekvence. - Požadavky TSO na Delta Active Power Control jsou nejasné. Chybí standardyzace komunikace mezi DSO, TSO a FVE. -Active Gradient a Delta Active Power Control režimy nejsou dokonale vyvinuty potřebují další vývoj softwaru. Komunikaci mezi jednotlivými FVE a DSO / TSO je třeba zlepšit pro poskytnutí této služby
		<i>Sekundární regulace</i>	
	RM	<i>Ramping Margin</i>	Vysoké náklady pro zavedení potřebného komunikačního systému, instalace čidel a implementace řídicího softwaru pro řízení malých FVE na rodinných domcích. - Problém dostupnosti přesných předpovědí. -Požadavky TSO na Delta Active Power Control jsou nejasné. Chybí standardyzace komunikace mezi DSO, TSO a FVE.
		<i>Náběhová záloha</i>	
	RR	<i>Replacement Reserves</i>	Vysoké náklady pro zavedení potřebného komunikačního systému, instalace čidel a implementace řídicího softwaru pro řízení malých FVE na rodinných domcích. - Problém dostupnosti přesných předpovědí. -Požadavky TSO na Delta Active Power Control jsou nejasné. Chybí standardyzace komunikace mezi DSO, TSO a FVE. - Active Gradient a Delta Active Power Control režimy nejsou dokonale vyvinuty potřebují další vývoj softwaru. Komunikaci mezi jednotlivými FVE a DSO / TSO je třeba zlepšit pro poskytnutí této služby.
		<i>Minutová záloha</i>	

4.3 Ekonomické posouzení poskytování PpS z OZE elektráren

V části ekonomického posouzení jsem se zaměřil na náročnost, dovybavení existujících zařízení prvky sloužících k poskytování PpS.

Obdobnou analýzu prováděli v RServiceS [37] z Německa a dospěli k závěrům uvedeným v **Tab. 18**.

Tab. 18 – Přehledová tabulka nákladností poskytování PpS u VTE a FVE [37]

		Wind System Size		PV System Size			
		Wind Farm	Cluster	Small scale	Large scale	Aggregation	
Communication costs to all services below		€	€	€ to €€	€	€	
Freq. Support	Technical Challenge	●	●	●	●	●	
	Investment ⁵¹	Minor costs, mainly communication costs					
	Readiness	Upward	€€ to €€€€€	€ to €€€€	€€€€€	€€€€€	€€€ to €€€€
		Downward	-	-	-	-	-
Provision	-	-	-	-	-		
Voltage Support	SVC	Technical Challenge	●	●	●	●	●
		Investment ⁵²	€ to €€	€ to €€	€	€	€
		Readiness	-	-	-	-	-
		Provision	-	-	€	€	€
	FRCI	Technical Challenge	●	●	●	●	●
		Investment ⁵³	<€	n/a	<€€	-	n/a
		Readiness	-	-	-	-	-
		Provision	-	-	-	-	-

Tab. 19 - LEGENDA **Tab. 18** – Přehledová tabulka nákladností poskytování PpS u VTE a FVE [37]

€€€€€	> 20 %	- Of the system CAPEX for investments - Lost electricity share on the overall production
€€€€	< 20 %	
€€€	-10%	
€€	-5%	
€	-1%	
-	nevýznamné	
n/a	nepoužitelné	
●	technicky snadno uskutečnitelné	
●	technicky obtížně uskutečnitelné	
●	neproveditelné	

Pro potřeby analýzy jsem vytvořil ekonomický model, s níže uvedenými vstupními parametry. Pro potřeby modelu jsem uvažoval nově postavené nebo rekonstruované OZE elektrárny. Přesto že jsem vycházel z reálných dat, zavedl jsem následující zjednodušující předpoklady:

- Jediným produktem je výroba elektrické energie (nejsou tedy omezeny závaznou výrobou tepla).
- Nejsou zodpovědné za výšku hladiny v nádrži.
- Nedojde k žádné razantní změně na trzích s elektřinou nebo PpS.
- Nedojde k legislativním změnám týkajících se provozu OZE elektráren.

Vstupní parametry ovlivňující ekonomiku provozu OZE elektrárny:

Délka posouzení projektu je 22 let – od 2009 do 2030 (včetně).

Výchozí diskont pro model jsem zvolil 6 %, podrobuji jej však citlivostní analýze pro diskont roven 4 % až 8 %.

Historické ceny silové elektřiny jsem čerpal z denního trhu (DT), do budoucna jsem vytvořil scénáře pro roční růst (pokles) ceny o +5 %, +3 %, +1 %, 0 %, -1 %, -3%, -5 %. Tyto scénáře jsou zjednodušující předpoklad, který simuluje například inflaci. Reálný vývoj cen silové elektřiny je neustále proměnný a na nynějším, do jisté míry zdeformovaném a nefunkčním, trhu s elektřinou existují mnohem významnější faktory než inflace. Proto jsem se rozhodl částečně pokrýt tyto faktory větším rozsahem inflace. MVE mohou pracovat ve více tarifních pásmech. Je to Vysoký Tarif (VT) a Nízký Tarif (NT), v obou tarifech se cena vyrobené elektřiny liší. Cenu za silovou elektřinu prodanou ve VT jsem navýšil o 40 % a cenu v NT jsem snížil o 30 % oproti ceně silové elektřiny obchodované na DT. [9]



Obr. 18 - Vývoj ceny silové elektřiny na DT od roku 2010 [9]

Ekonomiku modelu významně ovlivňuje cena silové elektřiny, kterou nelze dlouhodobě predikovat. Vliv na vývoj ceny silové elektřiny má několik faktorů:

- energetická politika EU
- energetická politika ČR
- změna modelu trhu (nová pravidla trhu po roce 2020)
- cena paliv (pro konvenční elektrárny)
- počasí (pro intermitentní OZE elektrárny)
- cena emisních povolenek
- nové technologie
- inflace

Výši provozních podpor, vyplácených provozovatelům OZE elektráren za prodanou (vykoupenou) silovou elektřinu ve formě podpory, jsem čerpal z cenových rozhodnutí vydávaných každoročně ERÚ. Podpory jsou ve formě výkupních cen (VC) nebo zelených bonusů (ZB). Ty to hodnoty mají rozměr [Kč/MWh], finanční podpora je tedy vyplácena za každou prodanou MWh. [40] Zavedl jsem zjednodušující předpoklad, že ZB pro daný rok je roven VC snížené o cenu silové elektřiny. Ve skutečnosti je tento vztah složitější (do ZB se například zahrnuje riziko za prodej silové

elektřiny na trhu). Podpory vypisuje ERÚ vždy jeden rok předem, proto jsem jejich výši musel po roce 2016 odhadovat sám. Odhad jsem provedl na základě zákona č. 165/2012 Sb. z 31. ledna 2012, §1 odstavce 1b, kde je napsáno, cituji:

“ výše výnosů za jednotku elektřiny z obnovitelných zdrojů při podpoře od roku uvedení výroby elektřiny do provozu po dobu trvání práva na podporu jako minimální s pravidelným ročním navýšením o 2 %“. [41]

Vycházejíce z tohoto zákona, navyšoval jsem výši VC ročně o 2 % a ZB jsem dopočítával z rozdílu této navýšené VC a odhadované ceně silové elektřiny pro konkrétní rok.

Aby v modelovém výpočtu měly všechny OZE elektrárny stejné podmínky, rozhodl jsem se, že všechny budou nabízet PpS pouze v průběhu pracovních a nepracovních dní (tedy v PD a ND maximálně od 6:00 do 22:00). Neznamená to ale, že by každá OZE elektrárna v mém modelu rezervovala výkon přesně od 6:00 až do 22:00, to by například u FVE či CSP v zimních měsících ani nebylo možné. Kategorie PD a ND, pouze určují cenový tarif za rezervaci výkonu a také časové rozmezí, v kterém mohou tento výkon nabízet. Reálný odhad počtu hodin, po který je daná OZE elektrárna schopna svůj výkon nabízet pro PpS, jsem vypočítal přes koeficient ročního využití instalovaného výkonu (capacity factor). Ten jsem aplikoval na výkon rezervovaný pro PpS. Tento koeficient u každé elektrárny zohledňuje její reálnou schopnost vyrábět energii v běžném provozu při určitém instalovaném výkonu. Jsou v něm zohledněny všechny technické i fyzikální omezení a další specifika dané elektrárny.

$$k_r = \frac{W_r}{P_i * T_r} * 100 \quad (3)$$

Poskytování PpS oproti neposkytování PpS obnáší:

CAPEX

- Zpracování studie
- Technologie pro umožnění regulace (Terminál elektrárny)
- Úprava a seřízení soustrojí
- Certifikace

Za zpracování studie si certifikační firma účtuje 100 000 až 150 000 Kč. Protože se v této práci zabývám OZE elektrárnami, které bývají (co do výkonu) malé, počítám se spodní hranicí – 100 000 Kč. Pořízení terminálu elektrárny vyjde žadatele na 500 000 až 2 000 000 Kč. Ze stejného důvodu jako u zpracování studie, volím spodní hranici 500 000 Kč za pořízení. V ceně terminálu jsou započítány položky týkající se hardwaru, softwaru, testování a pokud certifikovaná PpS není automatizovaná, tak i zaškolení personálu. Terminál elektrárny jsem zařadil do 2. odpisové skupiny, podle Zákona o daních z příjmů č. 586/1992 Sb., pod kategorií „2–49 Ostatní elektrické zařízení jinde neuvedené“. V souladu s daňovým zákonem jsem zařízení odepisoval 5 let degresivní metodou. Životnost tohoto zařízení se pohybuje mezi 8 až 10 lety. Protože jsem použil minimální pořizovací cenu, použil jsem z opatrnosti i spodní hranici životnosti – 8 let. Úprava a seřízení je proces, za který si účtují certifikátor 100 000 až 500 000 Kč. Opět volím spodní hranici, s výjimkou FVE, kde není co seřizovat a tato položka bude nulová. Samotná certifikace (předání certifikátu žadateli) pak stojí 80 000 Kč, vyjma MZ_t u které je certifikace za 50 000 Kč a SV₃₀ kde certifikace není potřeba vůbec a

k_r ... koeficient využití instalovaného výkonu (capacity factor) [%]

W_r ... energie vyrobená za rok [MWh]

P_i ... instalovaný výkon [MW]

T_r ... sledované období [h]

tato položka je nulová. [15] [42]

OPEX:

- Komunikace
- Profylaktika

Komunikací se myslí pronájem komunikačních linek mezi elektrárnou a dispečinkem ČEPS. Komunikační linka se používá pro odesílání dat o výrobě a stavu výrobní a pro přijímání povelů dispečera. Pronájem těchto komunikačních linek stojí mezi 2 000 a 20 000 Kč/měsíc. U menších výroben tato měsíční částka nepřesahuje 5 000 Kč. Ve svém modelu jsem počítal s částkou 2 083,3 Kč/měsíc, tedy 25 000 Kč/rok. Další položkou je profylaktika, ta vyjde ročně na 15 000 Kč. [15]

Tab. 20 - CAPEX a OPEX pro poskytování PpS

CAPEX		OPEX	
Studie	-100 000 Kč	Komunikace	-25 000 Kč
Technologie (Terminál el.)	-500 000 Kč	Profylaktika	-15 000 Kč
Seřízení: - seřízení pro FVE	-100 000 Kč 0 Kč		
Certifikace pro: - PR, SR, BS, OP, SRUQ - MZ _t - SV ₃₀	-80 000 Kč -50 000 Kč 0 Kč		

Pro výsledné porovnání ekonomických výsledků jsem použil kritérium čisté současné hodnoty (NPV).

$$NPV = \sum_0^t \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (4)$$

4.3.1 MVE

Nejprve jsem hodnotil akumulční MVE, jako podklad pro tento model jsem použil MVE Práčov

Tab. 21 - Přehledová tabulka PpS pro MVE - akumulční

MVE _{aku}	PpS	Technické omezení	NPV
	PR	LZE	-111 728 551 Kč
	SR	NELZE	NELZE
	MZ ₅	NELZE	NELZE
	MZ ₁₅₊	NELZE	NELZE
	MZ ₁₅₋	NELZE	NELZE
	SV ₃₀	NELZE	NELZE

Tab. 22 - Struktura modelu pro výpočet ekonomiky MVE poskytující PR

Primární Regulace	rok	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	-	2030	
Výdaje	- certifikace	tis Kč	-80	0	0	0	-80	0	0	0	-80	-	0
	- technologie	tis Kč	-500	0	0	0	0	0	0	0	-500	-	0
	- seřízení	tis Kč	-100	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0
	- studie	tis Kč	-100	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0
	- komunikace	tis Kč	0	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-	-25
	- profylaktika	tis Kč	0	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-15	-	-15
	- daň	tis Kč	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0
Náklady	- odpisy technologie	tis Kč	0	-100	-160	-120	-80	-40	0	0	0	-	0
Snížení příjmů	- VC Jednotarif.	tis Kč	0	-13 515	-13 809	-14 103	-14 397	-14 685	-14 978	-15 278	-15 584	-	-20 562
	- VC Dvoutarif.	tis Kč	0	-10 078	-10 518	-10 959	-11 400	-11 835	-	-	-	-	-
	- ZB Jednotarif.	tis Kč	0	-10 928	-14 598	-15 706	-14 486	-14 417	-15 492	-15 639	-15 606	-	-20 562
	- ZB Dvoutarif.	tis Kč	0	-6 786	-10 389	-11 399	-11 109	-11 089	-12 006	-12 351	-12 020	-	-20 643
Příjmy z PpS	+ Rezervace výkonu	tis Kč	0	5 113	5 125	2 730	4 470	4 885	4 300	3 721	3 833	-	4 019
Cash Flow		tis Kč	-780	-1 712	-5 304	-8 268	-6 759	-6 244	-7 746	-8 670	-8 807	-	-16 583
Rozdílové NPV_{PR}			-111 728 551 Kč										

Tab. 23 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a na diskontu u akumulační MVE

PR		diskont						
		4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Rezervovaný výkon	1 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	2 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	3 MW	-84,9 mil Kč	-75,7 mil Kč	-67,8 mil Kč	-61,0 mil Kč	-55,2 mil Kč	-50,1 mil Kč	-45,6 mil Kč
	4 MW	-112,4 mil Kč	-100,3 mil Kč	-89,8 mil Kč	-80,8 mil Kč	-73,0 mil Kč	-66,2 mil Kč	-60,3 mil Kč
	5 MW	-140,0 mil Kč	-124,8 mil Kč	-111,7 mil Kč	-100,5 mil Kč	-90,7 mil Kč	-82,3 mil Kč	-74,9 mil Kč
	6 MW	-167,6 mil Kč	-149,3 mil Kč	-133,7 mil Kč	-120,2 mil Kč	-108,5 mil Kč	-98,4 mil Kč	-89,6 mil Kč
	7 MW	-195,1 mil Kč	-173,9 mil Kč	-155,6 mil Kč	-139,9 mil Kč	-126,3 mil Kč	-114,5 mil Kč	-104,3 mil Kč
	8 MW	-222,7 mil Kč	-198,4 mil Kč	-177,6 mil Kč	-159,6 mil Kč	-144,1 mil Kč	-130,7 mil Kč	-118,9 mil Kč
	9 MW	-250,2 mil Kč	-222,9 mil Kč	-199,5 mil Kč	-179,4 mil Kč	-161,9 mil Kč	-146,8 mil Kč	-133,6 mil Kč

Tab. 24 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a rozdílném růstu ceny silové elektřiny u akumulační MVE

PR		Pokles/Růst ceny silové elektřiny						
		-5%	-3%	-1%	0%	1%	3%	5%
Rezervovaný výkon	1 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	2 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	3 MW	-64,4 mil Kč	-65,4 mil Kč	-66,5 mil Kč	-67,2 mil Kč	-67,8 mil Kč	-68,9 mil Kč	-69,7 mil Kč
	4 MW	-85,2 mil Kč	-86,5 mil Kč	-88,0 mil Kč	-88,9 mil Kč	-89,8 mil Kč	-91,3 mil Kč	-92,3 mil Kč
	5 MW	-106,0 mil Kč	-107,6 mil Kč	-109,5 mil Kč	-110,6 mil Kč	-111,7 mil Kč	-113,6 mil Kč	-114,9 mil Kč
	6 MW	-126,8 mil Kč	-128,8 mil Kč	-131,0 mil Kč	-132,3 mil Kč	-133,7 mil Kč	-135,9 mil Kč	-137,5 mil Kč
	7 MW	-147,6 mil Kč	-149,9 mil Kč	-152,6 mil Kč	-154,0 mil Kč	-155,6 mil Kč	-158,2 mil Kč	-160,1 mil Kč
	8 MW	-168,4 mil Kč	-171,0 mil Kč	-174,1 mil Kč	-175,8 mil Kč	-177,6 mil Kč	-180,5 mil Kč	-182,7 mil Kč
	9 MW	-189,2 mil Kč	-192,2 mil Kč	-195,6 mil Kč	-197,5 mil Kč	-199,5 mil Kč	-202,8 mil Kč	-205,2 mil Kč

Dále jen zkoumal průtočnou MVE, kde jen jako podklad použil MVE Libčice.

Tab. 25 - Přehledová tabulka PpS pro MVE - průtočnou

MVE _{průt}	PpS	Technické omezení	NPV
	PR	LZE	-261 170 194 Kč
	SR	NELZE	NELZE
	MZ ₅	NELZE	NELZE
	MZ ₁₅₊	NELZE	NELZE
	MZ ₁₅₋	NELZE	NELZE
	SV ₃₀	NELZE	NELZE

Tab. 26 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a na diskontu u akumulační MVE

PR		diskont						
		4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Rezervovaný výkon	1 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	2 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	3 MW	-327,6 mil Kč	-291,8 mil Kč	-261,2 mil Kč	-234,7 mil Kč	-211,9 mil Kč	-192,1 mil Kč	-174,8 mil Kč
	4 MW	-436,0 mil Kč	-388,4 mil Kč	-347,6 mil Kč	-312,4 mil Kč	-281,9 mil Kč	-255,5 mil Kč	-232,5 mil Kč
	5 MW	-544,5 mil Kč	-485,0 mil Kč	-434,0 mil Kč	-390,0 mil Kč	-352,0 mil Kč	-319,0 mil Kč	-290,2 mil Kč
	6 MW	-652,9 mil Kč	-581,6 mil Kč	-520,4 mil Kč	-467,6 mil Kč	-422,0 mil Kč	-382,4 mil Kč	-347,9 mil Kč
	7 MW	-761,4 mil Kč	-678,2 mil Kč	-606,8 mil Kč	-545,2 mil Kč	-492,1 mil Kč	-445,9 mil Kč	-405,6 mil Kč
	8 MW	-869,8 mil Kč	-774,7 mil Kč	-693,2 mil Kč	-622,9 mil Kč	-562,1 mil Kč	-509,3 mil Kč	-463,4 mil Kč
	9 MW	-978,2 mil Kč	-871,3 mil Kč	-779,5 mil Kč	-700,5 mil Kč	-632,1 mil Kč	-572,8 mil Kč	-521,1 mil Kč

U obou elektráren vidíme, že čím větší část svého výkonu rezervují pro PpS, tím mají horší ekonomiku provozu. Je to způsobeno tím, že omezují svůj potenciál prodeje silové elektřiny a tím méně čerpají podpory.

4.3.2 GTE

Pro podklad obecného modelu, jsem použil projekt Liberecké GTE, který se nerealizoval.

Tab. 27 - Přehledová tabulka PpS pro GTE

GTE	PpS	Technické omezení	NPV
	PR	LZE	-8 704 463 278 Kč
	SR	LZE	-8 454 866 049 Kč
	MZ ₅	LZE	-8 775 494 751 Kč
	MZ ₁₅₊	LZE	-9 322 354 660 Kč
	MZ ₁₅₋	LZE	-9 404 865 986 Kč
	SV ₃₀	LZE	-362 005 736 Kč

Tab. 28 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a na diskontu u GTE

PR		diskont						
		4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Rezervovaný výkon	1 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	5 MW	-1737,3 mil Kč	-1585,4 mil Kč	-1452,4 mil Kč	-1335,6 mil Kč	-1232,6 mil Kč	-1141,5 mil Kč	-1060,6 mil Kč
	10 MW	-3472,4 mil Kč	-3168,6 mil Kč	-2902,8 mil Kč	-2669,3 mil Kč	-2463,5 mil Kč	-2281,3 mil Kč	-2119,6 mil Kč
	20 MW	-6942,6 mil Kč	-6335,2 mil Kč	-5803,6 mil Kč	-5336,8 mil Kč	-4925,2 mil Kč	-4561,0 mil Kč	-4237,6 mil Kč
	30 MW	-10412,7 mil Kč	-9501,7 mil Kč	-8704,5 mil Kč	-8004,2 mil Kč	-7386,9 mil Kč	-6840,6 mil Kč	-6355,7 mil Kč
	50 MW	-17353,1 mil Kč	-15834,8 mil Kč	-14506,1 mil Kč	-13339,1 mil Kč	-12310,2 mil Kč	-11399,9 mil Kč	-10591,7 mil Kč
	70 MW	-24293,4 mil Kč	-22167,8 mil Kč	-20307,8 mil Kč	-18674,0 mil Kč	-17233,6 mil Kč	-15959,3 mil Kč	-14827,7 mil Kč
	80 MW	-27763,6 mil Kč	-25334,4 mil Kč	-23208,6 mil Kč	-21341,4 mil Kč	-19695,3 mil Kč	-18238,9 mil Kč	-16945,7 mil Kč
	100 MW	-34703,9 mil Kč	-31667,4 mil Kč	-29010,3 mil Kč	-26676,3 mil Kč	-24618,7 mil Kč	-22798,2 mil Kč	-21181,7 mil Kč

V Tab. 28 je jasně vidět, že i při různých podmínkách je ekonomika provozu velmi nepříznivá.

4.3.3 BIOM

Podkladem modu pro spalování biomasy byla elektrárna Mondi Štětí.

Tab. 29 - Přehledová tabulka PpS pro BIOM

BIOM	PpS	Technické omezení	NPV
	PR	LZE	-2 641 948 817 Kč
	SR	LZE	-2 434 642 566 Kč
	MZ ₅	LZE	-2 678 233 004 Kč
	MZ ₁₅₊	LZE	-2 987 632 063 Kč
	MZ ₁₅₋	LZE	-3 034 314 817 Kč
	SV ₃₀	LZE	-3 545 332 418 Kč

Tab. 30 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a na diskontu u BIOM

PR		diskont						
		4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Rezervovaný výkon	1 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	5 MW	-533,4 mil Kč	-484,5 mil Kč	-442,0 mil Kč	-404,8 mil Kč	-372,1 mil Kč	-343,3 mil Kč	-317,9 mil Kč
	10 MW	-1064,6 mil Kč	-967,0 mil Kč	-882,0 mil Kč	-807,6 mil Kč	-742,4 mil Kč	-685,0 mil Kč	-634,2 mil Kč
	20 MW	-2127,0 mil Kč	-1931,9 mil Kč	-1762,0 mil Kč	-1613,4 mil Kč	-1483,0 mil Kč	-1368,2 mil Kč	-1266,8 mil Kč
	30 MW	-3189,4 mil Kč	-2896,8 mil Kč	-2641,9 mil Kč	-2419,2 mil Kč	-2223,7 mil Kč	-2051,5 mil Kč	-1899,3 mil Kč
	50 MW	-5314,1 mil Kč	-4826,6 mil Kč	-4401,9 mil Kč	-4030,7 mil Kč	-3704,9 mil Kč	-3418,0 mil Kč	-3164,5 mil Kč
	70 MW	-7438,9 mil Kč	-6756,4 mil Kč	-6161,9 mil Kč	-5642,2 mil Kč	-5186,2 mil Kč	-4784,6 mil Kč	-4429,6 mil Kč
	80 MW	-8501,3 mil Kč	-7721,3 mil Kč	-7041,9 mil Kč	-6448,0 mil Kč	-5926,8 mil Kč	-5467,8 mil Kč	-5062,2 mil Kč
	100 MW	-10626,0 mil Kč	-9651,0 mil Kč	-8801,9 mil Kč	-8059,5 mil Kč	-7408,1 mil Kč	-6834,4 mil Kč	-6327,3 mil Kč

Stejně jako u předchozích OZE elektráren, i zde má na výsledné NPV negativní vliv množství rezervovaného výkonu.

4.3.4 BPS

Tab. 31 - Přehledová tabulka PpS pro BPS

BPS	PpS	Technické omezení	NPV
	PR	LZE	-379 607 122 Kč
	SR	NELZE	NELZE
	MZ ₅	NELZE	NELZE
	MZ ₁₅₊	NELZE	NELZE
	MZ ₁₅₋	NELZE	NELZE
	SV ₃₀	NELZE	NELZE

Tab. 32 - Citlivostní analýza závislosti NPV na rezervovaném výkonu a na diskontu u BPS

PR		diskont						
		4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Rezervovaný výkon	1 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	2 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	3 MW	-321,0 mil Kč	-291,6 mil Kč	-266,0 mil Kč	-243,6 mil Kč	-224,0 mil Kč	-206,7 mil Kč	-191,4 mil Kč
	4 MW	-427,2 mil Kč	-388,1 mil Kč	-354,0 mil Kč	-324,2 mil Kč	-298,0 mil Kč	-275,0 mil Kč	-254,6 mil Kč
	5 MW	-533,4 mil Kč	-484,5 mil Kč	-442,0 mil Kč	-404,8 mil Kč	-372,1 mil Kč	-343,3 mil Kč	-317,9 mil Kč
	6 MW	-639,7 mil Kč	-581,0 mil Kč	-530,0 mil Kč	-485,3 mil Kč	-446,2 mil Kč	-411,7 mil Kč	-381,2 mil Kč
	7 MW	-745,9 mil Kč	-677,5 mil Kč	-618,0 mil Kč	-565,9 mil Kč	-520,2 mil Kč	-480,0 mil Kč	-444,4 mil Kč
	8 MW	-852,1 mil Kč	-774,0 mil Kč	-706,0 mil Kč	-646,5 mil Kč	-594,3 mil Kč	-548,3 mil Kč	-507,7 mil Kč
	9 MW	-958,4 mil Kč	-870,5 mil Kč	-794,0 mil Kč	-727,1 mil Kč	-668,3 mil Kč	-616,6 mil Kč	-570,9 mil Kč

Taktěž u BPS vychází NVP záporné a poskytování PR tedy nemůže být doporučeno.

Scénáře s různou velikostí inflace (-5% až +5%) měli na výsledné NPV minimální vliv. Při nastavení poklesu ceny silové energie o 5% ročně, došlo k lehkému zvýšení NPV, ale stále zůstalo v záporných řádech milionů až miliard. K lehkému zvýšení NPV došlo kvůli snížení oportunitních výnosů z pobírání ZB.

4.4 Legislativní posouzení

Základem podnikání v oblasti energetiky Energetický zákon č. 458/2000 Sb. Pravidla poskytování PpS určují Pravidla provozování přenosové soustavy (PPPS) nebo-li Kodex přenosové soustavy. [8] Kodex PS dává za povinnost všem zdrojům, které mají zájem poskytovat PpS v PS, ale jsou napojeny do DS, aby kromě certifikátu předložili také smlouvu s příslušným PDS, který zprostředkovává napojení na PS. V současné době však není možné aby OZE elektrárny oficiálně poskytovaly jakoukoli PpS (kromě velkých VE) pro PPS. Podle PPDS by některé OZE elektrárny by mohli nabízet PpS pro PDS, distributor si však vymezuje právo sám určit která elektrárna mu PpS bude poskytovat. Toto rozhodnutí vydává na základě potřeby dané PpS v určité lokalitě. PDS také vylučuje z poskytování PpS regulující P/Q, ty výroby, kterým je regulace činného a jalového výkonu předepsána jako tzv. podpora sítě v místě připojení. Ta je totiž sama o sobě nutná pro připojení takového zdroje do DS.

Jistou cestou může být vytvoření fiktivních či obchodních bloků, tím se zvýší nabízený regulační výkon na PpS a pro PPS se stanou zajímavějšími. Nyní je velkou slabinou právě nízký výkon, kterým OZE elektrárny (ve většině případů) disponují, což by je samo o sobě diskvalifikovalo v soutěži o poskytování většiny PpS. Jen pro připomenutí, u MZ₅ požaduje ČEPS minimální regulační rozsah 30 MW, u MZ₁₅ a SR požadují 10 MW a pro OP nebo SRUQ je zapotřebí mít výkon 50 MW

Podpůrné služby SRUQ, OP a BS jsem v mém ekonomickém modelu neřešil, neboť jejich poskytování je velmi specifické a ČEPS vyjednává s každým žadatelem zvlášť. Podmínky v různých případech tedy mohou být do velké míry odlišné.

Taktéž nabízení RE+ a RE- jsem neřešil, protože zde poskytovatel přichází o platbu za rezervaci, nemůže tedy vyjít lépe než PpS uzavírané na DK.

Otázka poskytování PpS ze strany OZE elektráren je diskutována na různých úrovních EU (ENTSO-E, EURELECTRIC) a byly zpracovány již zmíněné studie, které jsem použil v této práci.

4.5 Rizika

4.5.1 Provozně-technické riziko

Podpůrné služby kladou vysoké požadavky na regulaci výkonu. S rostoucím objemem poskytovaných PpS na určitém bloku, stoupá potřeba snižovat a zvyšovat výkon. Většina energetických přístrojů a soustrojí jsou dimenzována na kontinuální a nepřetržitý provoz na jmenovitý výkon. Časté změny výkonu sebou tedy přináší negativní fakt rychlejšího opotřebení a tedy zkracování životnosti zařízení.

4.5.2 Finanční riziko

Podnikání v oblasti poskytování PpS, za účelem zisku, je dnes relativně nejistou záležitostí. I klasické zdroje zaznamenaly pokles svých tržeb z poskytování PpS. Je to způsobeno mírným poklesem poptávky po regulační energii ze strany ČEPS, která *monopsonem* na trhu s PpS (je jediným poptávajícím). Dalším faktorem je přetlak na straně nabídky. Největším úspěchem pro poskytovatele je, když uspěje ve výběrovém řízení a zamkne si tak příjmy za rezervovaný výkon na 1 až 3 roky dopředu. Další příjem pak může mít z aktivace těchto služeb (kromě PR, OP a BS – tam se za aktivaci neplatí). V horším případě ve VŘ neuspěje a je odkázán na DT nebo VT, kde však také nemusí se svou cenou za RE uspět.

5 PŘÍKLADY, MODELOVÉ EKONOMICKÉ VÝPOČTY

Ekonomiku poskytování PpS OZE elektrárnami jsem analyzoval v několika konkrétních případech vycházejících z reálné situace. Použil jsem model popsany v předchozích kapitolách.

5.1 Je schopná VE Střekov zásobovat elektřinou Ústí nad Labem v ostrovním provozu?

VE Střekov s instalovaným výkonem 19,5 MW by v případě ostrovního provozu nedokázala plně uspokojit energetické potřeby města Ústí nad Labem. Vycházel jsem z porovnání výroby a spotřeby elektrické energie. VE Střekov podle [43] vyrobila za rok 2012 okolo 97,5 GWh elektřiny. Zatím co průměrná spotřeba Ústí nad Labem přesahuje 600 MWh. Roční potřebu města jsem odvodil z počtu obyvatel města (cca 94 000 [44]) a zjištěné průměrné roční spotřeby elektřiny na jednoho obyvatele (cca 6,6 MWh/rok tato hodnota je pro ČR se započtením průmyslu [45]). VE Střekov tím tedy nespĺnila základní předpoklad, pro schopnost zásobování města energií. Kromě vyrovnané roční bilance výroby a spotřeby by však bylo nutno splnit další podmínku, a to bilanci okamžité výroby a spotřeby. Elektrárna by tedy musela být schopna regulovat výkon a vyrábět takové množství elektřiny jaké by se ve městě zrovna spotřebovávalo. Kromě schopnosti kopírovat diagram spotřeby, by bylo také třeba zajistit, aby ve špičce spotřebního diagramu nepřesahoval požadovaný výkon 19,5 MW, tedy maximální možný výkon, který je VE Střekov schopna do sítě dodávat.

Pokud by se však počet zásobovaných budov zredukoval na několik málo odběratelů, bylo by teoreticky možné je držet v ostrovním provozu. Maximální současně požadovaný výkon (odběratelů) by nesměl přesáhnout výkon, který je VE Střekov v jeden okamžik do separátu dodat. Toto maximum se teoreticky rovná instalovanému výkonu, reálně je o něco menší kvůli vlastní spotřebě a ztrátám. V reálném případě by také byl problém s regulací výkonu, protože ostrovní provoz klade vysoké nároky na dynamiku výroby, která musí kopírovat okamžitou spotřebu.

5.2 Které PpS se MVE Práčov vyplatí poskytovat?

Jak jsme již v přechozích kapitolách uvedl, MVE Práčov může pro svůj malý instalovaný výkon poskytovat pouze jedinou z PpS a to primární regulaci. V následující tabulce uvádím klíčové parametry MVE Práčov. Jedná se o elektrárnu z 50. let, modernizovanou v roce 2010. I když je elektrárna relativně velkého výkonu pro poskytování většiny PpS není vhodná. V současné době je provozována v režimu dvoutarifního systému.

Tab. 33 - Vstupní parametry do modelu pro MVE Práčov

MVE Práčov 1	<i>akumulační</i>	
Počet TG	1x	
Výkon TG	9,75 MW	
Instalovaný výkon (P_i)	9,75 MW	
Energie vyrobená za rok (W_r)	11 459 MWh	
- Tarifní pásma (VT/NT)	VT: 9 224 MWh (80 %)	NT: 2 235 MWh (20 %)
Koeficient využití výkonu (k_r)	13,4 %	
- Tarifní pásma (VT/NT)	VT: 32,4 %	NT: 3,9 %
Sledované období (T_r)	8760 h	
- Tarifní pásma (VT/NT)	VT: 2920 h	NT: 5 840 h
Doba využití maxima (T_m)	1 175 h	
- Tarifní pásma (VT/NT)	VT: 946 h	NT: 229 h
Uvedení do provozu:	r. 1953	
Modernizace:	r. 2010	
Kategorie:	MVE uvedená do provozu po 1. lednu 2005 včetně a rekonstruovaná malá vodní elektrárna (v cenových rozhodnutích z roku: 2010 - 2012), Rekonstruovaná MVE od roku " - " do 31.12.2013 (v cenových rozhodnutích z roku: 2013 - 2015), Rekonstruovaná MVE (v cenových rozhodnutích z roku: 2016 a dále)	

Z **Tab. 34**, **Tab. 35** a **Tab. 36** je vidět, že NPV pro službu PR klesá s rostoucím výkonem, který se rezervuje pro poskytování PpS. Je to dáno tím, že výrobce prodělává na každé MWh, kterou neprodá, a s rostoucím rezervovaným výkonem klesá výkon disponibilní pro obchodování (pro výkup). Růst diskontu logicky zlepšuje ekonomiku provozu.

Tab. 34 - Citlivostní analýza rezerv. výkonu a diskontu pro PR za ročního růstu ceny silové el. o 5%

Růst 5% ceny	Diskont							
	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	
Rezervovaný výkon pro PpS	0 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	1 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	2 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	3 MW	-20,1 mil Kč	-18,6 mil Kč	-17,2 mil Kč	-16,0 mil Kč	-14,9 mil Kč	-13,9 mil Kč	-13,1 mil Kč
	4 MW	-26,2 mil Kč	-24,2 mil Kč	-22,4 mil Kč	-20,8 mil Kč	-19,4 mil Kč	-18,1 mil Kč	-16,9 mil Kč
	5 MW	-32,3 mil Kč	-29,8 mil Kč	-27,6 mil Kč	-25,6 mil Kč	-23,8 mil Kč	-22,2 mil Kč	-20,8 mil Kč
	6 MW	-38,4 mil Kč	-35,4 mil Kč	-32,8 mil Kč	-30,4 mil Kč	-28,3 mil Kč	-26,4 mil Kč	-24,7 mil Kč
	7 MW	-44,4 mil Kč	-41,0 mil Kč	-38,0 mil Kč	-35,2 mil Kč	-32,8 mil Kč	-30,5 mil Kč	-28,5 mil Kč
	8 MW	-50,5 mil Kč	-46,6 mil Kč	-43,1 mil Kč	-40,0 mil Kč	-37,2 mil Kč	-34,7 mil Kč	-32,4 mil Kč

Tab. 35 - Citlivostní analýza rezerv. výkonu a diskontu pro PR za stagnace růstu ceny silové elektřiny

Růst 0% ceny		Diskont						
		4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Rezervovaný výkon pro PpS	0 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	1 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	2 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	3 MW	-18,9 mil Kč	-17,4 mil Kč	-16,2 mil Kč	-15,1 mil Kč	-14,0 mil Kč	-13,1 mil Kč	-12,3 mil Kč
	4 MW	-24,5 mil Kč	-22,7 mil Kč	-21,0 mil Kč	-19,5 mil Kč	-18,2 mil Kč	-17,0 mil Kč	-15,9 mil Kč
	5 MW	-30,2 mil Kč	-27,9 mil Kč	-25,9 mil Kč	-24,0 mil Kč	-22,4 mil Kč	-20,9 mil Kč	-19,5 mil Kč
	6 MW	-35,9 mil Kč	-33,2 mil Kč	-30,7 mil Kč	-28,5 mil Kč	-26,5 mil Kč	-24,8 mil Kč	-23,2 mil Kč
	7 MW	-41,6 mil Kč	-38,4 mil Kč	-35,6 mil Kč	-33,0 mil Kč	-30,7 mil Kč	-28,6 mil Kč	-26,8 mil Kč
	8 MW	-47,3 mil Kč	-43,7 mil Kč	-40,4 mil Kč	-37,5 mil Kč	-34,9 mil Kč	-32,5 mil Kč	-30,4 mil Kč

Tab. 36 - Citlivostní analýza rezerv. výkonu a diskontu pro PR za ročního klesání ceny silové el. o 5 %

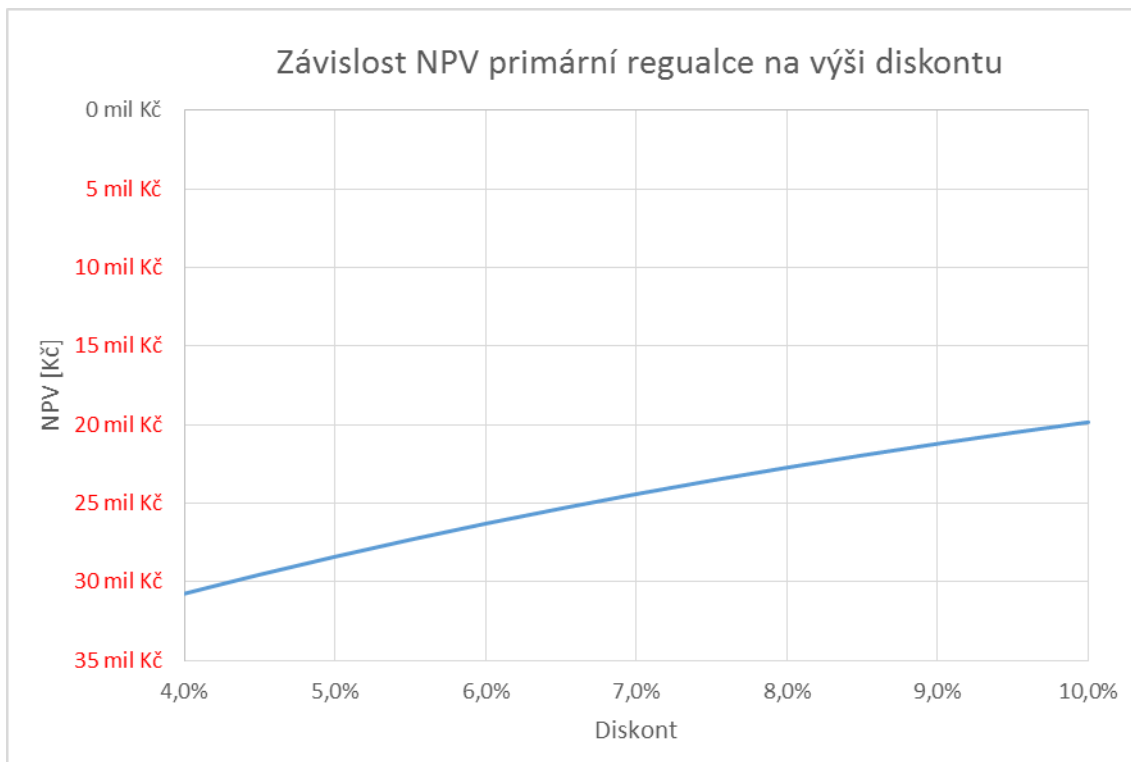
Pokles ceny 5%		Diskont						
		4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Rezervovaný výkon pro PpS	0 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	1 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	2 MW	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE	NELZE
	3 MW	-17,6 mil Kč	-16,3 mil Kč	-15,2 mil Kč	-14,1 mil Kč	-13,2 mil Kč	-12,4 mil Kč	-11,6 mil Kč
	4 MW	-22,9 mil Kč	-21,2 mil Kč	-19,7 mil Kč	-18,3 mil Kč	-17,1 mil Kč	-16,0 mil Kč	-15,0 mil Kč
	5 MW	-28,2 mil Kč	-26,1 mil Kč	-24,2 mil Kč	-22,5 mil Kč	-21,0 mil Kč	-19,6 mil Kč	-18,4 mil Kč
	6 MW	-33,5 mil Kč	-31,0 mil Kč	-28,7 mil Kč	-26,7 mil Kč	-24,9 mil Kč	-23,2 mil Kč	-21,7 mil Kč
	7 MW	-38,8 mil Kč	-35,8 mil Kč	-33,2 mil Kč	-30,9 mil Kč	-28,7 mil Kč	-26,8 mil Kč	-25,1 mil Kč
	8 MW	-44,1 mil Kč	-40,7 mil Kč	-37,7 mil Kč	-35,0 mil Kč	-32,6 mil Kč	-30,5 mil Kč	-28,5 mil Kč

Z tabulek **Tab. 34**, **Tab. 35** a **Tab. 36** lze dovodit, že pokud by cena silové elektřiny klesala, ztráty z poskytování PR budou menší. Provozovatel elektrárny získá totiž méně z prodeje silové elektřiny, tudíž inkasuje méně za ZB/VC a přijde tím o menší část tržeb.

Předpokládané podmínky uvádím v následující **Tab. 37** **Chyba! Chybný odkaz na záložku.**

Tab. 37 - Vstupní parametry

Rezervovaný výkon pro PpS	5 MW
Počet hodin aktivace RE+	180 h
Počet hodin aktivace RE-	180 h
Růst silové elektřiny	1%



Obr. 19- Závislost NPV při poskytování PR na diskontu

Z grafu na **Obr. 19** je patrné, že PR se za předpokládaných podmínek nevyplatí. Poskytovat primární regulaci se tedy MVE Práčov za těchto podmínek nevyplatí.

5.3 Které PpS se malým OZE elektrárnám vyplatí poskytovat?

V analytických podkladech jsme se zabýval modelováním poskytování PpS u existujících OZE elektráren. Jednalo se o MVE Hracholusky, MVE Libčice, FVE Hrušovany nad Jevišovkou, VTE Věžnice, BPS ČOV Praha, BIOM Mondi Štetí a GTE projektované v Liberci. Z analýz vyplynulo, že pro žádnou z nich se za stávajících podmínek nevyplatí PpS poskytovat. V řadě případů to ani stávající pravidla (PPPS, PPDS) nedovolují i když je to technicky možné.

V případě změny PPPS, PPDS z hlediska požadavku na velikost zdrojů mohou být některé PpS poskytovány, nicméně ekonomika poskytování PpS je závislá na ceně za poskytování PpS.

Tab. 38 - Závěrečné vyhodnocení reality poskytování PpS na OZE elektrárnách

	PR	SR	MZ ₅₊	MZ ₁₅₊	MZ ₁₅₋	SV ₃₀
FVE	X	X	X	X	X	X
CSP	X	X	X	X	X	X
VTE	X	X	X	X	X	X
MVEaku	-NPV	X	X	X	X	X
MVEprůt	-NPV	X	X	X	X	X
VTE	X	X	X	X	X	X
Tidal	X	X	X	X	X	X
GTE	-NPV	-NPV	-NPV	-NPV	-NPV	-NPV
BIOM	-NPV	-NPV	-NPV	-NPV	-NPV	-NPV
BPS	-NPV	X	X	X	X	X

ZÁVĚR

Diplomová práce se zabývá schopností OZE elektráren poskytovat PpS. A to jak z čistě technického pohledu, tak i z pohledu ekonomiky provozu. Ukázalo se, že běžná velikost OZE elektráren nedovoluje za současných podmínek daných pravidly provozování PS a DS nedovoluje OZE elektrárnám PpS poskytovat, a to zejména díky jejich malému instalovanému výkonu.

OZE elektrárny (zejména ty intermitentního charakteru) mají do budoucna největší potenciál v nabízení podpůrných služeb ve formě regulační energie na vyrovnávacím trhu. Je to díky faktu, že náklady na jednu vyrobenou MWh jsou u OZE elektráren mnohem nižší než u konvenčních elektráren. Proto si provozovatelé OZE elektráren mohou dovolit nabízet tuto energii za nižší cenu než konkurence vyrábějící energii v konvenčních elektrárnách.

Analýzami zpracovanými v této práci se potvrdilo, že dokud bude OZE elektrárnám vyplácena podpora, je velmi nepravděpodobné, že by některou z PpS nabízely. Dokud lze uplatnit nárok na zákonem danou podporu za vyrobenou elektřinu ve formě ZB/VC, nemají výrobci důvod nabízet regulační energii na VT.

Daniel Beneš v rozhovoru pro Hospodářské noviny (20. 5. 2016) řekl následující:

„Pokud posunete matematické modely dál, mohla by elektřina kvůli obnovitelným zdrojům stát v roce 2030 mezi 15 a 18 eury. A v roce 2050 by trh zanikl, protože všichni budou mít nějakou formu podpory od státu. Takže tu bude něco, co bylo před 20 lety“

Daniel Beneš, generální ředitel ČEZ, a.s.

Závěrem lze konstatovat, že OZE elektrárny mohou přispět ke stabilitě ES a využití OZE elektráren pro poskytování PpS je technicky možné. Nicméně za současné legislativy a podmínek na trhu s elektřinou, zejména s přihlédnutím k cenám silové elektřiny, cenám PpS a k podpoře, není pro provozovatele OZE elektráren ekonomicky výhodné.

LITERATURA

- [1] MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU. *Národní akční plán*, prosinec 2015 [online]. [cit. 2016-03-5]. Dostupné z: <http://www.mpo.cz/assets/cz/2012/11/NAP.pdf>
- [2] OTE. *Statistika* [online]. 2015 [cit. 2016-03-08]. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/statistika/dlouhodobá-rovnováha/ke-stazeni/ke-stazeni>
- [3] ERÚ. *Roční zpráva o provozu ES v ČR*. Praha 2015 [cit. 2015-11-11]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2014.pdf/933fc41a-ad79-4282-8d0f-01eb25a63812
- [4] ČEZ Distribuce, a.s. *Pravidla provozování distribučních soustav*. Děčín 2014. leden 2014. Dostupné z: <http://www.cezdistribuce.cz/edee/content/file-other/distribuce/energeticka-legislativa/ppds/2014/ppds-2014-hc.pdf>
- [5] ČEZ Distribuce, a.s. *Pravidla provozování distribučních soustav - PŘÍLOHA 7 PRAVIDLA PRO PODPŮRNÉ SLUŽBY (PpS) ZDROJŮ PŘIPOJENÝCH K SÍTÍM PROVOZOVATELE DISTRIBUTIVNÍ SOUSTAVY*. Děčín 2014. leden 2014. Dostupné z: http://www.cezdistribuce.cz/edee/content/file-other/distribuce/energeticka-legislativa/ppds/2011/ppds-2011_priloha-7.pdf
- [6] ČEPS. *Systémové a podpůrné služby*. Prezentace 4. 9. 2014
- [7] KABELÉ, Richard. *Ekofórum: Trhy s podpůrnými službami*. Praha, 2011.
- [8] ČEPS. *Kodex přenosové soustavy*. Leden 2016. ČEPS a.s. [cit. 2016-03-11] Dostupné také z: https://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Documents/%C4%8C%C3%A1stII_15_fin.pdf
- [9] OTE – Roční zprávy o trhu z let 2008 až 2015. (*Roční zpráva o trhu 2008. až Roční zpráva o trhu 2015*). Praha 2008 až 2015. [cit. 2016-04-09]. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/statistika/rocnizprava>
- [10] ČEPS. *Jak se obstarávají PpS*. Praha 2016 [cit. 2016-04-09]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Jak-seobstaravaji-PpS/Stranky/default.aspx>
- [11] ČEZ Distribuce, a.s. *Pravidla provozování distribučních soustav - PŘÍLOHA 4 PRAVIDLA PRO PARALELNÍ PROVOZ ZDROJŮ SE SÍTÍ PROVOZOVATELE DISTRIBUTIVNÍ SOUSTAVY*. Děčín 2014. leden 2014. Dostupné z: <http://www.cezdistribuce.cz/edee/content/file-other/distribuce/energeticka-legislativa/ppds/2014/ppds-2014-priloha-4.pdf>
- [12] ČEPS. *slovník* [online]. [cit. 2015-11-22]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Stranky/Default.aspx>
- [13] BERMANN, Jiří. *Separáty a ostrovy*. Seminář cyklus E 2016. [2016-02-24] Praha
- [14] DISPERSED GENERATION IMPACT ON CE REGION SECURITY: DYNAMIC STUDY 2014 - REPORT UPDATE. *Entso-e* [online]. [cit. 2016-04-21]. Dostupné z: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Continental_Europe/141113_Dispersed_Generation_Impact_on_Continental_Europe_Region_Security.pdf
- [15] BLECHA, Ondřej (vedoucí sekce “Podpůrné služby a certifikace“ ve firmě OSC a.s.). *Osobní konzultace*. Brno 2016
- [16] ČEPS. *Dohoda o podmínkách nákupu a poskytování podpůrných služeb v letech 2016 až 2018*. Praha 2016 [cit. 2016-04-07]. Dostupné z:

<http://www.azure.ceps.cz/CZE/Data/Dokumenty/Documents/Smlouvy%20PpS/Dohoda%20PpS%202016-18.pdf>

- [17] KNÁPEK, Jaroslav. *Ekologie a ekonomika* (A1M16EKL). Praha 2015
- [18] EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. *Share of renewable energy in gross final energy consumption* [online]. [cit. 2016-02-18]. Dostupné z: http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_31&plu gin=1
- [19] 2020 climate & energy package. *ec.europa.eu* [online]. Brusel: EU, 2015 [cit. 2015-11-11]. Dostupné z: http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm
- [20] 2030 climate & energy package. *ec.europa.eu* [online]. Brusel: EU, říjen 2015, 6.10.2015 [cit. 2015-11-11]. Dostupné z: http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/index_en.htm
- [21] 2050 low-carbon economy. *ec.europa.eu* [online]. Brusel: EU, 6.10.2015 [cit. 2015-11-11]. Dostupné z: http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050/index_en.htm
- [22] EVROPSKÁ RADA: *EUCO 169/14*. Brusel, 2014 [cit. 2016-05-19]. Dostupné také z: <http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-169-2014-INIT/cs/pdf>
- [23] BENDA, Vítězslav, Kamil STANĚK a Petr WOLF. *Fotovoltaické systémy* [online]. Brno, 2011, 15.4.2011 [cit. 2015-11-28]. Dostupné z: http://www.crr.vutbr.cz/system/files/brozura_04_1104.pdf. VUT.
- [24] OBECNÉ SCHÉMA ZAPOJENÍ FOTOVOLTAICKÉHO UDROJE. In: *OEZ* [online]. [cit. 2016-03-26]. Dostupné z: <http://www.oez.cz/aktuality/obecne-schema-zapojeni-fotovoltaickeho-zdroje>
- [25] Czech RE Agency. *Fotovoltaika – vývoj investičních nákladů* [online]. 2011 [cit. 2016-03-05]. Dostupné z: <http://www.czrea.org/cs/druhy-oze/fotovoltaika/fv-vyvoj-investicnich-nakladu>
- [26] TECHNOLOGICKÁ AGENTURA ČESKÉ REPUBLIKY. *Metodika výpočtu nákladů podpory OZE* [online]. 2013 [cit. 2016-03-05]. Dostupné z: <http://kie.vse.cz/wp-content/uploads/metodika-vypoctu-nakladu-podpory-oze.pdf>
- [27] VGB POWERTECH. *Investment and Operation Cost Figures: Generation Portfolio*. 2012. Essen.
- [28] Největší české FVE. *nwt* [online]. ČR [cit. 2015-11-29]. Dostupné z: <http://www.fotovoltaickepanely.eu/fotovoltaika/nejvetsi-ceske-elektrarny/>
- [29] FUNKEN, Karl-Heinz. *The Jülich Solar Power Tower* [online]. Köln: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2011 [cit. 2015-11-29]. Dostupné z: http://www.dlr.de/sf/en/Portaldata/73/Resources/dokumente/grossanlagen/juelich/Juelich_Solar_Power_Tower-EN.pdf
- [30] List of solar thermal power stations. *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2015-12-16]. Dostupné z: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_solar_thermal_power_stations
- [31] Instalace VTE v ČR. *Česká společnost pro větrnou energii* [online]. 2014 [cit. 2015-12-12]. Dostupné z: <http://www.csve.cz/clanky/aktualni-instalace-vte-cr/120>
- [32] Tidal energy. *Energy* [online]. [cit. 2015-12-16]. Dostupné z: <http://www.odec.ca/projects/2006/wong6j2/tidal.html>
- [33] List of tidal power stations. *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2015-12-16]. Dostupné z: https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_tidal_power_stations

- [34] Kolektiv autorů. *Obnovitelné zdroje energie a možnosti jejich uplatnění v ČR* [online]. Praha: ČEZ a.s., 2007 [cit. 2015-12-16]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/edee/content/file/energie-a-zivotni-prostredi/oze-cr-all-17-01-obalka-in.pdf>
- [35] DENA. Dena Ancillary Services Study 2030. Berlin, 2014.
- [36] CRACIUN, Diana a Dominik GEIBEL. CIRED: EVALUATION OF ANCILLARY SERVICES PROVISION CAPABILITIES FROM DISTRIBUTED ENERGY SUPPLY. Stockholm, 2013.
- [37] FRANS, Hulle, Iván PINEDA a Paul WILCZEK. *REserviceS: Economic grid support services by wind and solar PV*. Stockholm, 2014.
- [38] POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE. *Cena silové elektřiny* [online]. [cit. 2016-04-11]. Dostupné z: <https://www.pxe.cz/>
- [39] VAŠÍČEK, Ladislav. ZAT, a. s.: dodavatel automatiky regulátoru turbíny pro vodní elektrárny. *TECHNIKA*. www.techpark.sk, 2009, **2009**(7), 20-21.
- [40] [46] ERÚ – Cenová rozhodnutí ERÚ stanovující výši podpory pro POZE z let 2008 až 2015. (Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 8/2008 ze dne 18. listopadu 2008, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla. až Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 9/2015 ze dne 29. prosince 2015, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie). Jihlava 2008 až 2015. [cit. 2016-04-01]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/cs/elektrina/cenova-rozhodnuti/platna-cenova-rozhodnuti/archiv>
- [41] Parlament ČR. ZÁKON 165/2012 Sb.: o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. Praha, ročník 2012, číslo 165.
- [42] ČESKÁ REPUBLIKA. *Zákon č. 586/1992 Sb. o daních z příjmů*. Ve znění pozdějších předpisů. Praha. Dostupné z: <http://zakony.kurzy.cz/586-1992-zakon-o-danich-z-prijmu/priloha-1/zvyraznit-skupiny/>
- [43] ERÚ. Seznam výrobců elektřiny z POZE za rok 2012 dle regulačních výkazů zaslaných ERÚ provozovateli distribuční soustavy podle vyhlášky č. 59/2012 Sb., o regulačním výkaznictví.[online] [cit. 2016-05-10]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/487050/130930_Seznam_2012_OST_OZE.pdf/15e7c7f0-2020-4e86-bfe7-7b74f085f4fa
- [44] UNdata [online]. [cit. 2016-05-10]. Dostupné z: <http://data.un.org/Data.aspx?d=POP&f=tableCode%3A240>
- [45] IndexMundi [online]. [cit. 2016-05-10]. Dostupné z: <http://www.indexmundi.com/g/r.aspx?v=81000>
- [46] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2015 ze dne 26. listopadu 2015, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a další regulované ceny*. Praha 2015 [cit. 2016-04-25]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/1174016/ERV_8_2015.pdf
- [47] ČEPS. *Údaje o PS* [online]. Praha, 2015 [cit. 2016-03-08]. Dostupné z: <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Technicka-infrastruktura/Stranky/Udaje-o-PS.aspx>
- [48] MASTNÝ, Petr. a kol.: *Obnovitelné zdroje elektrické energie*. Vyd. 1. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011, 254 s. ISBN 978-80-01-04937-2. Dostupné také z: http://k315.feld.cvut.cz/CD_MPO/CVUT-2-OZE.pdf
- [49] KASEMBE, Andrew, Karel MÁŠLO a Zdeněk HRUŠKA. *Obnova soustavy po poruše typu*

blackout. *PRO-ENERGY*. 2008,**2**(4). ISSN 1802-4599. Dostupné také z: http://www.pro-energy.cz/clanky8/pe_cislo8.pdf

[50] CIMBOLINEC, Ivan, Libor STRAKA a Jiří TŮMA. Vliv obnovitelných zdrojů elektřiny na řízení elektrizační soustavy.*Elektro*. 2015, **26**(3). ISSN 1210-0889.

[51] JANÍČEK, . *Obnovitelné zdroje energie*. Bratislava: Renesans, 2010. ISBN ISBN 978-80-89402-13-7.

SEZNAM ZKRATEK

BIOM	Biomasa
BPS	Bioplynová stanice
BS	Start ze tmy
ČEPS	Česká Energetická Přenosová Soustava
DS	Distribuční soustava
DT	Denní trh
EDA	Elektrárna Dalešice
EDS	Elektrárna Dlouhé Stráně
EDU	Elektrárna Dukovany
ECH	Elektrárna Chvaletice
EOR	Elektrárna Orlík
EPC	Elektrárna Počeradý
EPR 1	Elektrárna Pruněřov 1
EPR 2	Elektrárna Pruněřov 2
EPVR	Elektrárna Vřesová (paroplyn)
ES	Elektrizační soustava
ETE	Elektrárna Temelín
ETI2	Elektrárna Tisová 2
ETU 2	Elektrárna Tušimice 2
EU	Evropská Unie
FCR	Frequency containment reserve
FFR	Fast frequency response
FRCI	Fast reactive current injection
FRR	Frequency restoration reserve
FVE	Fotovoltaická elektrárna
JE	Jaderná elektrárna
MVE	Malá vodní elektrárna – vodní elektrárna o výkonu do 10 MW
MZ _t +/-	t-minutová záloha (kladná/záporná)
NAP	Národní akční plán
NAP	Národní akční plán
ND	Nepracovní den
NN	Nepracovní noc
NT	Nízký Tarif
OP	Schopnost ostrovního provozu
OTE	Operátor trhu s elektřinou a plynem
OZE	Obnovitelný zdroj energie

PD	Pracovní den
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PE	Parní elektrárna
PN	Pracovní noc
POZE	Podporované zdroje energie
PPS	Provozovatel přenosové soustavy
PpS	Podpůrné služby
PR	Primární regulace frekvence
PS	Přenosová soustava
RE-	Záporná regulační energie
RE+	Kladná regulační energie
RM	Ramping margin
RR	Replacement reserves
SR	Sekundární regulace výkonu
SRN	Spolková republika Německo
SRUQ	Sekundární regulace U/Q
SSVC	Steady state voltage control
SV ₃₀	Snížení výkonu
SyS	Systémové služby
VDT	Vnitrodenní trh
VN	Vysoké napětí
VŘ	Výběrové řízení
VT	Vyrovnávací trh
VT	Vysoký Tarif
VTE	Větrná elektrárna
VVN	Velmi vysoké napětí
ZVN	Zvláště vysoké napětí