



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

**Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**

OZE a využití baterií pro zvýšení kvality dodávky elektřiny do sítě
RES and Battery Usage to Improve the Quality of the Grid Electricity
Supply

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Jiří Beranovský, Ph.D., MBA

Bc. Jan Kroneisl

Praha 2017

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Kroneisl** Jméno: **Jan** Osobní číslo: **406179**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

OZE a využití baterií pro zvýšení kvality dodávky elektřiny ze sítě

Název diplomové práce anglicky:

RES and Battery Usage to Improve the Quality of the Grid Electricity Supply

Pokyny pro vypracování:

- analýza OZE v energetickém mixu ČR
- systém podpůrných služeb (ČR)
- moderní výrobní elektřiny a možnosti využití baterií v energetice
- sestavení a diskuze funkčních variant řešení
- sestavení ekonomického modelu a vyhodnocení variant

Seznam doporučené literatury:

PPDS 2011, Příloha č. 4 - Pravidla pro paralelní provoz zdrojů se sítí provozovatele distribuční soustavy
ČEPS, Kodexu přenosové soustavy část II. Podpůrné služby
Ulbig, Borsche, Andersson, Impact of low rotational inertia on power system stability and operation, published in IFAC World Congress 2014

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Jiří Beranovský Ph.D., MBA., katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **17.02.2017**

Termín odevzdání diplomové práce: _____

Platnost zadání diplomové práce: _____

Podpis vedoucí(ho) práce

Podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

Podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací.
Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Poděkování

Děkuji svému vedoucímu diplomové práce Dr. Jiřímu Beranovskému za veškerou pomoc při psaní této práce. Za důležité rady z pohledu obsahu, aktivní pomoc při hledání zdrojů potřebných informací. Za vstřícnost, ochotu a podporu. Dále děkuji Jiřímu Pavlíkovi z firmy HE3DA za technické podklady, vedení a kontrolu technické části práce, Ing. Sálavcovi a Ing. Haiclovi ze společnosti ČEPS a Bc Rýdlovi za rady a pomoc. V neposlední řadě děkuji své rodině za podporu.

V Praze dne

.....

Prohlášení

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

V Praze dne

Abstrakt

Tato práce se věnuje možnosti využití bateriových systémů pro zlepšení kvality dodávky elektřiny. V první části je popsána situace OZE v ČR, souvislost OZE a kvality sítě. Dále je popsána legislativa nových výroben elektřiny a baterií.

V další části jsou definovány 2 možné varianty použití baterií v energetice. První možností je zapojení do systému Podpůrných služeb, které jsou zajišťovány společností ČEPS a.s. Baterie mohou rychle reagovat, a tedy by mohly být použity pro potřeby primární regulace frekvence v síti.

Druhou možností je spolupráce s výrobny OZE, nejvíce se nabízí FVE. Pomocí baterií by mohlo dojít k vyrovnání křivky produkce a tudíž k lepšímu plánování provozu ať již ze strany distributor či provozovatele přenosové soustavy.

Abstract

This thesis deals with the concept of use battery systems in the power grid with the purpose to improve the quality of supply. In the first part there is described the situation of RES in Czech Republic, the impact of RES to the quality of supply. Then there is attached the description of new European legislative about electricity generators and the current legislative about battery systems in CZ.

In the second part there are defined 2 variants of possible use of battery systems in distribution/transmission network. First possibility counts with use battery as primary regulation of frequency via Podpurne sluzby, which is provided by TSO CEPS a.s. This is possible thanks fast reaction time of batteries.

Second variant consider cooperation between RES, (most probable photovoltaic) and battery in order to equalize the production function of the FV systems and improve planning and operation of the distribution/ transmission network.

Seznam použitých zkratek

OZE	obnovitelné zdroje energie
TSO/PPS	provozovatel přenosové soustavy
NPV	čistá současná hodnota, ekonomický ukazatel
FVE	fotovoltaická elektrárna
VtE	větrná elektrárna
ERÚ	Energetický regulační úřad
BRKO	biologicky rozložitelný odpad
OTE	Operátor trhu v ČR
ES	eletrizační soustava
EU	Evropská unie
SEK	státní energetická koncepce
ASEK	aktualizovaná státní energetická koncepce
DSO/PDS	provozovatel distribuční soustavy
PS	přenosová soustava
NN	nízké napětí
VN	vysoké napětí
VVN	velmi vysoké napětí
ZVN	zvláště vysoké napětí
PpS	podpůrné služby
RZPR(S) / PR	regulační záloha primární regulace
RZSR / SR	regulační záloha sekundární regulace
RZMZ /MZ	regulační záloha minutové zálohy
p.j.	poměrné jednotky

Obsah

1.	Úvod	1
2.	OZE v ČR	2
2.1.	Vývoj OZE v ČR a jeho současná role	2
2.2.	Spojitosť mezi ukazateli kvality a OZE.....	6
2.3.	Točivá rezerva v soustavě	7
2.4.	Dílčí závěr.....	11
3.	Moderní výrobní elektřiny	12
3.1.	Typ A	13
3.2.	Typ B	14
3.3.	Typ C	15
3.4.	Typ D.....	17
3.5.	Výhled rozvoje soustavy v ČR	19
3.6.	Legislativa baterie ČR.....	20
4.	Model – teoretické podklady a praktická aplikace	22
4.1.	Význam a dělení podpůrných služeb	22
4.2.	Primární regulace.....	25
5.	Možnost využití baterií na hladině VN.....	31
5.1.	Model 1 – baterie pro primární regulaci frekvence.....	31
5.1.1.	Výsledky varianta 1 + cit.analyza	42
5.1.2.	Výsledek varianta 2	45
5.2.	Model 2 – vyrovnávání diagramu produkce FVE pomocí baterie	48
5.2.1.	Předpoklady.....	48
5.2.2.	Výpočet a citlivostní analýzy.....	54
6.	Shrnutí a závěr	56
	Zdroje	58
	Přílohy.....	61

1. Úvod

V této práci se budu věnovat možnosti využití baterií v energetice, zejména pro zlepšení kvality dodávky elektřiny. Téma obnovitelných zdrojů je v poslední době velmi diskutované a rozšířené i mezi neobornou veřejností. V souvislosti s rozmachem obnovitelných zdrojů se často mluví o nutnosti akumulace elektřiny, která je v současnosti velmi omezená.

Bateriové systémy jsou v současnosti stále velmi limitované ať po stránce technické, či ekonomické. V blízké budoucnosti lze ovšem ve vývoji tohoto segmentu energetiky očekávat rychlý pokrok. Proto byl osloven český výrobce baterií firma HE3DA, která plánuje do budoucna velkoprodukcí akumulátorů a to nejen v automobilovém průmyslu, ale přicházejí i s řešením velkokapacitního bateriového systému pro energetiku.

Práce zejména zjišťuje, zda bateriový systém pro energetiku dává v prostředí České republiky ekonomický smysl, či zda tuzemský trh není na toto řešení stále připraven. Jsou uvažovány dvě možnosti aplikace baterií v energetice na hladině VN, jedna z možností bude mít zpracované dvě sub-varianty.

Zprvu se jedná o možnosti použití baterií pro poskytování primární regulace frekvence, kterou zajišťuje firma ČEPS, formou každoročních aukcí. Druhá možnost uvažuje použití baterií pro vyrovnání průběhu výrobní charakteristiky obnovitelných zdrojů, v této práci jde konkrétně o fotovoltaickou elektrárnu (FVE).

Jak bude dále ukázáno, první možnost bude rozpracována do dvou pod variant. Je to dáno důvodem, že se hledá ekonomická smysluplnost projektu, a tedy i optimalizace použití daného bateriového systému. Systém poskytování primární regulace (PR) je založen na takovém principu, že poskytovatel za paušální úplatu poskytuje firmě ČEPS a.s. jistý příkon, který může ČEPS kdykoli, v jakékoli míře využít a energii od poskytovatele odebírat, či dodávat. Baterie tedy mohou být nadimenzovány tak, aby vždy byly schopné dodávat požadovanou energii, nebo mohou být navrženy v ekonomické variantě, kdy se uvažuje kooperace s nějakým jiným výrobním zdrojem, který sám o sobě nemůže z různých důvodů PR poskytovat, ale který může v případě potřeby, krátkodobě pomoci bateriovému systému plnit jeho závazky.

Na konci budou shrnuty zjištěné závěry a doporučení pro případné investory, kteří by o dané problematice vážněji uvažovali.

2. OZE v ČR

2.1. Vývoj OZE v ČR a jeho současná role

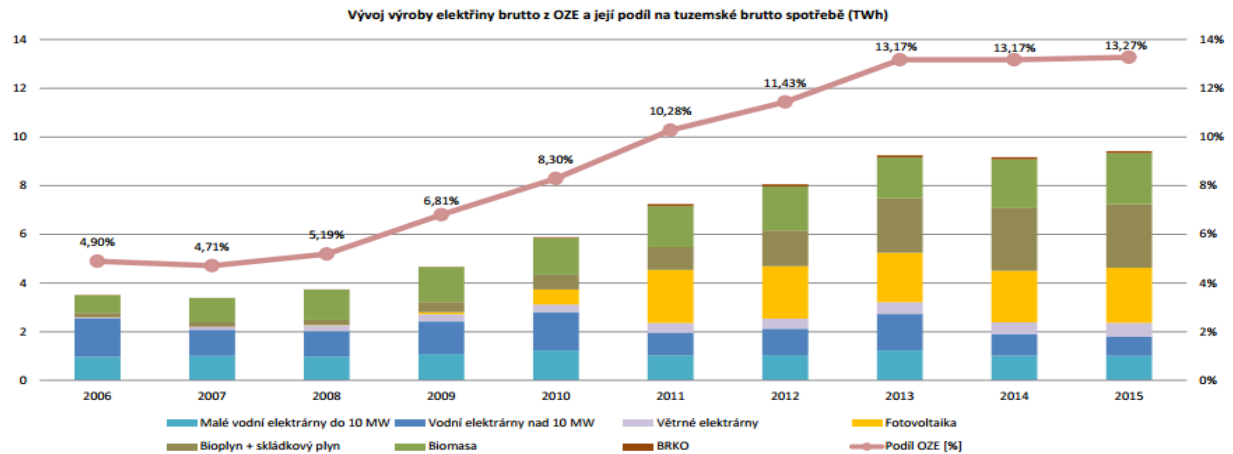
V souladu s cíli EU a politikou Energetické Unie [1], má energetika v Evropě dosáhnout do roku 2020 20% podílu OZE. Přesněji se jedná o podíl obnovitelných zdrojů energie na hrubé konečné spotřebě energie. Pro každý stát EU platí jiný národní cíl, který reflektuje výchozí pozici, potenciál pro rozvoj OZE a hospodářskou situaci dané země. Pro ČR je tento plán stanoven na 13 %.

Podle nejnovějších dat Eurostatu z roku 2014 dosáhla ČR tohoto cíle, a to hodnotou 13.4 %. Kromě České republiky má cíl splněno 8 dalších států.[2] Podle aktualizovaného Národního akčního plánu z prosince 2015, je cíl pro ČR ještě o trochu vyšší a to 15.2 % pro rok 2020. [3]

Výroba z OZE [MWh]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MVE do 10 MW	966,884	1,082,683	1,238,819	1,017,878	1,026,254	1,236,978	1,011,674	1,001,797
VE nad 10 MW	1,057,451	1,346,937	1,550,655	945,276	1,102,912	1,497,762	897,549	793,010
VTE	244,661	288,067	335,493	397,003	415,817	480,519	476,544	572,612
FVE	12,937	88,807	615,702	2,182,018	2,148,624	2,032,654	2,122,869	2,263,846
Bioplyn	213,632	414,235	598,755	932,576	1,472,142	2,241,300	2,566,699	2,614,188
Biomasa	1,231,210	1,436,858	1,511,911	1,682,563	1,802,591	1,670,327	2,007,039	2,090,855
BRKO	11,684	10,937	35,580	90,190	86,686	83,842	87,335	86,642
Brutto spotřeba [MWh]	72,049,267	68,600,000	70,961,700	70,516,541	70,453,278	70,177,356	69,622,096	71,014,254
Podíl OZE	5.19%	6.81%	8.30%	10.28%	11.43%	13.17%	13.17%	13.27%

Obrázek 1: Výroba elektřiny z OZE, zdroj výroční zprávy ERÚ [4]

V tabulce jsou uvedeny údaje o dodané elektřině, vyrobené z OZE na území ČR za poslední roky. Údaj podíl OZE značí podíl vyrobené elektřiny z OZE na hrubé spotřebě elektřiny. Jeho hodnota se tedy mírně liší od cíle EU podílu OZE na brutto spotřebě energie.



Obrázek 2: Vývoj výroby elektřiny z OZE, zdroj výroční zpráva ERÚ 2015

Z grafů vyplývá značný nárůst FVE mezi lety 2010 a 2011 o více než trojnásobek. Stejný trend je vidět i u položky BRKO (biologicky rozložitelný odpad). Ovšem absolutní hodnoty čísel BRKO a FVE se pohybují v jiných řádech a hodnoty BRKO jsou v porovnání s FVE zanedbatelné.

V prostředí České republiky v důsledku liberalizace trhu došlo k oddělení výroby, distribuce a prodeje. Také vznikl operátor trhu (OTE), který zajišťuje kromě jiného i vyplácení podpor podporovaným zdrojům (POZE). Z výročních zpráv OTE [5] lze tedy zjistit, který druh elektřiny byl jak podporován. Nejnovější dostupná data pro OZE z roku 2015 jsou pro přehlednost uspořádána v následující tabulce:

Tabulka 1 Vyplácení podpor POZE za rok 2015, zdroj OTE

Obnovitelné zdroje	GWh	mil. Kč
Sluneční (zelený bonus)	817	9494
Sluneční (povinný výkup)	1410	17310
Větrná (zelený bonus)	498	1085
Větrná (povinný výkup)	65	130
Vodní (zelený bonus)	965	1792
Vodní (povinný výkup)	76	136
Biomasa	1873	3458
Bioplyn	2545	7694
OZE	8250	41098

Z tabulky lze vyčíst, že výrobci solární energie většinou využívali formy povinného výkupu a to v objemu 17,3 mld. Kč. Zbýlý podíl solární elektřiny, cca 1/3 produkce, byl podporován formou zeleného bonusu v částce 9,5 mld. Kč. Na rozdíl od solární elektřiny, větrné a vodní elektrárny využívaly v drtivé většině zelené bonusy a pouze 8,8 % elektřiny vyrobené z těchto zdrojů využilo povinného výkupu. Celkově na OZE bylo v roce 2015 vynaloženo 41,1 mld. Kč.

Na podporu FVE bylo v roce 2015 vynaloženo 26,8 mld. Kč. Nejvyšší rozmach instalace FVE byl v ČR mezi lety 2009 a 2010, kdy byly nastaveny vysoké podpory a investiční náklady prudce klesly. Pro rok 2011 byla provedena legislativní změna a cenovým rozhodnutím ERU [6] došlo ke snížení podpory velkých instalací téměř o polovinu. Od roku 2013 bylo zavedeno několik novel, které omezily podpory pro OZE. Například předpisem č. 165/2012 Sb od 1.1.2014 byla zavedena daň na elektřinu vyrobenou slunečním zářením v zařízeních uvedených do provozu v roce 2010. [7] Dále od 1.1.2016 se novelou č. 261/2007 Sb o stabilizaci veřejných rozpočtů ruší výjimka o neplacení daně z elektřiny vyrobené z OZE. Nyní zůstávají od daně osvobozeny jen zdroje do 30 kW. Částka vynaložená na OZE v roce 2015 byla tedy ponížena v návaznosti na předpis č.165/2012. Z výroční zprávy o provozu ES ERÚ za rok 2015 lze zjistit, že v roce 2015 byl instalovaný výkon FVE v ČR 2071 MW a do sítě dodaly energii v objemu 2094 GWh. Podmnožina elektráren uvedených do provozu v roce 2010 tvořila výrobu 1402 GWh. Tedy 70 % FVE muselo nově odvádět 10 % z výkupní ceny a v případě zeleného bonusu 11 %. Pokud uvažujeme, že z těchto 1402 GWh bylo rozdělení čerpání podpor stejné jako pro všechny FVE tak lze dopočítat, že FVE s povinným výkupem takto odvedly 1,08 mld. Kč a v rámci zeleného bonusu šlo o 663 mil. Kč. Tedy z celkové částky podpor pro FVE 17,3 mld. Kč odvedli výrobci na daních 1,75 mld. Kč.

Od 1.1.2016 se na obnovitelné zdroje bude vztahovat nově i povinnost daně z elektřiny pro všechny zdroje větší než 30 kW. Toto opatření se týká vlastní spotřebované elektřiny a to ve výši 28,3 Kč/MWh. Od této daně je osvobozena elektřina: „...určená k použití nebo použita a) k technologickým účelům nezbytným pro výrobu elektřiny nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. b) k technologickým účelům nezbytným k udržení schopnosti vyrábět elektřinu nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla.“ [8] Na straně spotřebitelů, kteří byli až loňského roku osvobozeni od daně na základě smlouvy s dodavatelem o elektřině z OZE došlo k zaplacení daně ve výši 59,3 mil. Kč. Na straně výrobců je pro zjištění velikosti daně nutné vzít údaj o brutto výrobě elektřiny z FVE, odečíst technologickou vlastní spotřebu na výrobu elektřiny čímž se zjistí netto výroba elektřiny. Od té se odečte dodaná elektřina do sítě a upraví o malé instalace do 30 kW. Objem

elektřiny, kterého se nově placení daně týká, činí 79 304 MWh, což je 2,24 mil Kč. Tento legislativní krok při stávající výši zdanění tedy výrazné prostředky nepřinesl a navíc zatížil spotřebitele a ne výrobce.

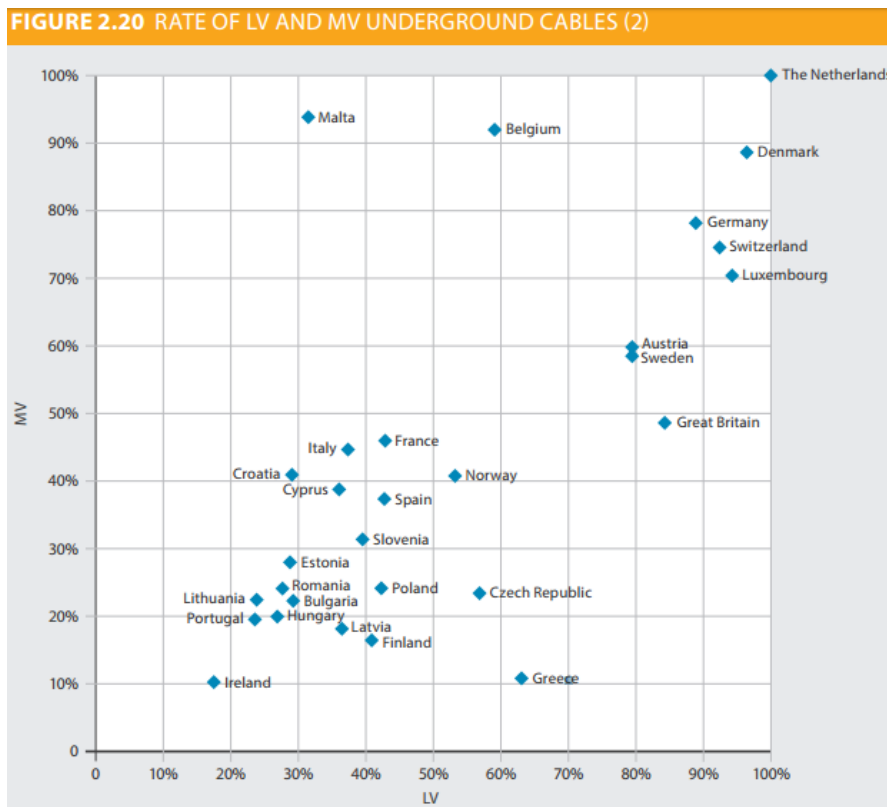
Na stránkách Evropské komise můžeme najít, že cíl OZE pro rok 2030 je 27 %.[9] Nicméně toto je cíl pro všechny členské státy. Stejně jako to bylo stanoveno pro cíl 2020, tak i pro cíl 2030 by měly být známy národní cíle pro jednotlivé státy. Tento dokument ale stále neexistuje. Pokud se bude uplatňovat stejná metodika rozdělování výše cílů mezi jednotlivé státy jako pro cíle 2020, lze vycházet z výpočtů G.Rescha z Vídeňské technické univerzity, který v roce 2014 publikoval studii obsahující výpočet národních cílů pro různé scénáře. V této studii, 2030 RES targets for Europe a brief pre-assessment of feasibility and impact, lze dohledat, že pro scénář 30% podílu OZE v roce by na ČR připadl národní cíl ve výši 20 %. Toto číslo je vyšší než by měl být národní cíl, protože odsouhlasený cíl EU je 27 % nikoli 30 % a dále jeho velikost bude ovlivněna odchodem Velké Británie z EU.

Pokud budeme předpokládat nový národní cíl ve výši 18-19 % do roku 2030, znamená to navýšení z nynějších 14 %, které jsou stanoveny Národním akčním plánem, o zhruba 5 %. Pro danou problematiku byla vzata data a predikce z dokumentu ASEK [10]. Je nutné ověřit, zda předpoklady v ASEK splňují nově zavedené cíle EU. Mezi lety 2020 a 2030 je předpokládán nárůst energie z OZE o 36%. Zároveň se ovšem předpokládá nárůst brutto spotřeby. Tento nárůst je ovšem velmi nízký– 3 %. Výsledný podíl OZE na brutto spotřebě by roce 2030 měl podle ASEK být zhruba 20 %. To znamená, že pokud se energetika bude vyvíjet dle predikce, bude dosaženo zhruba stejných výsledků, ke kterým se nyní zavázala EU. Pokud budou splněny předpoklady pro výpočet národních cílů, tak z pohledu ČR je cíl EU redundantní.

V dokumentu lze dále nalézt, že mezi lety 2020 a 2030 se očekává značný růst FVE, zejména po roce 2025. A to z 2263 GWh v roce 2015, na 2404 GWh v roce 2020 a 4633 GWh v roce 2030. Dle dokumentu nemá být rozvoj OZE dotován přímými provozními dotacemi. Jediná forma uvažovaná forma podpory je investiční a to v omezené míře. U FVE se nepočítá s dalším použitím zemědělské půdy, nýbrž se střechními instalacemi.

2.2. Spojitost mezi ukazateli kvality a OZE

Při hodnocení ukazatelů kvality a spolehlivosti je nutné mít na zřeteli několik faktorů. Mezi nejdůležitější lze řadit skladbu vedení. To, zda se jedná o kabelové či venkovní vedení, má zcela zásadní vliv na dané ukazatele. V rámci grafů pro ČR to lze nejlépe demonstrovat na tom, že ukazatelé SAIDI a SAIFI vycházejí několikanásobně lépe pro PRE distribuci, která má ve svém portfoliu téměř výhradně kabelová vedení. Co se týče grafu ohledně situace v Evropě, tak pro přehlednost poslouží následující graf ze zprávy CEER o kvalitě dodávek elektřiny.



Obrázek 3: Poměr kabelového a venkovního vedení pro země EU na hladině NN a VN, zdroj CEER [11]

Lze odečíst, že státy s nejlepšími ukazateli SAIDI a SAIFI, jsou ty, které mají nejvyšší procento vedení provedeno kabelově a to jak na úrovni NN tak i VN.

V jednotlivých letech může hrát jistou roli i počasí, resp. živelné pohromy. Co se týče vlivu OZE, nelze z grafů vyčíst žádnou přímou spojitost mezi výší podílu OZE a ukazateli SAIFI či SAIDI. Země jako Německo či Dánsko patří mezi státy s nejlepšími výsledky a přitom patří mezi velké zastánce obnovitelných zdrojů. Otázkou zůstává, zda to není jen tím, že přenosová soustava je zatím situaci

schopna zvládnout, nicméně pokud bude rozvoj OZE pokračovat vyšším tempem, než rozvoj přenosových soustav, může nastat velký problém. Například Německo se již takové situaci přiblížilo – jeho výroba z OZE je orientována na severu, průmyslová spotřeba na jihu a nemá dostatečně dimenzované vedení a tak jim musí Polsko a ČR vypomáhat. Ve své tiskové zprávě o tranzitním zatížení přenosové soustavy informoval ČEPS na svých stránkách. [12] Nicméně i když je situace z pohledu ČR kritická, zatím se jí daří zvládat a k výpadkům, které by se promítly do statistik, nedochází. Ovšem cena za opatření, které ČEPS podniká, není malá. Například cena transformátorů s posunem fáze, které ČEPS spustil v lednu a chce jimi účinně bojovat s přetoky elektřiny z německé strany, se pohybuje okolo 2 mld. Kč.[13]

2.3. Točivá rezerva v soustavě

Důležitý aspekt, který má vliv na stabilitu sítě, a to hlavně na kolísání frekvence je disponibilita točivého výkonu v soustavě. Více lze najít v materiálech k od dr. Švece a Ing. Cimbolince k předmětu Provoz elektroenergetických systémů. [14] Tradiční konvenční zdroje produkují elektřinu pomocí točivých synchronních strojů. Díky elektromechanickému propojení rotující masa generátoru poskytuje svojí kinetickou energii elektrickému systému v případě rychlé výchylky frekvence. Kvůli synchronizaci všech výroben v síti je tato kinetická energie v přímé závislosti s frekvencí a tvoří tak důležitou aktivní regulaci. V případě variace frekvence rotující energie minimalizuje velikost a rychlost dané změny frekvence.

Pro stabilní chod sítě je nutné udržovat konstantní hodnotu frekvence, a ta je přímo závislá na bilanční sumě v každém okamžiku v elektrickém systému. Ideálně je bilanční suma rovna 0. Pokud se neudrží velikost frekvence v daném rozsahu, může dojít k rozpadu sítě a potenciálně k black-outu. V případě zapojení obnovitelných zdrojů do energetického mixu se snižuje celková dostupná točivá rezerva systému. FVE ze své podstaty nedisponují žádnou kinetickou energií, kterou by mohly do systému poskytnout. Nedostatek kinetické energie v systému může vést k situacím, kdy budou aktuální postupy k řízení frekvence nedostatečné a budou reagovat pomalu na nenadálé události v síti.

Zemí EU, kde má OZE velký podíl na vyrobené elektřině, je hned několik. Konkrétní údaje lze dohledat na Eurostatu.[15] Nejvyšší podíl 70 % má Rakousko, 63 % Švédsko dále 52 % Portugalsko, 51 % Lotyšsko, 48,5 % Dánsko. V případě prvně jmenovaných není ovšem skladba OZE taková, že by

měla podstatný vliv na stabilitu resp. frekvenci z pohledu dostupné inercie. Buď se jedná státy, které mají velký podíl VE, či nepracují synchronně s naším systémem. Země, kde tento problém již nastává je Dánsko a SRN.

Německo, které má instalovaný velký podíl OZE ve svém energetickém mixu, již nedostatku kinetické energie čelí. Již v roce 2013 se nezdálo, že v některé časové úseky byla spotřeba kryta výrobou z OZE více než z 40 % a několikrát dosáhla i 50% podílu. Při zapojení velkého množství inverterů a dalších výkonových prvků zároveň došlo k prudkému poklesu točivé rezervy dostupné z konvenčních zdrojů. Celkově se OZE na Německé výrobě podílely v roce 2015 z 29 %. Z toho VtE dodaly v celkových číslech 79 TWh (12,3 %) a FVE vyrobily 39 TWh (6 %) elektřiny. [16] Pro srovnání celková výroba brutto v ČR za rok 2015 činila 84 TWh z toho VtE 0.5 TWh a FVE 2.3 TWh. [17]

Pro zjištění velikosti točivé rezervy v síti je zavedena konstanta H kinetické energie pro paralelně pracující synchronní stroje definovaná jako:

$$H = \frac{E_k}{S_B}$$

Kde E_k – kinetická energie všech strojů v soustavě

S_B – je jmenovitý výkon daných strojů

Ukazatel H indikuje čas, po který by dané stroje mohly dodávat do sítě energii jen pomocí přeměny své kinetické energie. Typicky se tyto časy pohybují v jednotkách sekund, v závislosti na typu a velikosti strojů. S vyšší penetrací výroben s inventory dochází k poklesu hodnoty H , velikost kinetické energie v systému je redukována a řízení frekvence se stává technicky náročnější.

Ze studie prof. Ulbiga Analyzing rotational inertia, grid topology and their role for power system stability [18] lze vyčíst, že pokud bude závislost inercie (kinetické energie) synchronního stroje popsána matematicky jako závislost na změně frekvence, pak celý propojený systém s n generátory, j zátěžemi a i propojovacími vedeními můžeme zjednodušit pomocí následujících vzorců nazvaných Aggregated Swing Equation (ASE):,

$$\dot{f} = -\frac{f_0}{2HS_B D_{load}} f + \frac{f_0}{2HS_B} (P_m - P_{load} - P_{loss})$$

$$f = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_{B,i} f_i}{\sum_{i=1}^n H_i S_{B,i}}$$

$$S_B = \sum_{i=1}^n S_{B,i}$$

$$H = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_{B,i}}{S_B}$$

$$P_m = \sum_{i=1}^n P_{m,i}$$

$$P_{load} = \sum_{i=1}^j P_{load,i}$$

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^l P_{loss,i}$$

Kde:

f - frekvence sítě

H – kumulovaná inerční konstanta n generátorů

S_b – Celkový jmenovitý výkon generátorů

P_m - mechanický výkon na hřídeli generátorů

P_{load} – celková zátěž systému

P_{loss} – celkové ztráty na přenosu

f_0 – referenční frekvence 50 Hz

D_{load} – tlumící konstanta závislá na frekvenci “[18]

Tento model ASE je vhodný pro husté sítě, kde se předpokládá, že všechny prvky jsou připojeny na jednu sběrnici, která reprezentuje centrální bod inercie reprezentovaný v rovnici frekvencí f .

Pomocí rovnice lze spočítat kumulovanou inerční konstantu daného systému. Dnes se hodnoty této veličiny H pohybují kolem 6-10s. Z jiné studie od stejných autorů, která se zaměřila na stát s vysokým podílem OZE – Německem [19] vyplývá, že v Německu klesá tato hodnota na polovinu. Např. v roce 2013 byla hodnota H v německé soustavě menší než 4 s 321 hodin a na několik hodin klesla až na hodnotu 2.6 s.

V případě změny frekvence toto již znamená problém, protože systém je dnes nastaven tak, že nejrychlejší opatření, tedy primární regulace, v případě poruchy musí dle podmínek kodexu přenosové soustavy plně reagovat do 30 s.[20] Tímto ale dojde pouze k zastavení poklesu (resp. nárůstu) frekvence, ale nevrátí se na původní hodnotu f_0 . K návratu na původní hodnotu slouží sekundární kontrola, která obsahuje integrální kontrolu. Poslední terciální kontrola frekvence je ovládána manuálně na úrovni TSO (PPS) a uplatňuje se při dlouhotrvajícím poklesu, aby došlo k odlehčení sekundární kontroly a obnovení referenční frekvence.

Z obrázku je patrné, že pokud H klesne pod 3 s, tak frekvence může klesnout o 0.5 Hz. V modelu byl uvažován výkon odpovídající poptávce v Evropě z 15 srpna 2012 230 GW a situace, kdy po v ustáleném provozu dojde k výpadku zdrojů ve velikosti 3 GW. [19]

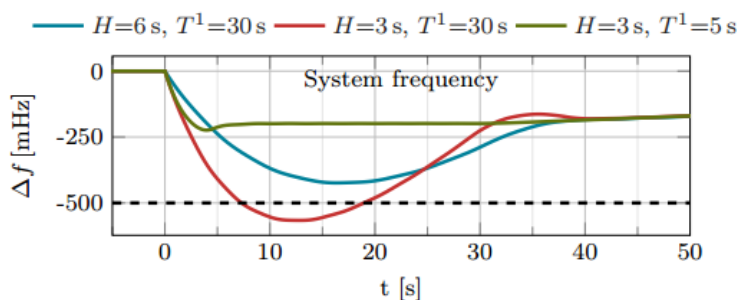


Fig. 5. Dynamic response of the Continental European area power system to faults (8).

Blue: high inertia ($H = 6$ s), i.e. no wind&PV power feed-in share, nominal frequency control reserve.
Red: low inertia ($H = 3$ s), i.e. 50% wind&PV power feed-in share, nominal frequency control reserve.
Green: low inertia ($H = 3$ s), fast control reserves.

Obrázek 4: Změna frekvence v čase pro různé velikosti ukazatele H , zdroj Ulbig, Borsche ETH Zurich [19]

Pokud dojde k překročení frekvence v rozmezí 47.5 – 51.5 Hz, tak je black-out téměř nevyhnutelný. Za posledních 15 let došlo v Evropě ke 3 událostem, které významněji ovlivnily frekvenci. A to v rozmezí 100 mHz/s – 1 Hz/s. Elektrický systém kontinentální Evropy je schopen zvládat výkyvy mezi 500mHz/s – 1Hz/s. jak uvádí Entso-e ve své zprávě [21], do budoucna bude ovšem s ohledem na masivní rozšíření OZE nutné, aby síť byla schopna regulovat odchylky až do hodnoty 2 Hz/s.

Dále Entso-e uvádí, že i když dojde k poklesu setrvačnosti na hodnoty $H=2,3$ s, tak dynamická změna frekvence je v přípustném pásmu 800 mHz. Tudíž nižší inercie je akceptovatelná ve vzájemně propojeném Evropském systému. Vzhledem k tomu, že Německo těchto hodnot již dosahuje a dále pokračuje ve výstavbě nových obnovitelných zdrojů, tak lze očekávat do budoucna problémy z jejich strany, pokud nedojde ke změně pravidel ohledně točivých rezerv.

Problematikou točivé rezervy soustavy se zabývá i nařízení EU 2016/631 o požadavcích na připojení výroben k elektrizační soustavě. Tam jsou výrobní připojeny k napěťové hladině nižší než 110 kV děleny do 4 typů. Výrobní moduly s kapacitou 0.8-1MW (typ A), 1-50MW (typ B), 50-75MW (typ C) a větší než 75MW nebo připojen na vyšší napěťovou hladinu (typ D). U typu A a B nejsou žádné požadavky na umělou inerci, nicméně u typu C je uvedeno: „*příslušný provozovatel přenosové soustavy je oprávněn stanovit, že nesynchronní výrobní moduly musí být schopny zajišťovat umělou setrvačnost během velmi rychlých odchylek frekvence*“ [22] a umělá setrvačnost je tamtéž definována jako „*schopnost nesynchronního výrobního modulu nebo vysokonapěťové stejnosměrné soustavy, která má nahradit účinek setrvačnosti výrobního modulu podle předepsané funkčnosti*“ Toto ovšem platí jen pro výrobní typ C, tedy nad 50MW a nevztahuje se tedy na většinu instalací FVE ani VtE.

2.4. Dílčí závěr

To, že se ČR řadí mezi první země, které splnily cíl, je následek značného rozvoje FVE v letech 2009 a 2010. V té době byla nastavena vysoká garantovaná výkupní cena, která mohla být snižována maximálně o 5 % ročně, a zároveň ceny byly valorizovány každoročně o 2 %. Současně ale došlo k zlevnění investičních nákladů na stavbu FVE a tak došlo k masivnímu nárůstu tohoto typu zdroje. Legislativní změna, která by tuto situaci regulovala, přišla pozdě, a tudíž dnes sice plníme plán OZE již na rok 2020, ale za značnou cenu.

Relevantní pro srovnání je také doba využití maxima jednotlivých zdrojů. Například VtE vycházejí mnohem lépe v porovnání s FVE protože instalovaný výkon větrných elektráren byl v roce 2015 dle údajů ERÚ [23] 280 MW a FVE 2075 MW. Doba využití maxima je tedy za rok 2015 pro FVE 1007 h, pro VtE dvojnásobně více 2037 h. Ovšem s konvenčním zdrojem jako je jaderná elektrárna se OZE těžko může porovnávat, protože pro jádro vychází doba využití maxima na 5906 h.

3. Moderní výroby elektřiny

Nařízení EU 631

Pro všechny výroby elektřiny uvedené do provozu po roce 2019 bude platit nové nařízení EU 631 [22], které rozděluje výroby do několika kategorií dle instalovaného výkonu a každá kategorie bude muset splňovat určitá pravidla. Dále je jmenovaný dokument shrnut a jsou zdůrazněny jeho požadavky na zdroje spadající do jednotlivých kategorií.

Důležitou informací dokumentu je, že pod zmíněnou normu budou zahrnuty i stávající zařízení, které projdou významnou rekonstrukcí, pokud to bude vyžadovat vývoj požadavků na soustavu a bude provedena kompletní analýza nákladů a přínosů. Zavádí se tedy možnost reagovat na vývoj soustavy ať už z důvodů měnícího se energetického mixu s větším podílem OZE, či zavádění smart grids, nebo regulace spotřeby. Přesněji, po provedení kvantitativní a kvalitativní analýzy nákladů a přínosů, PPS podá návrh regulátorovi či státu na rozšíření platnosti nařízení i na stávající výroby. Tuto žádost může PPS podat maximálně jedenkrát za tři roky.

Přesněji je tato problematika popsána v článku 4 nařízení 631, kde je specifikováno, že moduly mohou po rekonstrukci spadat pod nové nařízení, pokud patří do kategorie C či D, a to za situace, kdy musí být jejich smlouva o připojení podstatně upravena v důsledku modernizace.

Výroby budou dle nařízení děleny do následujících kategorií:

Tabulka 2 Dělení nových výroben do kategorií

Kategorie	Max. instalovaný výkon [MW]
A	0.8-1
B	1-50
C	50-75
D	>75

3.1. Typ A

Obecné požadavky

Rozsah frekvence, při které výrobná musí být schopná zůstat připojená k soustavě a pracovat po daný čas.

Rozsah frekvence	Doba provozu
47,5 Hz – 48,5 Hz	Bude stanovena PPS, nejméně 30 min
48,5 Hz – 49,0 Hz	Bude stanovena PPS, nejméně jako rozsah 47,5-48,5 Hz
49,0 Hz- 51,0 Hz	neomezená
51,0 Hz- 51,5 Hz	30 min

Daná frekvenční odezva musí reagovat co nejrychleji. V případě odezvy nad 2 s, je nutné čas reakce zdůvodnit technickým odůvodněním. Dále je stanovené povolené klesání činného výkonu při klesající frekvenci a to v oblasti ohraničené dvěma kritérii: pod 49 Hz, pokles 2 % max. kapacity na každý pokles frekvence o 1 Hz a pod 49,5 pokles 10 % z max. kapacity na každý pokles frekvence o 1 Hz. Prahová hodnota frekvence musí být v rozmezí 50,2 – 50,5 Hz a nastavení statiky mezi 2 % a 12 %. Model musí být schopný přerušit dodávku činného výkonu do 5 s od obdržení pokynu.

Připojení do soustavy

Pro každý modul je požadován instalační dokument pro oznámení pro připojení, který žadatel o připojení získá od PDS. Žadatel vyplní údaje a dokument předá PDS. Tento dokument musí obsahovat:

- místo, ve kterém je provedeno připojení
- datum připojení
- maximální kapacita instalovaného zařízení v kW
- druh primárního zdroje energie
- skutečnost, zda je výrobní modul klasifikován jako vznikající technologie podle hlavy VI nařízení 631
- odkaz na certifikáty zařízení vydané certifikátorem k zařízení používanému v instalovaném zařízení

- pokud jde o používané zařízení, na které nebyl vydán certifikát zařízení, musí být o něm poskytnuty informace podle pokynů příslušného provozovatele soustavy
- kontaktní údaje vlastníka výroby elektřiny a subjektu provádějícího instalaci a jejich podpisy

3.2. Typ B

Obecné požadavky

Je nutné, aby zdroj splňoval podmínky z kategorie A, a dále musí být schopný na pokyn obdrženy od PPS regulovat, tedy snížit, činný výkon. Výrobní musí být schopna zůstat ve stabilním provozu při poruše za podmínek daných PDS. Časový průběh napětí při poruše dodá PDS. Nastavení parametrů ovlivňujících stabilitu soustavy musí být koordinováno s PPS, PDS a vlastníkem výroby. PDS dále určí nutné ochrany a v koordinaci s vlastníkem jejich nastavení.

Požadavky na synchronní zařízení

PDS je oprávněno stanovit schopnost dodávky jalového výkonu daným modulem. Modul je povinen mít nepřetržitou regulaci buzení, k zajištění konstantního napětí na svorkách. Po poruše moduly musí být schopny obnovit činný výkon.

Požadavky na nesynchronní zařízení

Stejně jako u synchronních výroben platí, že PPS je oprávněn stanovit schopnost dodávky jalového výkonu. Dále může stanovit nutnost poskytování rychlého poruchového proudu v případě symetrických poruch. PDS určí obnovení činného výkonu po poruše na základě kritéria napětí, maximální přípustnou dobu pro obnovení P a jeho velikost a přesnost.

Připojení do soustavy

Vlastník poskytne PDS dokument výrobního modulu, který obsahuje prohlášení o souladu.

Dále dokument obsahuje:

- Smlouvu o nastavení ochrana regulátorů mezi vlastníkem a PDS
- Prohlášení o souladu jednotlivých komponent
- Technické údaje o modulu, které stanoví PDS
- Certifikáty od certifikátora, pokud jsou součástí důkazů o souladu

- Pro moduly kategorie C simulační modely
- Zprávy o zkouškách pro ustálené a dynamické stavy
- Studie o chování v ustáleném a dynamickém stavu

Po obdržení dokumentace vydá PDS konečné provozní oznámení. Může být požadováno, aby dokument výrobního modulu vydal certifikátor.

3.3. Typ C

Obecné požadavky

Opět analogicky zdroj v kategorii C, musí splňovat všechny podmínky z kategorie B. Činný výkon musí být možno regulovat na hodnoty a v časových intervalech stanovených v pokynech PDS či PPS. Prahová hodnota frekvence musí být v rozmezí 49,8 – 49,5 Hz a nastavení statiky mezi 2 % a 12 %, obě hodnoty stanovuje provozovatel soustavy.

Pro možnost sledovat frekvenční odezvy činného výkonu bude požadováno zajištění kontinuálního přenosu vybraných veličin – plánovaný a skutečný činný výkon na výstupu, aktuální nastavení frekvenční odezvy, statika a pásmo necitlivosti.

Moduly musí držet stabilitu v jakémkoli bodě P-Q diagramu. Pokud U a f zůstanou ve stanovených mezích, musí výrobní pracovat bez snížení výkonu. Není vyžadována schopnost startu ze tmy, tuto službu nicméně mohou výrobny nabídnout PPS za úplatu. Pokud tuto službu budou poskytovat, tak musí splňovat jisté nároky, např. schopnost regulace zátěže při skokové změně zatížení, práce v nad/podfrekvenci atd.

Řízení soustavy

Při ztrátě regulace či úhlové stability se modul sám odpojí od soustavy. Výrobny musí dále disponovat zařízením pro zaznamenávání poruch, které uchovává hodnoty následujících parametrů: napětí, frekvence, činný a jalový výkon. Na žádost PPS či PDS musí provozovatel poskytnout simulační model pro ustálený stav, či přechodné jevy. Modely budou poskytnuty pro následující součásti a komponenty výrobní:

- Alternátor + pohon
- Regulace výkonu a otáček

- Regulace napětí, popř. systému buzení a systémového stabilizátoru
- Ochrany modulu
- Měniče u nesynchronních strojů

Požadavky na synchronní zařízení

Pokud se výrobná nenachází v blízkosti blokového transformátoru, může PDS požadovat dodatečný jalový výkon, který bude sloužit jako nabíjecí výkon vedení. PDS a PPS stanoví profil UQ/P_{max} , kde musí výrobná při své maximální kapacitě dodávat jalový výkon. S tím, že maximální rozsah Q/P_{max} je stanoven na hodnotu 0,95 a maximální rozsah napěťové hladiny v ustáleném stavu je 0,225 p.j. Pokud je modul provozován na nižší než maximální kapacitě, stále platí, že musí být schopný dodávat jalový výkon v celém rozsahu P-Q diagramu.

Požadavky na nesynchronní zařízení

Z pohledu OZE je nejdůležitější, že nesynchronní moduly v kategorii C musí být schopny zajišťovat umělou setrvačnost v průběhu rychlých odchylek frekvence. Stejně jako u synchronních zařízení může být požadován dodatečný jalový výkon a jeho dodávání při různém napětí v profilu UQ/P_{max} . Rozsah obalové křivky grafu je odlišný od synchronních zařízení a je stanoven maximální rozsah Q/P_{max} 0,75 a maximální rozsah napěťové hladiny v ustáleném stavu je 0,225 p.j. Také platí, že pokud je modul provozován na nižší než maximální kapacitě, musí být schopný dodávat jalový výkon v celém rozsahu P-Q diagramu.

Regulace jalového výkonu je automatická a probíhá jednou ze 3 metod, dle dohody vlastníka, PDS a PPS. Metodami jsou: regulace napětí, regulace jalového výkonu a regulace účinníku. PPS určí, zda při poruše je prioritou dodávka činného nebo jalového výkonu. V případě volby činného výkonu musí být poskytnut nejdéle do 150 ms od vzniku poruchy. Pro připojení modulu třídy do soustavy platí stejné podmínky jako pro moduly třídy B.

3.4. Typ D

Obecné požadavky

Pro výrobní model v této skupině, platí stejné požadavky jako pro skupinu C. Vyžaduje se, aby výrobní byly schopny pracovat v napěťových rozpětích daných tabulkou. Hodnoty jsou uvedeny v poměrných jednotkách (p.j.)

Tabulka 3 Tabulka pro rozsah 110 kV - 300 kV

Rozsah napětí	Doba provozu
0,85 p.j. – 0,90 p.j.	60 min
0,90 p.j. – 1,118 p.j.	Neomezeně
1,118 p.j. – 1,15 p.j.	Stanoví PPS, zároveň min 20 min a max 60 min.

Tabulka 4 Tabulka pro rozsah 300 kV - 400 kV

Rozsah napětí	Doba provozu
0,85 p.j. – 0,90 p.j.	60 min
0,90 p.j. – 1,05 p.j.	Neomezeně
1,05 p.j. – 1,10 p.j.	Stanoví PPS, zároveň min 20 min a max 60 min.

Tyto hodnoty mohou být po konzultaci PPS a vlastníkem modulu rozšířeny, pokud to dovolují technické možnosti výrobní.

V případě poruchy je požadováno, aby moduly zůstaly připojeny k soustavě a pokračovaly ve stabilním provozu, dle časového průběhu daného PPS. Časové průběhy jsou odlišné dle hladiny, do které je zdroj připojen – do 110 kV a nad 110 kV. Výrobní v kategorii D se mohou přifázovat při startu do soustavy až po schválení PDS. Nastavení synchronizačního zařízení bude provedeno po domluvě majitele modulu s PDS.

Požadavky na synchronní zařízení

System regulace buzení je specifikován a charakterizován následujícími parametry:

- Omezení šířky pásma výstupního signálu
- Omezovač rotorového a startového proudu
- Hlídač podbuzení
- Systémový stabilizátor pro zmírnění oscilací.

Požadavky na nesynchronní zařízení

Jsou totožné s požadavky na nesynchronní moduly třídy C.

Připojení do soustavy

Je provedeno ve třech krocích:

- 1) Elektrizační provozní oznámení
 - Oprávnění uvést modul pod napětí pomocí elektrizační soustavy
- 2) Dočasné provozní oznámení
 - Oprávnění k provozování modulu a výrobě elektřiny po omezenou dobu maximálně 24 měsíců. Vydává se po přezkoumání údajů a studií dodaných výrobcem obsahuje:
 - Prohlášení o souladu
 - Technické údaje o modulu, které stanoví PDS
 - Certifikáty od certifikátora, pokud jsou součástí důkazů o souladu
 - Simulační modely, stejně jako pro třídu C
 - Studie o chování v ustáleném a dynamickém stavu
 - Podrobnosti o zamýšlených zkouškách
- 3) Konečné provozní oznámení
 - Oprávnění k provozování modulu připojeného k elektrizační soustavě. Žadatel musí odstranit nedostatky, které byly objeveny během vydávání dočasného oprávnění. A dále předložit aktualizované technické údaje, simulační modely, studie a výsledky provedených zkoušek.

3.5. Výhled rozvoje soustavy v ČR

Co se týče nových výroben na území ČR lze se podívat do dokumentu Desetiletý plán rozvoje PS v ČR., který zpracovává ČEPS. V tomto dokumentu jsou uvedeny plánované nutné úpravy PS v souvislosti s plánovanými projekty výstavby nových zdrojů na území ČR.

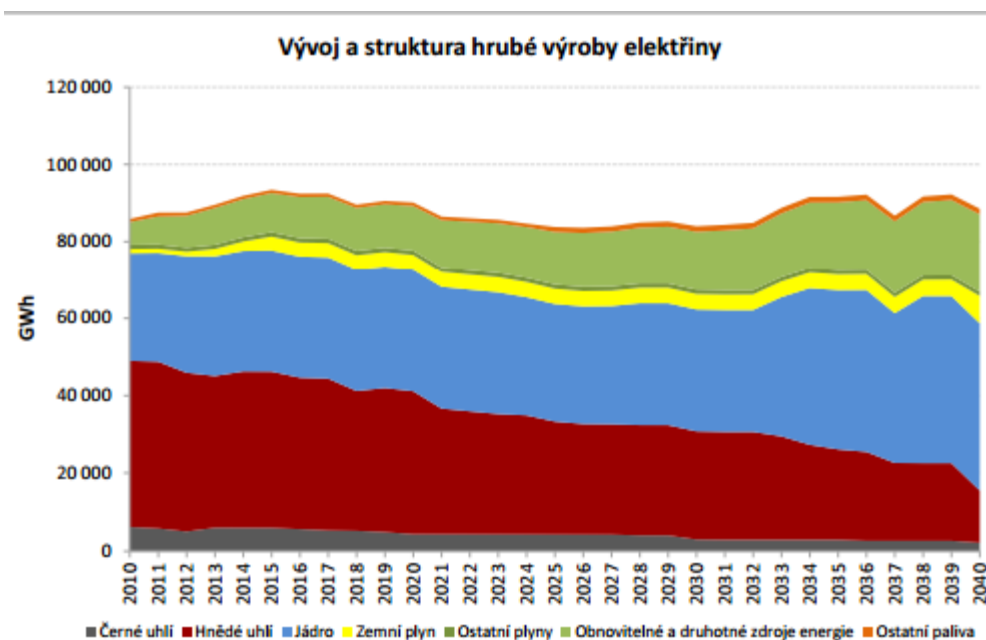
Zdroj	Instalovaný výkon (MW)	Termín připojení k PS
Elektrárna Počeradý 2	841	08/2012
Elektrárna Ledvice	660	07/2016
Větrný park Chomutov	140	10/2017
Elektrárna Mělník	do 1000	06/2020
Elektrárna v oblasti Mostecka	660	06/2021
Nový jaderný zdroj Temelín - 3. blok	od 1200 do 1700	04/2032
Nový jaderný zdroj Dukovany - 5. blok	od 1200 do 1700	12/2032
Nový jaderný zdroj Temelín - 4. blok	od 1200 do 1700	04/2033

Obrázek 5: Plánované zdroje na území ČR, zdroj: ČEPS, plánování rozvoje [24]

Pro možnost uplatnění baterií pro spolupráci s danými zdroji připadá v úvahu pouze větrný park Chomutov. Ostatní zdroje nepotřebují baterie z důvodu stabilní dodávky energie do sítě. Také vzhledem k jejich instalovanému výkonu jsou baterie, jež jsou investičně velmi náročné, nezajímavou položkou.

Baterie se hodí pro OZE, jehož výroba je zvláště v případě FVE a VtE velmi proměnná a tudíž kooperace s bateriovým systémem má teoreticky smysl (např. z hlediska vyrovnávání diagramu, což přispěje k lepšímu plánování provozu). Podíl OZE a jeho vývoj do budoucna byl již zmíněn v první kapitole, kde byla analyzována situace ČR a obnovitelných zdrojů energie.

V novelizaci dokumentu Aktualizovaná státní energetická koncepce z roku 2014 lze najít výhled vývoje výroby elektřiny na našem území do roku 2040. Ten oproti původní verzi již nepočítá s dostavbou jaderných bloků a jejich spuštění k roku 2025, ale později. Výroba tak bude s jistými odchylkami stagnovat až do let 2033, kdy mají být začít zapojovány nové jaderné bloky. Ve výhledu se počítá s útlumem uhelných elektráren kontinuálně mezi lety 2016-2025. Otázkou je, jak tento výhled bude odpovídat realitě. Pokud by se ovšem naplnil scénář, tak dle stejného dokumentu do roku 2040 má růst hrubá spotřeba o 19 % a tudíž by se z ČR stala státem importním, resp. na pomezí. V případě rychlejšího odklonu od uhlí, či nedostatečném plnění výstavby jaderných bloků by se ČR mohla stát ryzím importérem elektrické energie.



Obrázek 6: Vývoj hrubé výroby elektřiny, zdroj ASEK [25]

3.6. Legislativa a baterie v ČR

Současná legislativa sice s rozvojem akumulace elektřiny počítá, nicméně spíše jen v ekonomické rovině, ale nikoliv v technické specifikaci. Například nařízení EU 631 o nových zdrojích se o akumulaci nijak nezmiňuje. Aktualizovaná státní energetická koncepce predikuje podíl akumulace elektřiny na 300 GWh v roce 2020, ale v roce 2030 již na 1600 GWh. V Národním akčním plánu NAP pro smart grids je vyčíslena předpokládaná výše nákladů spojených s rozvojem smart grids a akumulace elektřiny.

Tabulka 5 Predikce nákladů na akumulaci do roku 2040, hladina VN, zdroj NAP SG [10]

Scénář rozvoje DECE	Napěťová hladina nn	2015 - 2019	2020 - 2024	Celkem 2015-2025	2025 - 2029	2030 - 2040	Celkem 2015 - 2040
		[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]	[mil. Kč]
Nízký scénář	Úprava DS	0	0	0	226	1 323	1 549
	Akumulace	0	0	0	3 003	10 071	13 074
	Řízení napětí	0	0	0	0	0	0
Referenční scénář	Úprava DS	356	16 235	16 591	28 009	48 813	93 413
	Akumulace	3 003	108 709	111 712	213 300	454 773	779 785
	Řízení napětí	0	0		0	0	0

Tabulka 6 Predikce nákladů na akumulaci, do roku 2040 na hladině NN, zdroj NAP SG [10]

Scénář rozvoje DECE	Napěťová hladina vn ¹⁾	2015 - 2019 [mil. Kč]	2020 - 2024 [mil. Kč]	Celkem 2015 - 2025 [mil. Kč]	2025 - 2029 [mil. Kč]	2030 - 2040 [mil. Kč]	Celkem 2015 - 2040 [mil. Kč]
Nízký scénář	Úprava DS	74	63	137	117	368	622
	Akumulace	75	95	170	184	510	864
	Řízení napětí	300		300			300
Referenční scénář	Úprava DS	349	2 521	2 870	2 435	10 258	15 564
	Akumulace	486	4 505	4 991	5 914	23 767	34 672
	Řízení napětí	300		300			300

Z tabulek, které jsou součástí NAP, lze vyčíst předpokládané náklady pro jednotlivé scénáře. Druhá tabulka je platná jen za předpokladu, že neproběhne žádná investice na hladině NN. Pokud bude aplikován referenční scénář z hladiny NN, tak nebude nutné tolik investovat do hladiny VN. Pro hladinu VVN nebyla analýza provedena, protože se nepředpokládá, že bude nutné instalovat akumulační zařízení na úrovni přenosové soustavy.

Z tabulek vyplývá, že nevyšší náklady se očekávají na hladině NN a to v oblasti akumulace, kde se očekávají náklady ve výši téměř 112 mld. Kč do roku 2025. Na úpravy distribuční sítě se pak předpokládá dalších 16,5 mld. Kč. [26] Ve fotovoltaice již nejsou podpory ve formě výkupních cen, na rozdíl od jiných OZE, kde výkupní ceny a zelené bonusy pořád fungují (viz cenové rozhodnutí ERÚ). [27] Ovšem pro malé FVE instalace je od roku 2016 spuštěna investiční podpora v podobě programu Nová zelená úsporám, kde při splnění určitých kritérií (nejdůležitější jsou velikost instalace do 10 kWp a využití energie v místě spotřeby alespoň ze 70 %) je možno získat dotace až 100 000 Kč.[28]

V dokumentu EIA z roku 2014 lze dohledat instalovaný výkon akumulátorů elektřiny ve světě k roku 2010. Celkem bylo k síti připojeno 140 GW, z čehož 99 % bylo tvořeno PVE. Ze zbylého 1 % byla polovina výkonu v technologii CAES, která skladuje energii ve stlačeném vzduchu, který je pak používán při spalování v plynové turbíně. V lithiových akumulátorech bylo instalováno 100 MW. V roce 2014 už to bylo 220 MW. Lze očekávat, že pokud bude podobný vývoj cen jako za posledních 5 let, tak se objem instalovaných baterií bude stále rychle zvyšovat.

Baterie, která bude splňovat určité parametry, jako jsou dostatečně rychlý vybíjecí a nabíjecí cyklus, může sloužit nejen k vyrovnávání spotřeby, ale i k poskytování podpůrných služeb či naprosto novým segmentům, jako je poskytování umělé setrvačnosti, tedy umělé točivé rezervy, která bude

potřeba do budoucna se stále zvyšujícím se podílem OZE na energetickém mixu. Tím mohou baterie přispět ke zvýšení kvality a spolehlivosti dodávek elektřiny.

4. Model – teoretické podklady a praktická aplikace

Provozovatel přenosové soustavy, v ČR společnost ČEPS, má na starost zajistit stabilitu sítě. Tedy udržování určitých parametrů v daných rozsazích. Nejdůležitějšími parametry jsou frekvence a napětí. Jejich výchylky jsou způsobeny několika důvody, které nelze zcela odstranit. Z pohledu ČEPS je důležité tedy eliminovat tyto rušivé příčiny, které mohou ve svém důsledku vést k poškození zařízení či rozpadu sítě a přerušení dodávky elektřiny. Firma ČEPS proto zajišťuje stabilitu a bezpečnost dodávek pomocí podpůrných služeb. Tento soubor opatření je aktivován dle potřeby sítě a slouží k udržení požadované kvality energie přenášené v soustavě VVN a ZVN. Kategorie a technické parametry jednotlivých služeb jsou popsány níže.

Myšlenkou této práce je analyzovat možnost poskytování tzv. primární regulace pomocí dostatečně velkých akumulátorů a tak přispívat k regulaci frekvence v síti. Toto řešení se začíná používat např. v Německu. V ČR zatím jeho nasazení brání platná legislativa a ekonomické aspekty. Pomocí modelového příkladu je provedeno ekonomické zhodnocení hypotetického poskytování Primární regulace frekvence firmě ČEPS pomocí bateriového systému.

Pokud se projekt ukáže jako technicky způsobilý a ekonomicky smysluplný, pak má cenu uvažovat o možném nasazení tohoto řešení v podmínkách ČR. Pokud je tato technologie již připravena vstoupit na trh, pak by mohlo dojít ke zvýšení konkurence na aukcích, které skupina ČEPS na poskytování primární regulace každoročně vypisuje.

4.1. Význam a dělení podpůrných služeb

S přibývajícími zdroji OZE v soustavě jsou a budou na přenosovou a distribuční soustavu kladeny stále vyšší nároky. Společnost ČEPS zodpovídá za systémové služby, které jsou placeny všemi spotřebiteli. Mezi systémové služby patří udržování kvality elektřiny, výkonové rovnováhy v reálném čase, dále zahrnují obnovení provozu a dispečerské řízení. Z pohledu kvality patří mezi nejdůležitější (a nejsledovanější) ukazatele napětí a frekvence.

ČEPS zajišťuje systémové služby pomocí využívání podpůrných služeb. Podrobněji je o podpůrných službách pojednáno v Kodexu přenosové soustavy částí II.[29]

Jak lze najít na stránkách ČEPS, podpůrné služby se dělí do několika kategorií:

Tabulka 7 Rozdělení regulačních záloh a energií, zdroj Kodex přenosové soustavy

Tabulka rozdělení regulačních záloh a energií				
Čas	Dělení dle času	Dělení dle typu	Nakupovaná služba	Certifikace
30s	RZV regulační záloha vteřinová		RZPR regulační záloha primární regulace	Ano
5 min	RZ ₅ regulační záloha dosažitelná do 5 minut	RZ ₅ + regulační záloha kladná dosažitelná do 5 minut	RZMZ ₅ regulační záloha miutová dosažitelná do 5 min.	Ano
15 min	RZ ₁₅ regulační záloha dosažitelná do 15 minut	RZSR regulační záloha sekundární regulace	RZSR regulační záloha sekundární regulace (PE,JE,PPE)	Ano
		RZ ₁₅ + regulační záloha kladná dosažitelná do 15 minut	RZMZ ₁₅ + regulační záloha min. kladná dosažitelná do 15 min.	Ano
		RZ ₁₅ - regulační záloha záporná dosažitelná do 15 minut	RZMZ ₁₅ - regulační záloha min. záporná dosažitelná do 15 min.	Ano
30 min	RZ ₃₀ regulační záloha dosažitelná do 30 minut	RZ ₃₀ - regulační záloha záporná dosažitelná do 30 minut	RZSV ₃₀ - regulační záloha snížení výkonu dosažitelná do 15 min.	Ne
Více než 30 min	RZ _{>30} regulační záloha dosažitelná v čase delším než 30 minut		REG _{>30} + regulační energie kladná	Ne
			REG _{>30} - regulační energie záporná	Ne
			REGZ _{>30} + regulační energie zahraničí kladná	Ne
			REG _{>30} - regulační energie zahraničí záporná	Ne

Tabulka 8 Nakupované služby společnosti ČEPS, zdroj ČEPS

Kategorie	Způsob kontraktu	Min. výkon
Primární regulace frekvence bloku (PR)	vyrovnávací trh/výběrové řízení	3 MW
Sekundární regulace výkonu bloku (SR)	vyrovnávací trh/výběrové řízení	10 MW
Minutová záloha 5 min (MZ5)	vyrovnávací trh/výběrové řízení	30 MW
Minutová záloha 15 min kladná (MZ 15+)	vyrovnávací trh/výběrové řízení	10 MW
Minutová záloha 15 min záporná (MZ 15-)	vyrovnávací trh/výběrové řízení	10 MW
Snížení výkonu (SV30)	vyrovnávací trh/výběrové řízení	30 MW
Sekundární regulace U/Q (SRUQ)	přímá smlouva s poskytovatelem	50 MW
Schopnost ostrovního provozu (OP)	přímá smlouva s poskytovatelem	50 MW
Start ze tmy (BS)	přímá smlouva s poskytovatelem	-

Z Kodexu vyplývají pravidla finančního ohodnocení podpůrných služeb. Sekundární a minutová záloha jsou placeny fixní platbou za rezervovaný příkon a další složka platby je variabilní dle skutečně dodaného vyrovnávacího výkonu do sítě. U primární regulace je jen jedna složka a to fixní platba za rezervovaný příkon. Dodaná energie je v tomto případě dodávána bez nároku na finanční kompenzaci. Při nákupu Podpůrných služeb se ČEPS řídí energetickým zákonem č.458/2000 Sb. a jeho prováděcími předpisy, dále cenovými rozhodnutími ERÚ, Kodexem PS a Provozními instrukcemi ČEPS vycházejícími z vyhlášky č.79/2010 Sb.

Výběr poskytovatelů je založen na několika pravidlech. Kromě jiného se v Kodexu uvádí, že bude jednáno s každým zájemcem, který splní podmínky poskytování PpS stanovených v Kodexu PS. Dále jde o nediskriminační přístup ze strany ČEPS.

Způsob nakoupení PpS je rozdělen do tří skupin:

- 1) Nakupované služby výběrovým řízením
 - Primární regulace frekvence bloku
 - Sekundární regulace výkonu bloku
 - Snížení výkonu
 - Minutová záloha
- 2) Přímá smlouva s poskytovatelem
 - Nákup RZPR, RZSR, RZSV30, RZMZ
 - Sekundární regulace U/Q
 - Schopnost startu ze tmy
 - Schopnost ostrovního provozu
- 3) Nakupované na denním trhu
 - Nákup RZPR, RZSR, RZMZ

Po poskytovateli jsou požadovány jisté povinnosti. Každý poskytovatel musí mít:

- Licenci na výrobu elektřiny
- Platnou Dohodu o přistoupení k všeobecným obchodním podmínkám nákupu a poskytování PpS
- Certifikát pro poskytování PpS
- Souhlas distributora s poskytováním PpS pokud je zdroj vyveden do DS
- Zaveden elektronický podpis a certifikát připojení do ŘS ČEPS a protokol o úspěšném provedení zkoušek.

4.2. Primární regulace

Z důvodů finanční náročnosti investice do bateriových systémů nebude uvažována možnost skladovacího zařízení o větší kapacitě než 10 MW. Tato kapacita také odpovídá uvažovaný rozsahům v již zmíněné studii Energy Storage for the Electrical Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide. I v sousedním Německu, kde již baterie pro energetiku zavádějí, mají zatím jednotlivé moduly nejvýše 15 MW, viz firma STEAG [30] a slouží primárně pro potřeby primární rezervy. Tento rozsah

je zároveň horní hranicí stanovenou ČEPS pro poskytování primární regulace, kdy tato kategorie je vymezena rozsahem 3-10 MW.

Zavedení baterií pro primární regulaci přináší i výhodu v možnosti snadné decentralizace. Toto kritérium je uvedeno přímo v Kodexu: „Protože primární regulaci frekvence má zamezit změnám frekvence při poruchových stavech, je vhodné zálohu pro primární regulaci frekvence rozložit na více spolupracujících bloků. Pro ČR by bylo vhodné umístit zálohu pro primární regulaci frekvence do několika oblastí, které by rovnoměrně pokrývaly území ČR.“ A dále: „Pokud to není technicky nezbytné, je nevhodné, aby požadovaný výkon pro jednotlivé oblasti, byl realizován pouze na blocích vyvedených do jedné rozvodny.“ [30]

Primární regulace frekvence

Je definovaná jako automatická funkce, která změní výkon elektrárenských bloků v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty. Změna výkonu bloku je dána regulační rovnicí:

$$\Delta P = -\frac{100}{\delta} \cdot \frac{P_n}{f_n} \cdot \Delta f$$

Kde:

ΔP = požadovaná změna výkonu bloku [MW]

δ = statika primární regulace [%]

P_n = nominální výkon bloku [MW]

f_n = zadaná frekvence, obvykle 50Hz [Hz]

Δf = odchylka frekvence od zadané frekvence [Hz]

Poskytovatel, který se zavázal dodávat primární regulaci, musí být schopen uvolnit požadovanou regulační zálohu (RZPR) do 30 sekund od doby vzniku odchylky. Maximální záloha uvolňovaná pro bloky do 300 MW nastává při výchylce frekvence 0.2 Hz. Primární regulace může být zapojena na hladině VN či VVN. Regulace probíhá v rozmezí 20mHz – 200mHz. Do 20mHz je frekvence řízena setrvačností synchronně pracujících strojů a při odchylce nad 200 mHz dochází k aktivaci dalších podpůrných služeb.

Regulační záloha primární regulace (RZPR) je definována následovně: „Regulační záloha (PR) - jedná se o točivou výkonovou zálohu, která je vyčleněna na bloku poskytujícím podpůrnou službu primární regulace bloku“. [30] Z toho vyplývá, že momentální legislativa potřebuje doznat úpravu

a to tak, aby bylo umožněno bateriím podílet se na poskytování podpůrných služeb, protože baterie nedisponují točivou výkonovou zálohou.

V dokumentu ČEPS Roční příprava provozu 2017 se ve výkonové bilanci počítá s potřebou 80 MW rezervovaného výkonu pro potřeby primární regulace. Primární regulace reaguje v rozmezí 20 mHz – 200 mHz viz dokument ENTSO Policy 1: Load-Frequency control and performance. [31] Velikost PR je dána potřebou regulační zálohy pro potřeby regionu RGCE. Je to hodnota, která musí být zajištěna v každý okamžik provozu sítě a která nesmí klesnout pod požadovanou úroveň. Z toho plyne, že velikost PR musí být zajištěna tak, aby i v případě výpadku největšího poskytovatele PR nedošlo k poklesu pod požadovanou úroveň. Potřeba primární regulace se stanovuje dle vzorce, uvedeném v kodexu přenosové soustavy:

$$RZPRS_{RGCE} = \frac{E_{iso}}{E_u} \cdot P_{pu}$$

Kde: E_{iso} = celková výroba elektřiny v dané regulační oblasti = ČR

E_u = celková výroba elektřiny v synchronně pracujícím systému

P_{pu} = celková záloha pro primární regulaci pro RGCE.

Celková velikost RZPR lze stanovit jako $RZPRS = RZPRS_{RGCE} + RZPRS_{REZ}$

Kde: $RZPRS$ = velikost regulační zálohy primární regulace

$RZPRS_{RGCE}$ = velikost regulační zálohy stanovená pro ČR dle požadavků RGCE

$RZPRS_{REZ}$ = velikost zálohy regulační zálohy ve výši nejvyššího zdroje poskytujícího PR

Celková potřebná regulační záloha je stanovena na 3000 MW pro potřeby primární regulace.

Tabulka 9 Potřebná velikost PR pro ČR, zdroj ČEPS

rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PR(MW)	89	87	87	86	88	88	85	85	84	84	80

Pro nové poskytovatele je postup přesněji popsán v kapitole 3.2.2 Kodexu PS, kde se lze dočíst, že zájemce dodá firmě ČEPS žádost stát se poskytovatelem PpS a dodá dokumenty o historii firmy. ČEPS zašle technické požadavky a nabídne termín schůzky do 30 dní. Tam je žadatel informován o podmínkách a musí splnit 4 body:

- Protokol o provedení zkoušky bod-bod a funkčních testů

- Předání certifikace bloku pro PpS
- Podepsání dohody
- Umožnění přístupu do elektronického rozhraní Damas.

Dále každý rok nejpozději k 15. listopadu, je vypsáno výběrové řízení na PpS pro následující rok, kterého se lze zúčastnit elektronickou či písemnou formou. Podáním nabídky se žadatel zavazuje k dostání své podané nabídky v celém či částečném rozsahu. V případě PR musí nabídka obsahovat nabízený výkon v MW a cenu za výkon v Kč/MW.h

Pokud není pomocí aukce zajištěn požadovaný objem podpůrných služeb a to z důvodů nízké nabízené kapacity, či toho, že ceny byly vyšší než obvyklé, je ČEPS oprávněn zajistit nákup PpS pomocí přímých smluv s poskytovatelem. Sjednaná cena musí respektovat cenu obvyklou. V případě, že by ani tato varianta nestačila – cena nabízená při přímých jednáních by byla vyšší než obvyklá- pak dochází k operativní dodávce elektřiny ze zahraničí (EregZ), kdy je ČEPS oprávněn zajistit dostatečný objem regulační energie a nakoupit chybějící objem v rámci smluv s právníky či fyzickými osobami v zahraničí. V tomto případě se ale jedná o negarantovanou dodávku elektřiny. Jistý objem PpS je také poptáván na denním trhu. ČEPS tento nástroj používá během pracovních dnů a vždy na den dopředu zveřejní poptávku na následující den pro jednotlivé segmenty PpS.

Každý zájemce o poskytování musí absolvovat certifikační měření, které zajistí na vlastní náklady u organizace, která má od ČEPS autorizaci k provádění daných certifikačních měření. Výstupem měření je certifikát a zpráva o měření, které jsou nezbytnými podklady k uzavření dohody o poskytování PpS. Toto měření musí pro PR, SR, MZt a SRUQ prováděno v intervalu 4 let. Pro start ze tmy a ostrovní provoz jsou zařízení nutná dokumenty dodat každých 5 let. Pokud během této doby dojde ke změně parametrů, musí být měření provedeno znovu.

V dokumentu přípravy provozu pro rok 2017 lze dohledat údaje o poskytovatelích PpS. Pro segment primární regulace lze zjistit, že certifikaci svých zařízení má 11 subjektů a v dokumentu je i jejich procentuální zastoupení na trhu PR. Spolu s procentním údajem byl dopočítán poskytovaný instalovaný výkon pro účely primární regulace. Celkový počet zařízení certifikovaných pro poskytování PR je 43 a tato zařízení jsou schopna dodávat teoreticky objem regulační energie 285 MW. Anžto je dohoda o poskytování vázána vždy na subjekt a nikoli na výrobní blok, mají subjekty zpravidla více certifikovaných zařízení, aby zaručili stálou dostupnost podpůrných služeb. To je potřeba v případě odstávek a neplánovaných výpadků bloků, které jsou certifikovány pro PpS. Rozdělení vysoutěžených

podílů v rámci výběrového řízení pro rok 2017 lze nalézt na stránkách ČEPS a je vypsáno v následující tabulce:

Tabulka 10 Rozdělení vysoutěžených podílů PR pro rok 2017, zdroj ČEPS

Jméno	%	MW
Energotrans	3.75%	3
Elektrárny Opatovice	5.70%	4.56
Elektrárna Počeradý	7.50%	6
Sev.en..EC	11.25%	9
ČEZ	7.50%	6
Alpiq	11.37%	9.096
Veolia Energie ČR	11.25%	9
United Energy	11.27%	9.016
Sokolovská uhelná	11.25%	9
Plzeňská teplárenská	7.91%	6.328
Plzeňská energetika	11.25%	9

V případě těchto společností se tedy často nestává, že by nebyly schopny poskytovat PR v daném okamžiku, protože mají více certifikovaných bloků, a tato redundance funguje jako pojistka proti neplánovaným a plánovaným odstávkám.

V případě použití baterie pro poskytování podpůrných služeb se snižuje nutná doba údržby na minimální čas a tedy by teoreticky nepotřebovala být zálohována. Neplnění závazků lze obecně rozdělit do několika možných scénářů, které vycházejí z dokumentu Dohoda o podmínkách nákupu a poskytování PpS v letech 2016 až 2018 [32]:

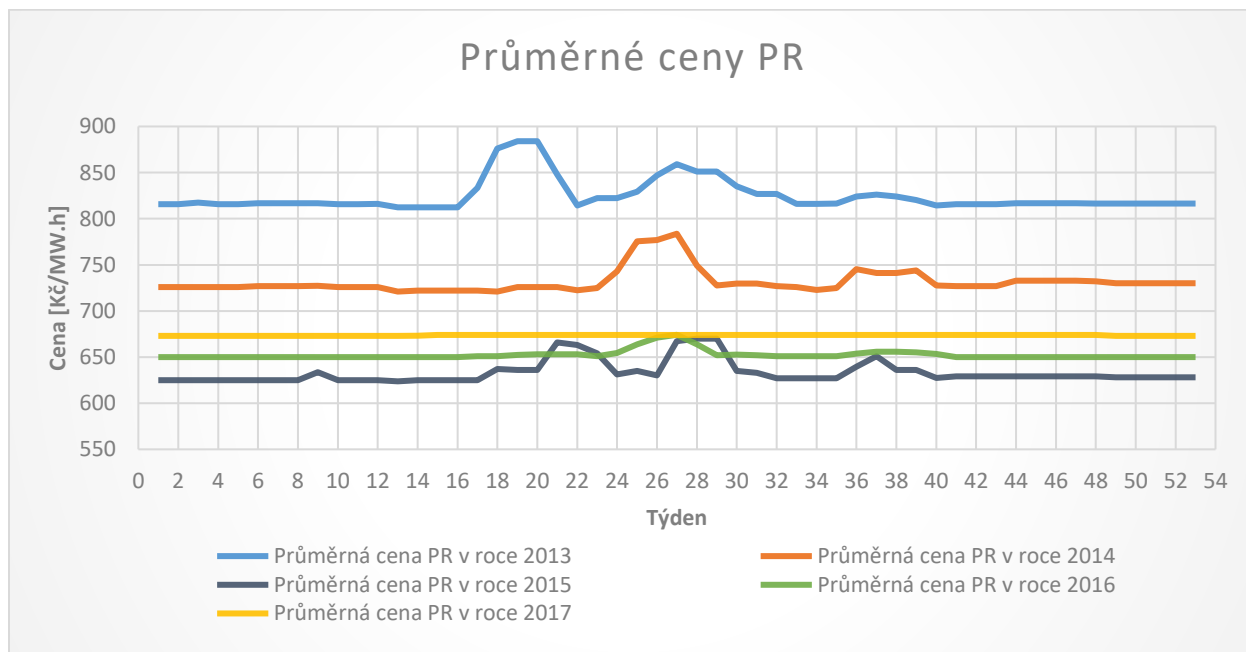
- 1) V případě, že poskytovatel ví s časovým předstihem, do 12:30 dne předcházejícímu dni kdy dojde k neplnění závazku, že nebude schopen splnit své závazky, mohou nastat dvě možnosti.
 - a. Dojde k dohodě s jiným poskytovatelem, který v daný moment je schopen a ochoten svůj závazek převzít, za podmínky, že tuto operaci schválí ČEPS, tedy a není nároková. Tato operace je nazývána technická náhrada. Pak paušální platba za poskytování služby jde stále za smluvním poskytovatelem a dohoda o vyrovnání mezi poskytovatelem a subjektem, který za něj PR držel, je čistě bilaterálního charakteru.
 - b. Pokud není nikdo, kdo by od poskytovatele technickou náhradu převzal, tak podá nejpozději den předem do 8:30 takzvané „oznámení o neplnění“, což je krok, kterým žádá ČEPS, aby de facto technickou náhradu převzal sám. ČEPS tedy dokoupí potřebný

výkon na denním trhu PpS a vzniklé náklady za tento dokup, jsou účtovány poskytovateli. Tato cena je proměnná, nicméně ji v dlouhodobém horizontu lze uvažovat za srovnatelnou s cenou vysoutěženou v aukci.

- 2) V případě neplánovaného neplnění závazků (v případě PR se jedná o kontrolované parametry disponibilita, regulační rozsah a kvalita) ČEPS nezaplatí poskytovateli za hodiny, kdy parametry nesplňoval. Pokud opakovaně dojde k neposkytnutí PR a celkový čas přesáhne 10 % obchodních hodin v daném měsíci, tak dojde k výzvě poskytovatele o nápravu. Pokud se situace opakuje, může ČEPS odmítnout zdroj jako nezpůsobilý a odmítat jeho nabídky do obchodního bloku.

V případě provozování baterie jako PR je nutné uvažovat tyto pravidla a vhodně je zvážit při stanovování poskytovaného rozsahu, kapacity a průběhu regulace kapacity baterie tak, aby byla schopna dostát požadavkům PR v každém okamžiku, během doby, na kterou je PR poskytována.

Na grafu níže jsou vyneseny průměrné ceny za PR za posledních 6 let. Pro rok 2017 byla soutěžená cena 673 Kč/MW*h.



Obrázek 7: Průměrné ceny služeb PR, zdroj data ČEPS

5. Možnost využití baterií na hladině VN

5.1. Model 1 – baterie pro primární regulaci frekvence

V této variantě bude uvažováno použití baterií pro poskytování podpůrných služeb, konkrétně primární regulace frekvence. Budou zváženy nejdůležitější faktory od administrativní části až po technické řešení dané problematiky.

Tento projekt ve své podstatě vždy vyžaduje spolupráci s další výrobní jednotkou (např. kogenerace s dostatečným příkonem etc.). Je tedy vhodný typicky pro obchodníka s elektřinou, který má k dispozici již kogenerační jednotku, nebo pro velký průmyslový objekt s kogenerací, či i uhelný zdroj, který by pracoval v koordinaci s bateriovým systémem. Pro účely dalších výpočtů bude uvažován význačný hráč na energetickém trhu, který danými předpoklady disponuje a který si projekt může dovolit případně realizovat i finančně. Protože je uvažováno, že projekt bude realizován v součinnosti s velkým podnikem, či přímo jako projekt daného subjektu, pak lze předpokládat, že bude mít dostatečnou výkonovou rezervu, která může být v případě potřeby použita pro potřeby poskytování PR bateriového systému. Tímto předpokladem se eliminuje nutnost stanovovat ocenění ztrát ve výrobě způsobených odstavením výroby na úkor dobíjení baterií. Této ztráty lze totiž obtížně určit, bez znalosti konkrétního lokalizace baterií a také by tyto ztráty mohly být vyšší, než případná penalizace za nedodávku ze strany ČEPS.

Energetika je strategický obor, a tudíž je vstup do odvětví regulovaný a podmíněný splněním některých podmínek. Všeobecně je pro vstup do odvětví potřebné získat licenci o výrobě/ochodu s elektřinou, která je nároková a kterou vydává ERÚ viz jeho stránky, kde jsou žádosti k dispozici. [33] Aby bylo možno regulovat výstavbu nových výroben, je pro provoz nutné získat autorizaci, kterou vydává ministerstvo průmyslu a obchodu.[34] Tento dokument již nárokový není, a je nutnou podmínkou pro výstavbu zdroje s výkonem větším než 100 kW. Jak lze najít na stránkách ministerstva, k 31.3.2016 byly od konce roku 2013 vydány autorizace pro několik desítek subjektů o celkovém instalovaném výkonu 198 MW. [35] V žádosti o autorizaci je také nutné vyplnit termíny získání různých povolení. Konkrétně se jedná o vyhodnocení vlivu na životní prostředí dle zákona č.100/2001 Sb., rozhodnutí o umístění stavby dle zákona č.183/2006 Sb., integrované povolení dle zákona č.76/2002 Sb. a stavební povolení dle zákona č.183/2006 Sb. [36]

Pro licenci je nutné splnit kritéria dle požadavků. Nejdůležitější jsou trestní bezúhonnost žadatele, odborná způsobilost žadatele, finanční a technické předpoklady. Podrobněji jsou nároky

pro získání licence popsány v dokumentu ERÚ Doklady výrobců elektřiny s instalovaným výkonem nad 200 kW. [37] V metodickém návodu ERÚ je také stanoven ceník jednotlivých úkonů. [38] Za udělení licence je účtován správní poplatek 10 000 Kč na výrobu elektřiny nad 1 MW a 100 000 Kč pro licenci opravňující obchodovat s elektřinou.

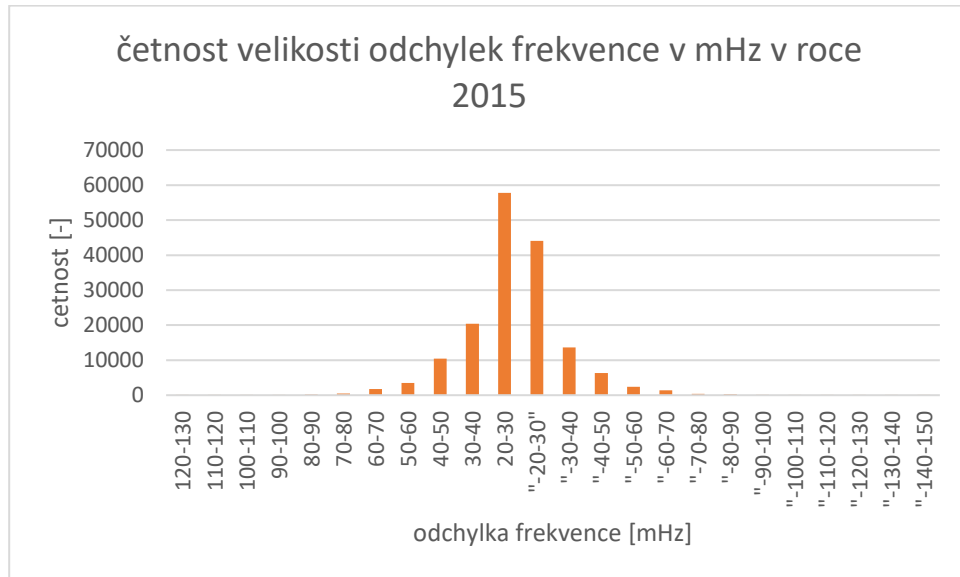
Po získání těchto dokumentů je nutné připojit výrobu k elektrizační soustavě. Výrobna pro PR se může nacházet i úrovni VN, pokud s tím souhlasí daný distributor, na jehož území se výrobna nachází. Tento krok řeší vyhláška č.16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě, kde se v §12 odst. 1 uvádí *“...úhrada podílu na nákladech spojených s připojením a se zajištěním požadovaného příkonu nebo výkonu se vypočítá jako součin měrného podílu podle přílohy č.8 vyhlášky a žadatelem požadovaného příkonu nebo výkonu...”* [39] Dále se v odst. 3 uvádí, že *“...je-li souběžně žádáno o rezervaci příkonu a výkonu pro jednoho žadatele v jednom místě připojení, stanoví se podíl na oprávněných nákladech zvláště pro rezervaci příkonu a pro rezervaci výkonu. Žadatel hradí vyšší z obou stanovených podílů...”* [39] V příloze č.8 se uvádí 800.000,- Kč/MW pro připojení do VN za rezervaci příkonu a 640.000,- resp.150.000,- Kč/MW za rezervaci výkonu dle způsobu připojení. [40] V případě této práce je uvažováno, že pro služby PR bude firmě ČEPS poskytováno 3 MW. Tedy náklady na připojení budou ve výši 2,4 mil. Kč.

Samotná cena transformátoru a nákladů na jeho zapojení a připojení byla stanovena odborným odhadem na 3,5 mil. Kč. Vlastní bateriové moduly fungují na stejnosměrném proudu, kterým jsou vybíjeny a dobíjeny. Do sítě je ovšem nutno pomocí měničů elektrickou energii transformovat na střídavou a dále již zmíněným transformátorem dodat/odebrat z hladiny napětí, do které bude bateriový systém připojen. Ve výpočtech je pracováno s předpokládanou cenou měničů 1,5 mil Kč. Dále je ve výpočtech zahrnuta položka ve výši 1,5 mil Kč, která zahrnuje instalaci systému, jeho první spuštění, kabeláž a propojení všech modulů a také software nutný k obsluze celého zařízení.

Každých 4-5 let je nutné získat certifikaci pro zdroj, který bude poskytovat PpS. Cena této certifikace se pohybuje ve statisících korun. V tomto případě je uvažováno s vyvedením výkonu do distribuční sítě, tudíž je nutný souhlas distributora s poskytováním PpS. Ten bude vydán pouze tehdy, když bude prokázáno, že poskytování této služby nebude mít vliv na chod sítě distributora. Je tedy nutné dodat studii vlivu na síť.

Provozní náklady lze předpokládat jako minimální, protože by se mělo jednat o bezúdržbový provoz. Každopádně bude uvažováno s náklady ve výši 1,5 % z investičních nákladů. Další položkou

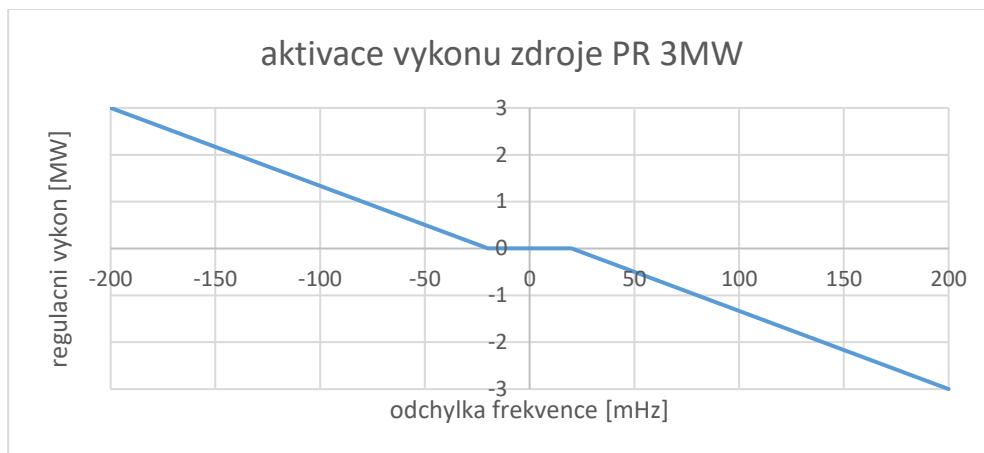
jsou provozní náklady na energii. Teoreticky by se tyto náklady měly pohybovat kolem 0, protože výchylka frekvence by v průběhu roku měla oscilovat u hodnoty 50 Hz a tedy elektřina dodaná do sítě by se měla kompenzovat s elektřinou ze sítě nuceně odebranou. Od firmy ČEPS byly získány minutové průběhy odchylek frekvence, a tudíž bylo možné přesněji určit, jaké byly požadavky na aktivaci PR v průběhu roku 2015. Zdroje PR jsou sice aktivovány v intervalech 30 s, ale přesnější data nejsou k dispozici.



Obrázek 8: Čtenost velikostí odchylek frekvence v mHz v roce 2015

Z grafu lze odečíst, že i když je po zdrojích poskytujících primární rezervu požadováno reagovat až do výše odchylky 200 mHz, tak krajní meze odchylek za rok 2015 se pohybovaly mezi +126 mHz a -147 mHz, kdy maximální kladná odchylka byla naměřena 10. prosince v 6:01 a největší záporná odchylka nastala v systému 9. dubna v 20:04. Většina regulovaných odchylek, 97 %, se pohybovala v rozmezí -60 + 60 mHz s tím, že -20 + 20 mHz je necitlivostní pásmo, kdy nejsou aktivovány PR, nýbrž točivá rezerva.

Celkově byly častější regulace v oblasti kladné odchylky frekvence, kdy bylo potřeba aktivovat PR v 94 711 minutách oproti záporné odchylce, která byla regulována během 68 677 minut v roce 2015.

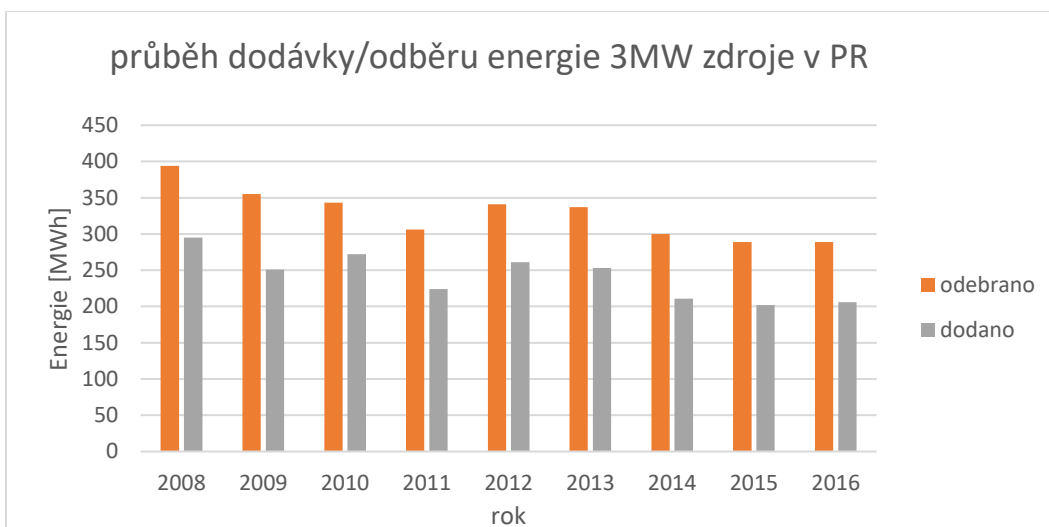


Obrázek 9: Velikost potřebného výkonu zdroje 3 MW pro regulaci frekvence v rámci PR

PR je aktivována přímo úměrně změně frekvence. Tudiž na grafu je znázorněno, jak velký okamžitý výkon bude do soustavy dodáván/odebírán v případě že je uvažován instalovaný výkon zdroje, který primární regulaci poskytuje při maximální odchylce 3 MW.

Se znalostí průběhu aktivace zdroje PR a velikostí odchylek frekvence lze určit velikost regulační energie, která byla do systému injektována či odebrána. Tento údaj je z hlediska provozovatele velmi důležitý. Od firmy ČEPS byly získány minutové průřezy frekvence za posledních 9 let.

Na základě modelu bylo vypočítáno, že zdroj o instalovaném výkonu 3 MW v roce 2015 v rámci regulace ze sítě odebral 289 MWh oproti 202 MWh, které do sítě během roku dodal. Tedy neplatí, že by PR byla čistě symetrická služba, neboť saldo činí 87 MWh, které jsou ze sítě odebrány v důsledku častější kladné odchylky frekvence v systému. Tedy položka provozní výdaje za elektřinu bude zcela vynechána. V ostatních letech od roku 2008 byly charakteristiky regulace frekvence velmi podobné. Pro přehlednost jsou uvedeny níže v grafu:



Obrázek 10: Průběh regulační energie zdroje 3 MW participujícího v PR

Pro správné nadimenzování kapacity uvažované baterie je nutné znát detailněji průběh aktivace PR. Proto byly nejdříve z dat extrapolovány údaje z roku 2015 o tom, kdy byla PR nejdéle aktivována bez přerušení a jaké množství energie při tom bylo do systému dodáno/odebráno. Pro přehlednost jsou data uvedeny v následující tabulce:

Tabulka 11 Doba aktivace, její četnost a průměrná aktivovaná energie pro zdroj 3 MW v PR v roce 2015

dobu nepřetržitě aktivace [min]	trvání [-]	četnost	průměrná dodaná/odebraná energie [kWh]
1--10		58199	5
11--20		2071	69
21--30		288	145
31--40		35	220
41-50		16	281
51-60		2	490
61-70		0	0
71-80		3	432
81-90		1	784
91-100		1	972

Z tabulky lze vyčíst, že i když se poskytovatel zavazuje být teoreticky schopen poskytovat PR nepřetržitě po celý rok při plné odchylce, což by znamenalo dodání/odebrání ročního výkonu v objemu 26,28 GWh pro instalovaný výkon 3 MW, tak v realitě jsou čísla nižší. Za rok 2015 se vyskytlo 7 případů, kdy PR byla nepřetržitě aktivována po dobu delší než 50 minut. V případě takto dlouhotrvajících

odchylek byla požadována regulační energie v objemu přesahujícím 400 kWh. Extrém nastal 28.10.2015, kdy aktivace PR trvala 97 minut v časovém úseku od 1:25 do 3:02 a celková energie pro výrobu o 3 MW činila 972 kWh. Uvažovaná baterie sice bude pracovat nejčastěji v rozmezí +/- 69 kWh, nicméně musí být schopná pokrýt i možnou situaci, kdy dojde k extrémním a hlavně dlouhotrvajícím výchytkám frekvence, na které bude potřeba adekvátně reagovat.

Celkem 224krát došlo během roku k situaci, že záporná odchylka přešla okamžitě v kladnou a naopak. Celkový objem takto vyměněné energie byl 2,6 MWh. Jednou došlo k situaci, že tato rychlá změna frekvence proběhla dvakrát po sobě.

Pokud by byla uvažována pouze jedna baterie o výkonu 3MW, tak tento parametr bude neustále pod kontrolou, a to kvůli dostupnosti. Tedy nikdy nelze tento výkon využít pro jiné účely. Jednou možností, jak mít možnost pracovat dále s baterií je navýšení výkonu, a tento rozdíl mezi instalovaným výkonem a výkonem poskytnutým PR uvést do přípravy provozu. Nebo pořídit baterií více a podobně jako ostatní poskytovatelé mít certifikováno více zařízení. U baterií je nejdražší položkou kapacita, nikoli instalovaný výkon. Z toho důvodu a z důvodu zlepšení ukazatele doby poskytování PR bude zvolena varianta dvou baterií o stejném výkonu a kapacitě, které budou vzájemně zaměnitelné. Takto vznikne jakýsi black-box, který bude tvořit fiktivní blok, jak je definováno v Kodexu. Podmínkou je, aby všechny celky tvořící fiktivní blok splňovaly podmínky certifikace a byly náležitě otestovány. Při neposkytování PpS se druhá baterie bude moci dobít/vybit na výchozí hodnotu.

Koncept vyrovnání se s přebytkem či nedostatkem energie bude řešen pomocí symbiózy s větším podnikem, resp. se subjektem disponujícím vlastní výrobnou elektřinou, ať už ve formě dostatečné kogenerační jednotky, či přímo výrobním blokem. Uvažovaný podnik je takové velikosti, že bude moci bez problémů během roku odebrat náhodně dodaných cca 80 MWh. Za tuto službu mu bude dodána z baterií přebytečná energie zdarma, což při průměrných cenách elektřiny na denním trhu znamená úsporu pro podnik ve výši 70 000,- Kč. [41] Zároveň s tímto předpokladem nebude dále uvažováno s technickými ztrátami při skladování energie a ztrátami při transformaci.

Aby nedocházelo k situaci, kdy baterie nebudou samy schopny dodat do sítě potřebný příkon k pokrytí potřeb PR, je nutno dobře stanovit velikost kapacity baterie a úroveň, na kterou budou vždy udržovány nabitě. Myšlenka dimenzovat kapacitu baterií na maximální jednorázový roční odběr/(dodávku) zvětšený o určitý koeficient se ukázala jako nedostatečná.

Z tohoto důvodu je v příloze přiložen program vyvinutý přímo pro potřeby této práce za pomoci Bc. Rýdla. Program simuluje baterie a průběh jejich chování během roku. Vstupními parametry programu, které uživatel zadává, jsou údaje o celkové kapacitě, maximální a minimální hladině nabití baterií, dále úroveň, při které dochází k přepínání a použití další baterie. V neposlední řadě lze také určit hladinu nabití, tedy úroveň, na kterou bude baterie udržována nabitá. Posledními údaji jsou maximální možné toky energie z/do podniku, který je schopen odebírat přebytky energie, či v případě nutnosti energie do baterií dodat.

Tento program po nastavení daných vstupních parametrů a po vložení dat spočítá, zda je nastavená kapacita bateriového systému dostatečná, či nikoli. Data musí být zadána ve správném formátu, který simuluje průběh dodané a odebrané energie bateriemi na základě reálného průběhu frekvence.

```
hi
Parametry PRVNI baterie:
Zadej spodni level baterky:
0.05
Zadej hladinu prepnuti:
0.2
Zadej maximalni hodnotu nabití:
1.5
Zadej minimalni hodnotu nabití:
0
Zadej vchozi hodnodu nabití
1.3
Zadej hodnotu vybijeni do firmy
0.0167
Zadej hodnotu odebirani z firmy:
0.032
Data nactena
Zakoupeno z firmy: 25.696
```

Obrázek 11: Program Baterie pro kontrolu kapacity baterie poskytující službu PR

Tabulka 12: Popis vstupních parametrů pro program Baterie

Hláška	Jednotka	Popis funkce
Spodní úroveň baterky	[MWh]	Úroveň, jejíž podkročení znamená úplné vybití baterie. Musí být >0, jinak program vypíše nedostatečnou kapacitu, aniž by zkontroloval 2. baterii.
Hladina přepnutí	[MWh]	Při této hladině dochází k přepnutí baterií a vybitá baterie může být dobita na výchozí hodnotu pomocí externího zdroje.
Maximální hodnota nabití	[MWh]	Maximální kapacita baterie
Minimální hodnota nabití	[MWh]	Minimální kapacita baterie
Výchozí hodnot nabití	[MWh]	Hodnota nabití při zapojení systému a hodnota, na kterou se baterie snaží udržovat pokud zrovna nejsou připojeny na monitoring ČEPS.
Vybíjení do firmy/ z firmy	[MWh]	Max. možný objem energie, který je možný z baterie vyvést, či do baterie dodat během 1 minuty
Zakoupeno z firmy	[MWh]	Údaj, kolik energie bylo během roku odebráno z externího zdroje.

Pro rok 2015 byly zjištěny tyto závěry: pokud je uvažováno, že baterie přebytečnou energii dodávají do podniku s maximálním příkonem 1 MW a po celý rok neodeberou žádnou energii, pak je nutná kapacita baterií 2x2,5 MWh – tedy systém s kapacitou 5 MWh. Pokud je uvažován případ, že se baterie mohou v průběhu roku několikrát nabít energií dodanou externě, pak stačí baterie dimenzovat na 2x1,5 MWh, tedy dohromady 3 MWh. V tomto případě bude z externího zdroje odebráno 0.22 MWh, což při maximálním příkonu 1MW znamená využití maxima cca 13,2 min.

Aby byla ověřena správnost nastavení kapacity baterií, byla od firmy ČEPS vyžádána data o průběhu frekvence za roky 2008 - 2016. Každý rok se totiž mění nejen maximální rozsahy a délky regulace, ale hlavně jejich rozložení v čase. Pokud je uvažováno o použití baterií jako služby PR, pak je tento projekt naplánován minimálně na 8 let a tedy nesmí docházet ke stavům, kdy by mohlo dojít kvůli neschopnosti plnění závazků k vyloučení z poskytování PR. S těmito historickými daty bylo

ověřováno, zda kapacita 2x1,5 MWh, resp. 2x2,5 MWh, je dostatečná, aby byla schopna pokrýt potřebu primární regulace ve 100 % případů v průběhu každého roku.

Hned v několika analyzovaných letech byla uvažovaná kapacita baterií shledána naprosto nedostatečná. Pokud je uvažován případ, kdy z externího zdroje není odebírána žádná energie, pak musí být baterie dimenzovány minimálně na kapacitu 2x5,5 MWh. Obdobím s nejnepříznivějším průběhem frekvence byly vyhodnoceny roky 2011 a 2013. V případě, že je uvažována možnost několikrát do roka odebrat energii z externího zdroje o příkonu max. 1 MW, pak je nutno baterie dimenzovat na 2x3,8 MWh.

Teoreticky lze snížit nutnost kapacity se zvýšením příkonu odebíraného z externího zdroje. Při příkonu 2 MW by již stačila poloviční kapacita, tedy zhruba 2x1,5 MWh. Tedy pokud by provozovatel byl schopen z externího zdroje o instalovaném výkonu 2 MW odebrat ročně energii o objemu 22 MWh, pak by stačila pro potřeby PR instalovat baterie o relativně malé kapacitě.

Možností jak zajistit externí zdroj energie se nabízí několik. Pokud se hodnota baterií blíží nízké hodnotě, je možno s předstihem poslat signál pro zajištění energie z externího zdroje. Tím pádem lze použít i výroby, které by samy od sebe nesplňovaly požadavek PR na rychlost reakce do 30s. První možností je velký podnik, který disponuje kogenerační jednotkou o dostatečném výkonu. Takovýchto podniků ovšem není mnoho. Dalším zdrojem, který se jeví jako příhodný, je FVE a VtE. Nicméně pokud se objeví potřeba dodávky energie do baterií v noci/době bezvětří, tak jsou tyto zdroje nepoužitelné. Jako lepší se tedy jeví zdroje konvenční, které se jinak z různých důvodů pro poskytování PR nehodí. V symbióze s bateriovým systémem by ale byla možná forma spolupráce. Za poskytování potřebné energie by byla externímu zdroji uhrazena finanční kompenzace. Pro účely této práce bude uvažována částka 0,5 mil. Kč/rok. Jedná se více o kapacitní platbu, než platbu za silovou elektřinu.

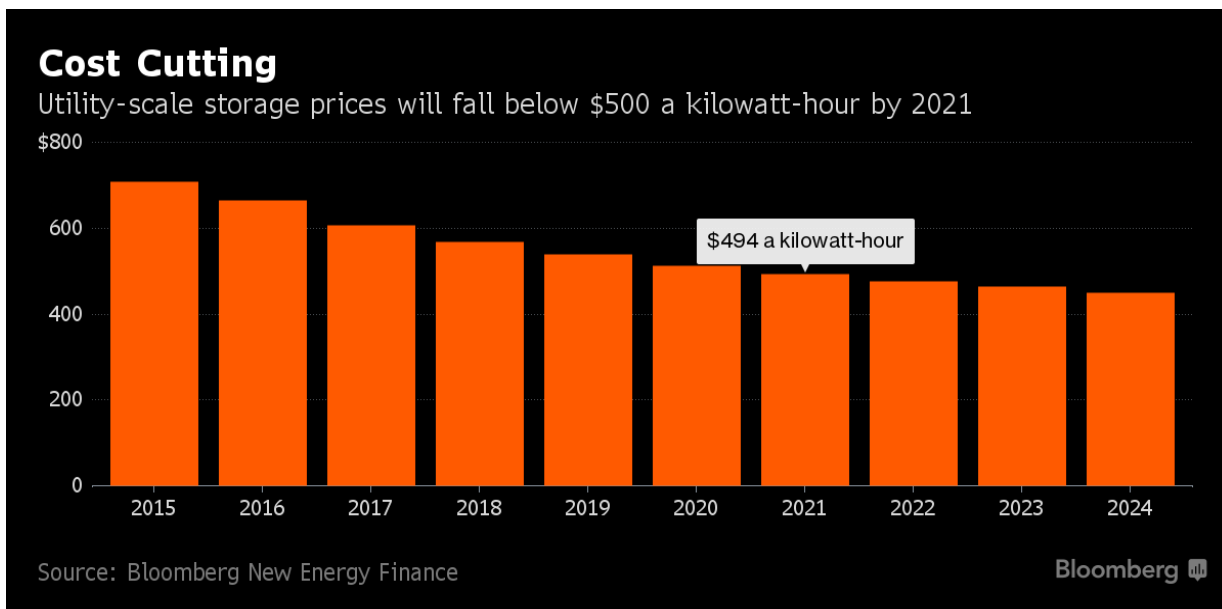
Dále bude proveden výpočet pro dvě varianty. Jedna, která počítá s nezávislostí na externím zdroji a tudíž s větší kapacitou a druhá, která s externím zdrojem počítá a proto její kapacita může být nižší. V druhé variantě bude uvažována platba za odebranou elektřinu z externího zdroje. V obou variantách se počítá s možností maření přebytečné energie do externího odběru. V případě první varianty může být odběr přebytečné energie zajištěn blízkým průmyslovým podnikem, v druhém případě bude energie použita na krytí poptávky, kterou primárně zajišťuje externí zdroj.

V následující tabulce jsou shrnuty předpokládané investiční náklady projektu:

Tabulka 13: Přehled investičních nákladů

Položka	Cena [mil. Kč.]	Poznámka
Varianta 1) 2 x baterie 5,5 MWh	151	
Varianta 2) 2 x baterie 1,5 MWh	43	
Instalace baterií a software pro řízení	1,5	
Certifikace bateriového systému	0,1	Platnost 4 roky
Studie vlivu pro distributora	0,2	
Transformátor VN 3 MW (s instalací)	3,5	
Licence pro výrobu a prodej elektřiny	0,11	Licence výroba platnost 25 let, na prodej 5 let
Inventory	1,5	
Náklady na připojení k distribuční síti	2,4	
SUMA varianta 1	160	
SUMA varianta 2	52	

Klíčová je tedy kapacita baterie a vývoj její ceny. Cena se dle predikcí agentury Bloomberg má snižovat na úroveň kolem 500 USD/kWh v roce 2021. Dále bude záležet na vývoji kurzu dolaru. Vzhledem k úmyslu firmy HE3DA vyrábět baterie v ČR, by nově objevená ložiska lithia na území ČR mohla snížit cenu baterií a hlavně závislost projektu na kurzu amerického dolaru. Zahájení výroby baterií nicméně bude mnohem dříve než uvažovaná těžba a zpracování lithia. Takto by celá baterie mohla být vyrobená z lokálně dostupných komponent a materiálů a být minimálně závislá na vývoji kurzu.



Obrázek 12: Predikce cen Bloomberg pro bateriové systémy, zdroj Bloomberg new energy finance

Předpoklady ekonomického modelu jsou následující. Očekávaný diskont je 12 %, protože se jedná o riskantní projekt z důvodu nutnosti každý rok se zúčastnit a vyhrát aukci na poskytování PR. Daň je uvažována 19% a provozní náklady ve výši 2 % počáteční investice. Stojí za zvážení, zda by diskont neměl být ještě vyšší. I pouhý rok, kdy by provozovatel bateriového systému nevyhrál aukci, může rozhodovat o rentabilitě projektu. Cena baterií byla uvažována 550 USD/kWh při kurzu 25 Kč/USD. Cena baterií vychází z předpokladu použití baterií vyrobených v roce 2019. Toto datum je dáno potřebnou dobou k zahájení výroby firmy HE3DA v ČR. S ohledem na výše řečené by tyto parametry mohly být příznivější, ale byl zvolen konzervativnější přístup. Dále byl vzat v úvahu klesající trend vysoutěžených cen pro poskytování PR z dostupných dat za poslední 4 roky. Průměrně klesá každoročně cena za poskytování PR o 5 %. Vysoutěžené ceny za poslední 3 roky ovšem opět mírně rostou. Do budoucna tedy bude uvažována několik let stabilní cena a poté pokles cen v objemu 5 % ročně po roce 2020.

Celková kapacita systému 2 baterií poskytuje celkovou kapacitu 3 MWh pro první variantu a 11 MWh pro druhou variantu. Kromě počáteční investice, která je podrobněji rozepsaná výše, se ve 4. roce projektu uvažuje oprava v prvním případě ve výši 10 % a v druhém 20 % původních investičních nákladů baterií jako náhrada za nejvíce zdegenerované články v bateriových systémech a na nutnou obnovu certifikace baterií. V prvním případě je v bateriích instalována větší kapacita,

a tedy články nebudou tolik degenerovat při stejném průběhu frekvence jako v druhém případě, kdy budou častěji vytiženy všechny články. Na konci životnosti projektu se očekává, že baterie a transformátory budou prodány pro další použití. Tato zůstatková hodnota je stanovena jako 50 % pořizovací ceny transformátoru (bez nákladů na instalaci), tedy cca 1,5 mil. Kč a dále je cena baterií uvažována jako 20 % z pořizovací ceny.

Ve všech výpočtech je uvažována možnost uplatnění daňového štítu, tedy je zaveden předpoklad, že tento projekt nebude investorův jediný a bude moci daňový štít uplatnit. Opravy budou uvažovány jako 0 pro první dva roky, z důvodů záruky zařízení. Dále v roce 4. roce dojde k obměně části článků v objemu 10 % všech modulů, z nichž je baterie sestavena. Po první 3 roky se předpokládá záruka ze strany výrobce. Od 5. roku bude každoročně provedena výměna modulů v hodnotě 2 % původních investičních nákladů. V té době by již cena nových modulů měla poklesnout na úroveň 450 USD/kWh a bude tedy vyměněno více než 2 % modulů. Ostatní provozní výdaje, které se skládají z provozu, kontrol a údržby příp. nákladů na mzdy jsou stanoveny na 1,5 % z počáteční investice a budou se každoročně zvyšovat o předpokládanou inflaci ve výši 2 %.

5.1.1. Varianta 1

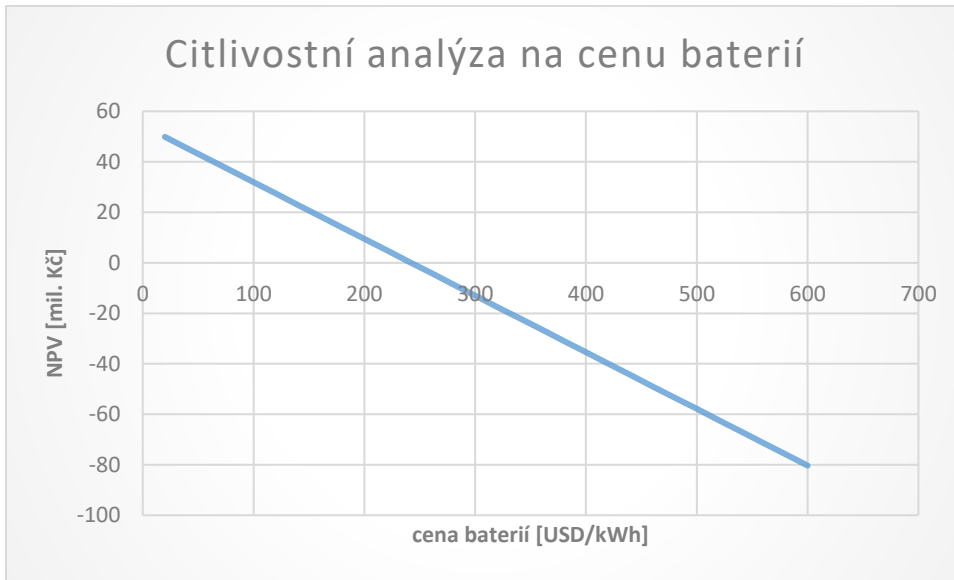
Pro variantu, kdy nebyla uvažována možnost odebírání energie z externího zdroje, vyšly následující výsledky. Čistá současná hodnota projektu vyšla **NPV= – 69,1 mil. Kč** v případě aplikace zrychlených odpisů.

Pro lepší a rychlejší nalezení klíčových faktorů vstupujících do výpočtu byla provedena nejdřív citlivostní analýza vstupních proměnných:

Tabulka 14 Vliv vstupních parametrů na výsledné NPV

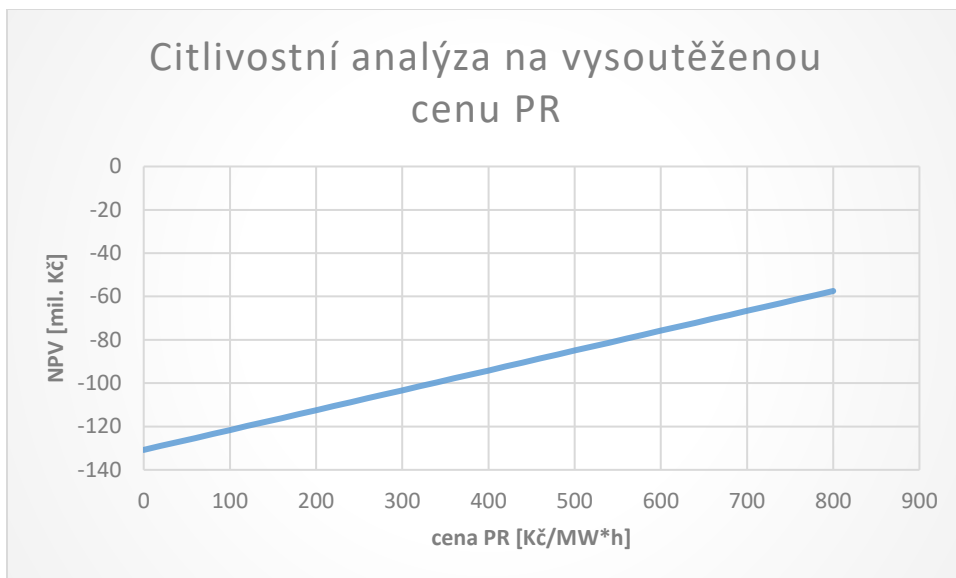
Parametr	Změna NPV [%]
diskontu	5%
investiční náklady na bateriové moduly	18%
příjmy za PR	9%
výše daní	1%
provozní náklady	2%
výše oprav ve 4. roce	2%
příjmy za odprodej na konci životnosti	1%
rozdíl v odpisování	3%

Tabulka je výsledkem hledání nejdůležitějších vstupních parametrů projektu. Všechny vstupující parametry byly postupně jednotlivě změněny o 10 % a byla sledována velikost změny NPV v reakci na změnu vstupního parametru. Výsledky jsou zaneseny v tabulce. Nejvíce relevantními parametry vstupujícími do výpočtu jsou: cena baterií, příjmy za poskytování služeb PR a míra diskontu. Na tyto tři parametry tedy byly provedeny citlivostní analýzy.



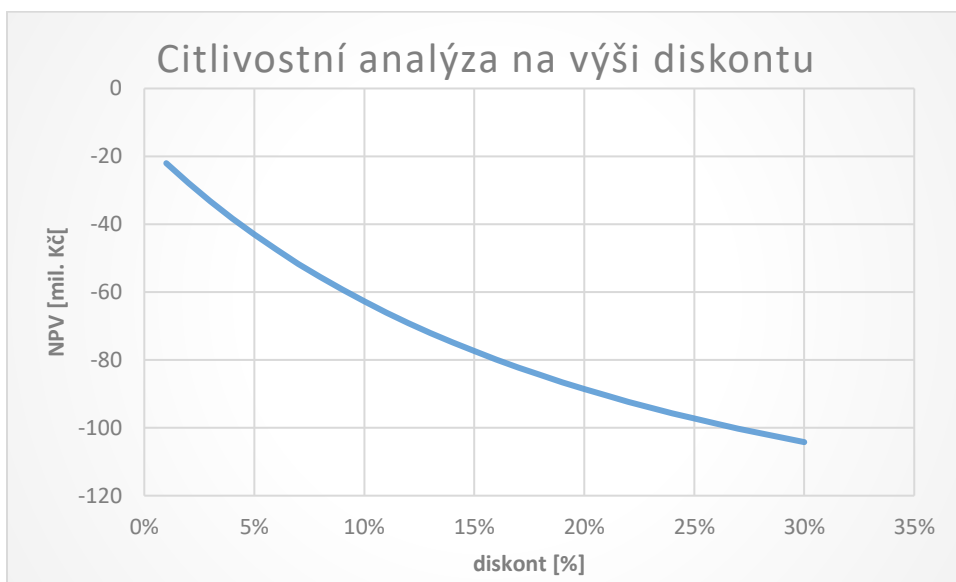
Obrázek 13 Závislost NPV na ceně baterií varianta 1

Protože je v této variantě nejvíce signifikantním vstupním parametrem cena baterií, je nejdůležitější i tato citlivostní analýza. Pozitivem baterií je fakt, že cena by do budoucna měla jen klesat a neočekává se její nárůst. Graf ukazuje, že momentální projekt, který má záporné NPV v hodnotě několika desítek mil. Kč, lze proměnit v plně rentabilní pouze tehdy, pokud cena baterií klesne pod hodnotu cca 250 USD/kWh. To znamená pokles o téměř 60 % oproti dnešní ceně.



Obrázek 14 Závislost ceny NPV na ceně PR, varianta 1

Dnes se vysoutěžená cena PR pohybuje kolem 670 Kč/MW*h. Z grafu, který zkoumá vliv změny tohoto parametru na výslednou čistou současnou hodnotu je patrné, že ani výraznější změna této ceny projektu nepomůže dostatečně tomu, aby se do projektu vyplatilo investovat.



Obrázek 15 Závislost NPV na výši diskontu

Posledním blíže zkoumaným faktorem v první variantě byla výše diskontu. Jeho výše se zdá být klíčovým krokem při rozhodování. Standardní projekty v energetickém sektoru počítají běžně s diskontní mírou 5-10 %. Tento případ je ovšem velmi specifický svou mírou rizika – tedy podmínkou investorského záměru, která musí být splněna každý rok po dobu životnosti.

Tou podmínkou je úspěšné absolvování aukce ČEPS na poskytování PR. Z grafu lze odečíst, že změna míry diskontu o 5 % může znamenat změnu NPV až 20 mil. Kč. Je tedy nutné dobře zvážit jeho výši.

Dílčí závěr varianta 1

Z citlivostních analýz lze vyčíst následující: projekt v této variantě má smysl z ekonomického hlediska tehdy, pokud cena baterií klesne pod hranici 250 USD/kWh. Ostatní dva proměnné parametry pouze mohou snížit ztrátu, ale v rozumných hranicích nikdy nezpůsobí zvrat do kladných výsledků. I při diskontu na úrovni 2 % (což je hodnota dnešního desetiletého státního dluhopisu USA) vychází NPV téměř = - 20 mil. Kč. Aby se dosáhlo kladného NPV, musela by cena za PR být více než dvojnásobná. Tento předpoklad je velmi nereálný a vzhledem k vývoji cen za poslední roky ho lze zamítnout.

5.1.2. Varianta 2

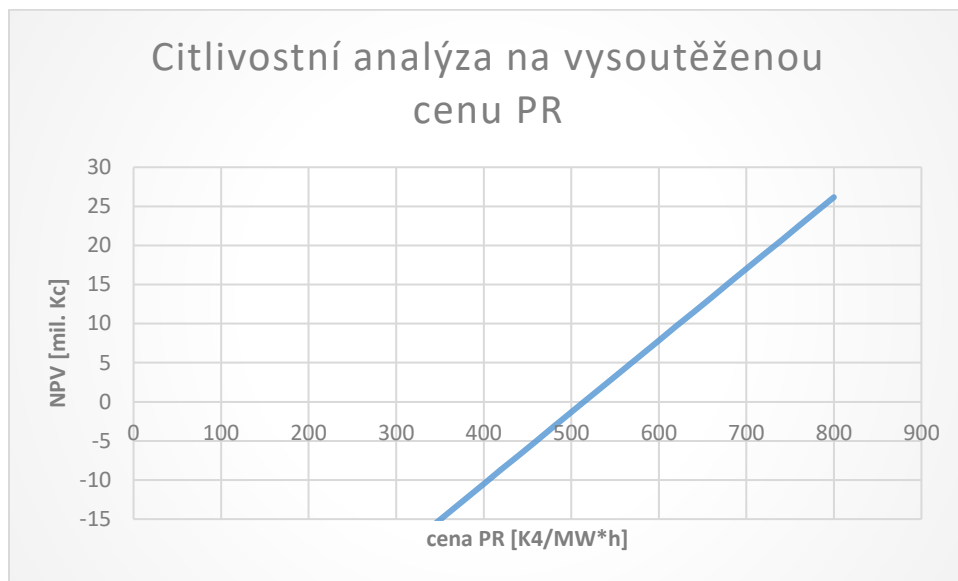
V této variantě byla uvažována instalovaná kapacita bateriového systému ve výši 2x1,5 MWh a to díky možnosti získání energie z externího zdroje po nutnou dobu, kdy baterie nebudou schopny dodat požadovaný objem regulační energie. V nehorším případě za poslední roky se jedná o nutnost baterií získat z cizích zdrojů energii v objemu 22 MWh/rok (v roce 2010). Během získávání této energie byl během několika okamžiků požadovaný příkon až 2MW. Tedy doba maxima by v tomto případě byla 11 hodin. Za tuto energii se předpokládá platba 0,5 mil. Kč. Jde částečně o cenu za silovou elektřinu a z větší části o kapacitní platbu.

Čistá současná hodnota projektu vyšla při lineárním odpisování a době životnosti 8 let jako **NPV = 14,5 mil. Kč**. Opět byla provedena analýza nejdůležitějších vstupních faktorů:

Tabulka 15: Vliv vstupních parametrů na výsledné NPV, varianta 2

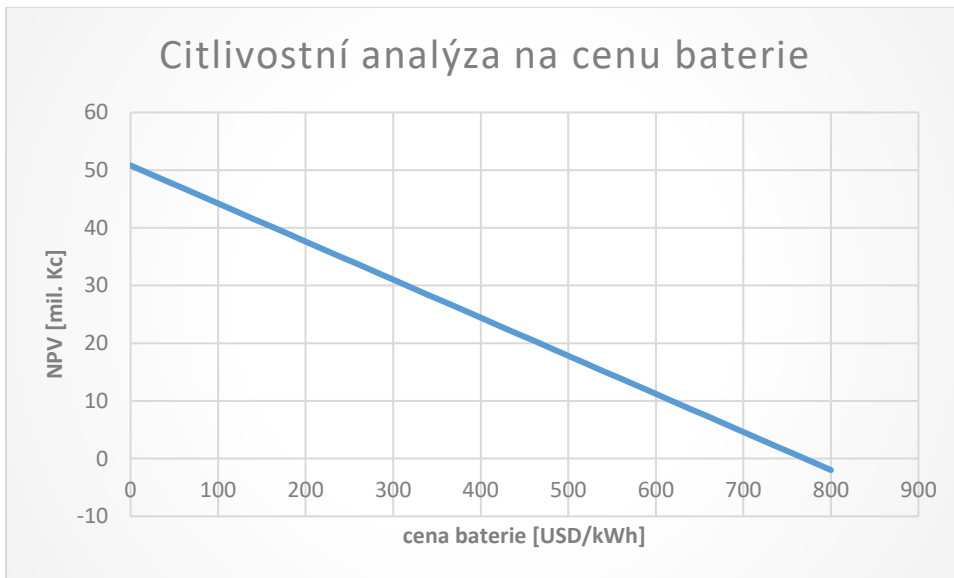
Parametr	změna NPV [%]
diskontu	19%
cena baterie	25%
příjmy za PR	42%
výše daní	6%
provozní náklady	2%
druh odpisování	4%
výše oprav ve 4. roce	4%
zbytková cena na konci doby životnosti	2%

Stejně jako v minulé variantě i zde jsou třemi nejdůležitějšími parametry příjmy za PR, cena baterií a velikost diskontu. Bude tedy provedena citlivostní analýza pro tyto nejrelevantnější faktory.



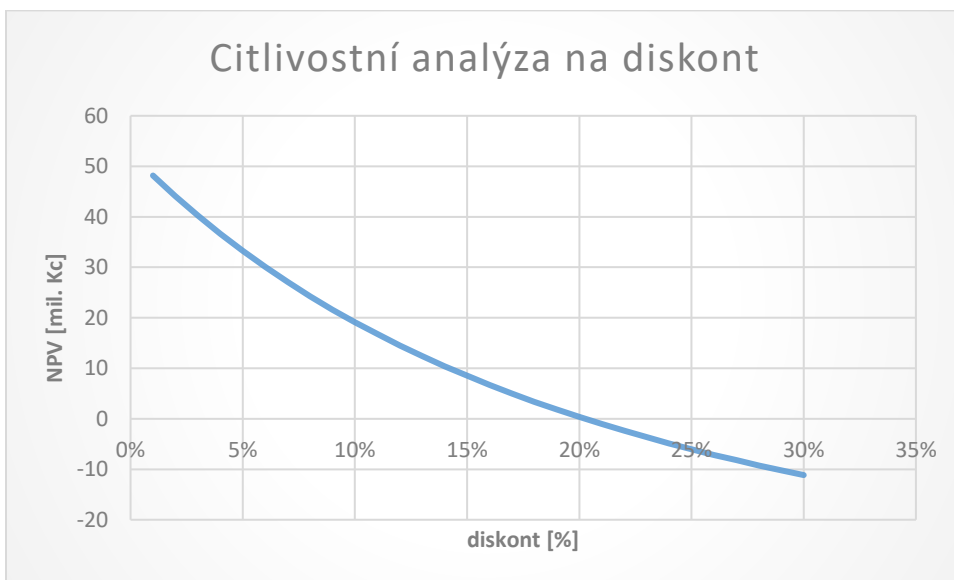
Obrázek 16 Závislost NPV na ceně PR, varianta 2

Projekt je značně závislý na vysoutěžené ceně v aukci. Sice tento faktor vstupuje do výpočtu s nižší důležitostí než ve variantě 1, nicméně je nejdůležitějším i v této variantě. Pokud by vysoutěžená cena měla klesnout pod 520 Kč/MWh, pak při současné pořizovací ceně baterií nemá projekt smysl. Současná cena PR je sice mnohem vyšší, ale otevřením trhu podpůrných služeb bateriovým systémům by mohlo znamenat zvýšení konkurence a další snížení vysoutěžené ceny.



Obrázek 17 Závislost NPV na ceně baterií, varianta 2

V této variantě již je projekt rentabilní i při současné ceně baterií. Sklon lineární přímky znázorňující závislost daných dvou proměnných je mnohem menší, než v předešlém případě. Pokud by jediným sledovaným faktorem byla cena baterií, pak lze projekt doporučit při pořizovací ceně baterií nižší než 770 USD/KWh. Tedy již dnes.



Obrázek 18 Závislost NPV na velikosti diskontu, varianta 2

Stejně jako u minulé varianty i v této variantě hraje výše diskontu důležitou roli. Ovšem zde změna diskontu o 10 % má vliv na výsledné NPV ve výši 19 % (oproti minulé variantě, kde se s diskontem změnilo NPV o 5 %). Pozitivním faktem je, že kladné NPV trvá až do 20% diskontní míry.

Lze předpokládat, že k rizikovosti projektu se bude NPV pohybovat v rozmezí 10-15 %. Rozdíl NPV projektu při použití těchto dvou sazeb je více než 10 mil. Kč.

Dílčí závěr varianta 2

Z citlivostních analýz lze odečíst pro druhou variantu důležitá data. Například, že cena PR v prvním roce nesmí klesnout pod hodnotu 520 Kč/MW*h, či že závislost NPV na ceně baterií je téměř lineární a že projekt dává ekonomický smysl i při dnešní ceně baterií. V neposlední řadě je velmi důležité vhodně zvolit velikost diskontu, který má relativně velký podíl na výsledném NPV a také proto, že pokud jeho hodnota přesáhne hranici 20 % tak se NPV dostane do záporných čísel.

5.2. Model 2 – vyrovnávání diagramu produkce FVE pomocí baterie

V tomto scénáři je uvažováno zapojení baterií k FVE, a to tak, aby se vyrovnal denní diagram produkce z FVE. Toto v současné situaci není z pohledu nezávislého investora optimální varianta. Varianta s vyrovnáváním denní spotřeby má za cíl zlepšit diagram výroby FVE z pohledu distributora, potažmo provozovatele přenosové soustavy.

Ideálním řešením by bylo přesunout maximum elektřiny vyrobené z FVE z denní produkce do ranních či večerních špiček. Toto řešení by bylo v podobě lithiových baterií extrémně nákladné a tak nebude uvažováno. Další možností je zajištění vyrovnání diagramu, který by z paraboly vytvořil obdélník, či lépe lichoběžník, který by neměl kolmé náběžné hrany a který by garantoval konstantní objem elektrické energie dodané do sítě v průběhu dne.

Tento model, kdy byl požadován obdélníkový průběh dodávky výkonu po čas od 8:00 do 18:00, byl například součástí zadávací dokumentace pro aukce na elektřinu z OZE, která proběhla loni v Chile [42] a kde došlo k vysoutěžení nejnižších historických cen pro FVE a to 29,1 USD/MWh. [43]

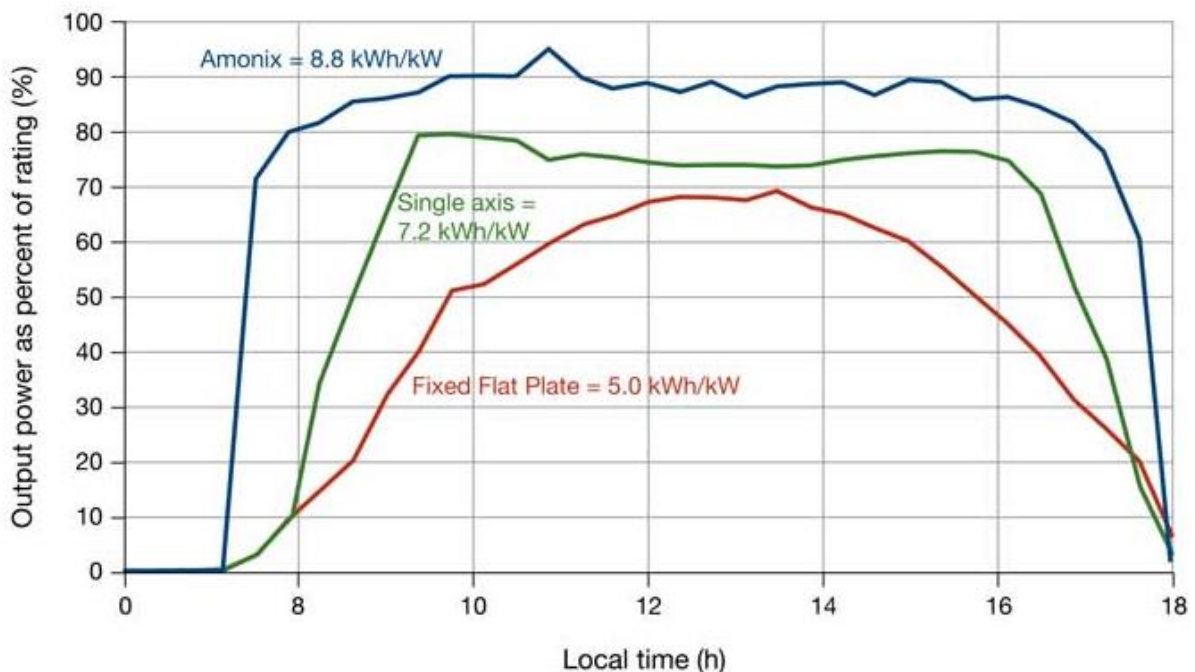
5.2.1. Předpoklady

V jednotlivé dny se sice celková vyprodukovaná energie mění, ovšem lze uvažovat zastropování výkonu, který elektrárna dodává v čase cca 2 hod. po východu slunce a další nárůst výkonu směřovat do akumulace. Po době špičky, která nastává okolo 13 - 14 hodiny, a opětovnému poklesu výroby na zafixovanou hodnotu dojde k dodávání elektřiny do soustavy z baterie a to neustále při stejné velikosti výkonu. Absolutní hodnota výkonu není sice dopředu známa, ale jakmile

je zafixována, tak je jistota jejího dodávání po dobu několika hodin (v závislosti na počasí). Konec denní produkce FVE je možno přesně regulovat a snižovat díky baterií a tím plynule zapnout jiný zdroj, který převezme zátěž.

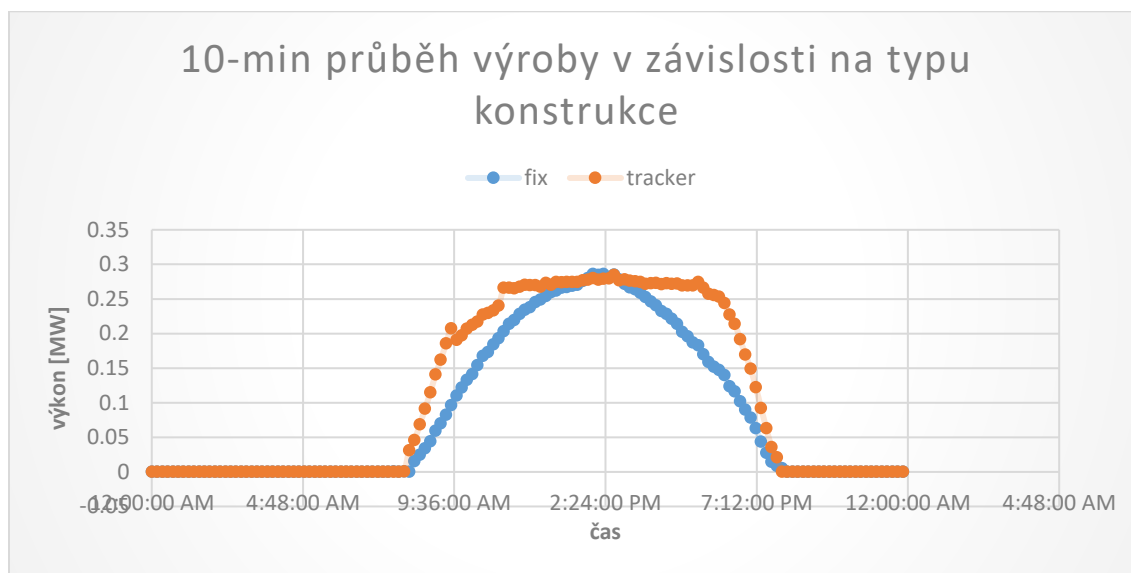
Důležitým faktorem v této variantě je samozřejmě kromě výchylek cen během dne také typ konstrukce samotné fotovoltaické elektrárny. V závislosti na konstrukci je dán nejen špičkový výkon elektrárny, ale průběh její výroby v průběhu dne. V následujícím grafu jsou ukázány 3 typy možného provedení.

První je pevná konstrukce, kde jsou panely natočeny pod jedním konstantním úhlem, který se během dne nemění. U tohoto typu lze výrobu charakterizovat parabolou. Tento způsob se užívá na střešní instalace a užíval se dříve kvůli nižším instalačním nákladům a jednoduššímu provedení. Druhý typ je jednoosý tracker. Většinou se jedná o vodorovnou osu, která tvoří základ konstrukce, takzvaného stolu. Na této pohyblivé ose jsou upevněny panely. Ty se tedy v průběhu natáčejí od východu na západ dle trajektorie slunce. Poslední možností jsou dvojosé trackery, takzvané slunečnice. Ty se naklápějí nejen na ose východ-západ, ale i na ose sever-jih. Takto se dosáhne ještě lepšího úhlu dopadu slunečního záření a zvýší se tak jeho výtěžnost.



Obrázek 19: Porovnání výroby dle typu konstrukce, zdroj Solarprofessionals.com

Všeobecně lze tedy říci, že náběžná hrana trackerů je mnohem ostřejší, než v případě fixních konstrukcí. V realitě ovšem může docházet k situacím, kdy ve špičce fixní konstrukce bude vyrábět více než tracker. Je to dáno tím, že tracker musí zpravidla být umístěn na rovině s minimálním sklonem a tak během polední špičky se vhodně nakloněná fixní konstrukce nachází v lepší situaci než trackovací systém umístěný na rovině. Situace lze vidět na následujícím obrázku, kde je zachycena situace části elektrárny, která má stejný instalovaný výkon v fixní a trackerové části s tím, že trackery se nacházejí na rovině.



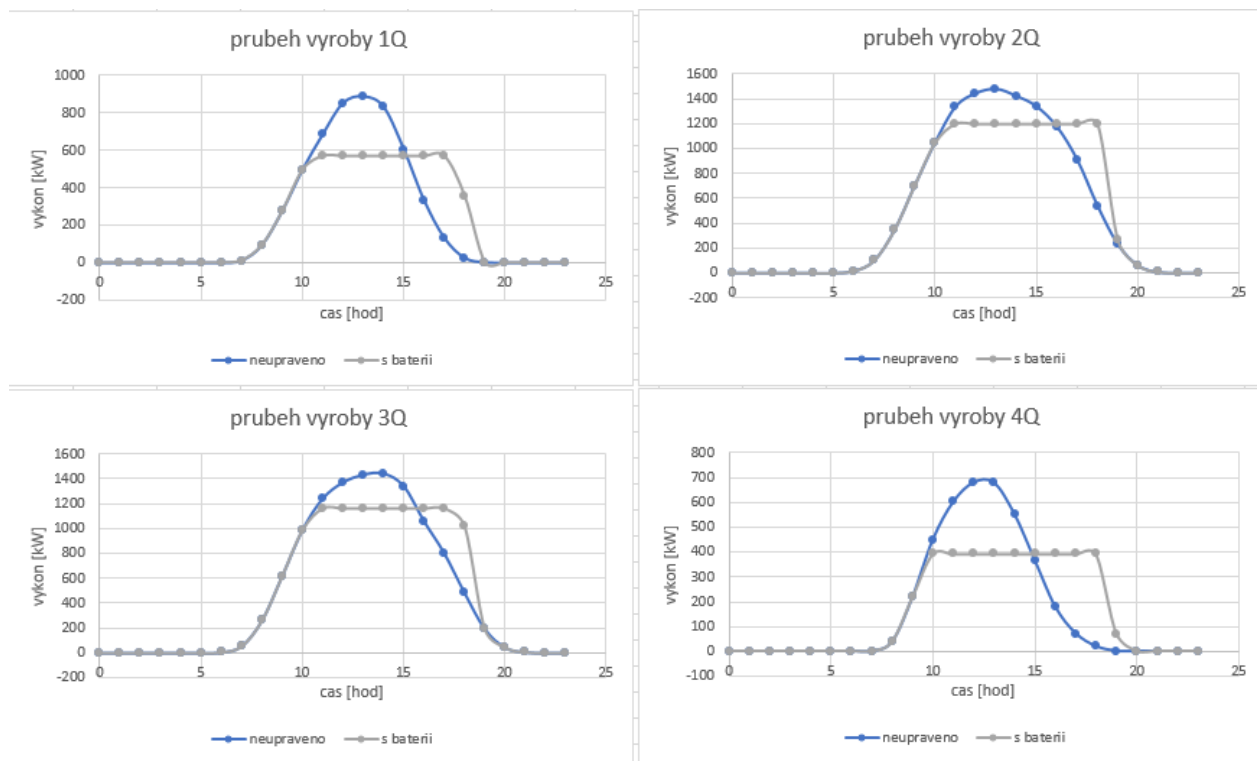
Obrázek 20: Reálná data o výrobě, dle typu konstrukce, zdroj: SOLEK. s.r.o.

V ČR je většina instalací provedena s pevnou nepohyblivou konstrukcí a také data o výrobě (které jsem obdržel o nejmenované české výrobě) tomu svým průběhem nasvědčují. Dále tedy bude provedena modelace zlepšení průběhu pro 4 dny během roku při předpokladu fixní konstrukce. Bude se jednat o průměrné hodnoty pro každé čtvrtletí. Průběhy tedy budou charakterem podobné, nicméně se budou lišit velikostí poměrem dodané a uložené energie. V zimních měsících při nižším osvitu bude možné více energie skladovat a tudíž tak zlepšit zatížení sítě.

V následující části byla vzata data o výrobě FVE s fixní konstrukcí a o instalovaném výkonu 2,6 MW. Takovýto typ FVE je v ČR poměrně běžný. Dále bude uvažováno, že elektrárna nedosáhla na systém podpor, případně z něj byla vyloučena, a tedy funguje na bázi tržních cen na denním trhu. V případě vyrovnávání produkce elektřiny nejsou zapotřebí žádné další velké administrativní zásahy. Baterie je uvažována s menším výkonem než je instalovaný výkon výroby, tudíž nedojde ke změně rezervovaného příkonu a výkonu na straně distributora. Výchozí uvažovaná kapacita použitá pro

regulaci je 1 MWh. Aby baterie vydržela uvažovanou dobu životnosti kolem 3000 cyklů, nesmí docházet k jejímu úplnému vybití. Baterie tedy bude mít kapacitu 1,5 MWh, za spodní hranici vybití bude uvažována 0,5 MWh. Hloubka vybití se tímto sníží a zvýší se doba životnosti. Ovšem za cenu vyšších investičních nákladů. Kromě bateriového systému se předpokládá, že vlastník elektrárny má již splněny veškeré legislativní kroky s provozováním FVE a tedy nevzniknou žádné další náklady. Opět jako v první variantě i zde je cena bateriového systému určena cenou za kapacitu dle předpovědi agentury Bloomberg a dále je uvažována částka 1,5 mil Kč za zapojení, software a další náležitosti.

Průběhy jsou zpracovány jako typické průměrné dny pro každé čtvrtletí. Vyšší interval rozlišení může být předmětem dalšího zkoumání, nicméně pro účely této práce je tento vzorkovací krok dostatečný.



Obrázek 21: Uvažované vyrovnání výroby pro jednotlivé typické dny pro každé roční období

Jak je vidět z grafů, tak se absolutní čísla výroby v průběhu roku mění velmi výrazně. V létě výroba ve špičce dosahuje téměř dvojnásobku špičkové výroby v zimě. Toto se pak projeví na průběhu šedého grafu, který znázorňuje průběh dodané elektřiny do sítě s použitím akumulátoru. Ten má stále

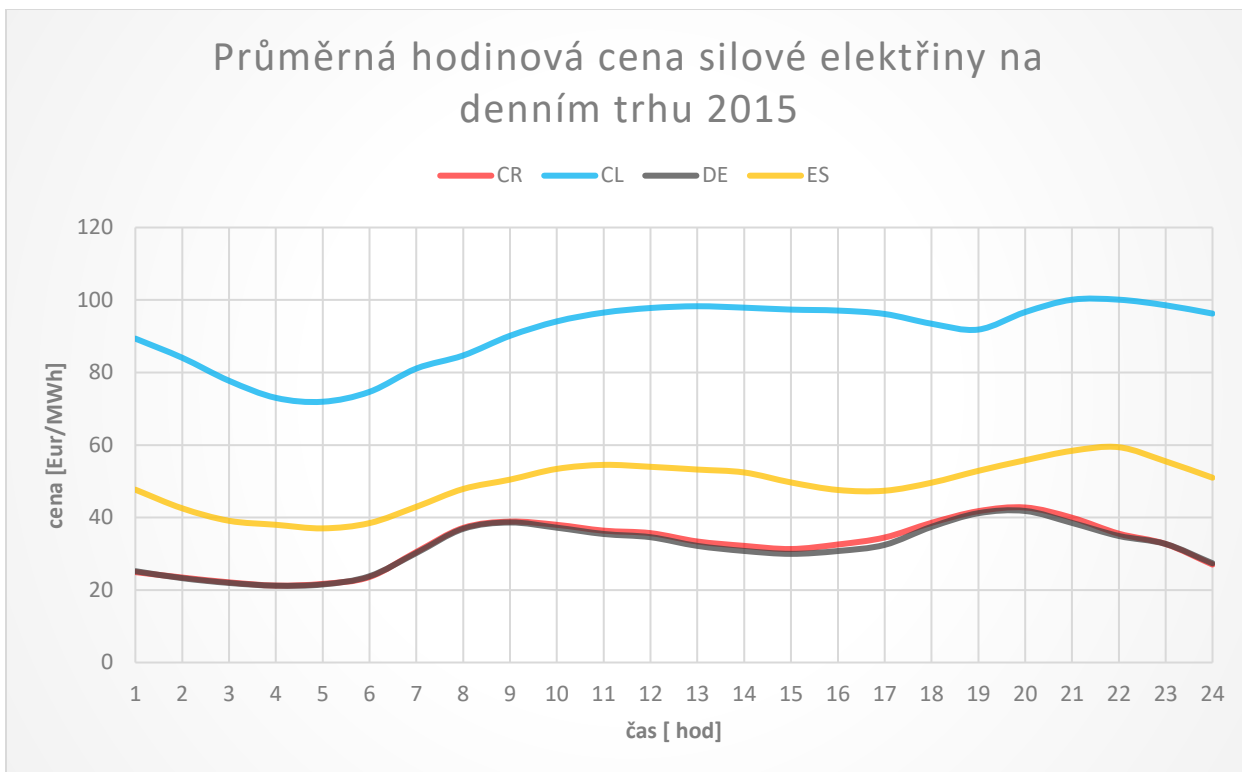
stejnou kapacitu a tedy pokud je cílem jeho nasazení rovnoběžníkový průběh, tak v zimě bude dodávka nižší, nicméně v delším časovém horizontu, než v letní dny.

Z grafu je patrné, že ačkoli nebyl použit žádný složitý algoritmus pro nabíjení a vybíjení baterie, tak náběžná hrana výkonu probíhá plynule v rozmezí několika hodin a není nutné ji významněji regulovat. Sestupná hrana taktéž je rozložena minimálně do dvou hodin a tedy se dá nastavit postupné vybíjení z baterie, aby průběh byl co nejplynulejší a předvídatelný. Pokud ovšem dojde například k prudké změně počasí před dobou aktivací baterie, pak stabilita nebude zajištěna. Tento model je spíše orientační, aby bylo ukázáno a ekonomicky dokázáno, jak by vypadal business model daného projektu.

Jedním ze stěžejních aspektů této varianty je ekonomické zhodnocení projektu. Z technického hlediska dochází k vyrovnání produkce, její lepší predikovatelnosti a jejího řízení. Toto řešení má ovšem svoji cenu. Za každý takto provedený cyklus výrobce zaplatí či obdrží určitý obnos. Stejně jako pro produkci, byla pro každé čtvrtletí zpracována průměrná cena elektřiny na denním trhu, která vychází z historických dat OTE. Byl i naceněn rozdíl, kolik by vyrovnání produkce vyneslo či stálo v porovnání s výchozí situací, tedy s neupraveným průběhem produkce FVE.

Až na jeden kvartál byl denní cyklus ziskový. Nejziskovější bylo zimní období, kdy by výrobce za rozložení výroby získal 6€/den. V průběhu celého roku se takto získá 812 €. Je tedy nasnadě říci, že nezávislý výrobce elektřiny z FVE nebude mít žádný zájem na instalaci daného zařízení. Ovšem lze dopočítat, za jakých podmínek by projekt pro něho mohl být zajímavý. Kdo má zájem na vyrovnaném diagramu je ČEPS, či distributor. Tedy pokud by z této strany plynula výrobci kompenzace, pak je možné o projektu uvažovat.

Bude tedy uvažováno, že výrobce stojí o diskont 7 % a že životnost baterie je dána hloubkou vybíjení. Předpoklad bude životnost 10 let při frekvenci 1 cyklus/den. Pro napočítanou skladovanou kapacitu 1 MWh bude tedy potřeba instalovat 1,5 MWh. Ceny elektřiny jsou vzaty z historických denních cen za rok 2015 ze stránek OTE. Stejně jako pro průběhy výroby typických dnů v jednotlivé čtvrtletí, tak i pro ceny byla vytvořena průměrná cena pro každé období. Zajímavé je srovnání cen elektřiny v různých zemích. Pro přehled následující tabulka:



Obrázek 22: Cena silové elektřiny na denním trhu, rok 2015

Pro srovnání bylo přidáno i Německo (DE), Španělsko (ES) a Chile (CL), které také má úplně jiné výchozí podmínky než ostatní státy. Z grafu je patrné, že cena elektřiny v ČR a Německu je téměř shodná. To je dobrý předpoklad pro plánované sjednocení trhů v rámci market coupling. Nicméně Španělsko se díky nízké propojenosti s ostatními státy EU drží v jiných cenových hladinách.

Z daného diagramu lze tedy předpokládat, že v případě ČR je největší rozdíl cen elektřiny pro minimum v nočních hodinách od cca půlnoci do 6 a nejvyšší cena kulminuje okolo 19 - 20 hodiny. Rozdíl cen v rámci jednoho dne se v průměru pohybuje pro ČR 21,5 €/MWh. Pokud by bateriový systém byl provozován co nejvíce ekonomicky, tak by mohl utržit tuto částku za každý nabíjecí cyklus.

Dle zákona o daních z příjmů (zákon 586 1992Sb) [45], patří akumulátory, primární články a baterie do druhé odpisové skupiny. Baterie tedy bude účetně odepisována 5 let.

5.2.2. Výpočet a citlivostní analýzy

Z výpočtu vyšlo, že NPV projektu je **-18.7 mil. Kč**, pokud bude uvažováno progresivní odpisování. Aby projekt byl životaschopný, bylo by nutné ocenit jeho přínos pro distributora částkou **2,6 mil. Kč ročně**. Pak by se projekt dostal na hodnotu NPV=0 a byl by doporučen k provedení.

Pro bližší zkoumání budou provedeny citlivostní analýzy. Nejprve byla sestavena tabulka parametrů, které mohou mít na velikost NPV vliv. Poté byl každý z těchto parametrů změněn o 10 %, aby byla zjištěna jeho relevantnost na velikosti výsledné čisté současné hodnoty projektu.

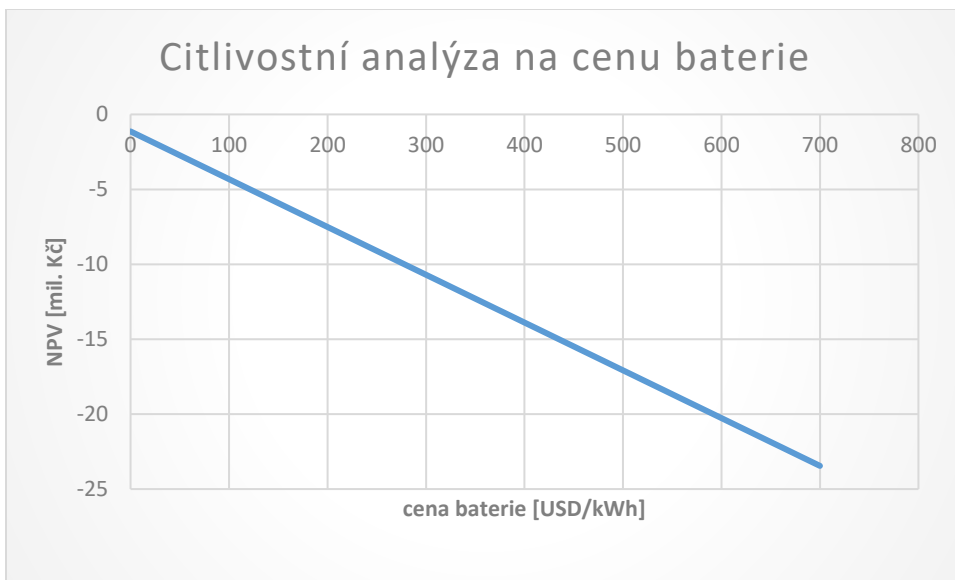
Tabulka 16: Vliv vstupních parametrů na změny NPV

parametr	změna NPV [%]
změna diskontu	0.01%
změna příjmů za prodej elektřiny	0.07%
změna ceny baterie	10.07%
změna provozních nákladů	0.9%
změna výše daní	1.9%
druh odpisování	0.8%

Z tabulky vyplývá, že největší vliv má pořizovací cena baterie. Dále změna výše daní a poté také výše provozních nákladů a druh odpisování. Zanedbatelný vliv tvoří změna příjmů za prodej elektřiny a změna diskontu. Citlivostní analýza tedy bude provedena jen na první 2 uvedené parametry. Vliv změny kurzu není uvažován. Cena baterií je sice uváděna v USD a samotný výpočet je proveden v eurech, nicméně je uvažováno, že v případě realizace projektu by investice a veškeré transakce probíhaly v korunách.

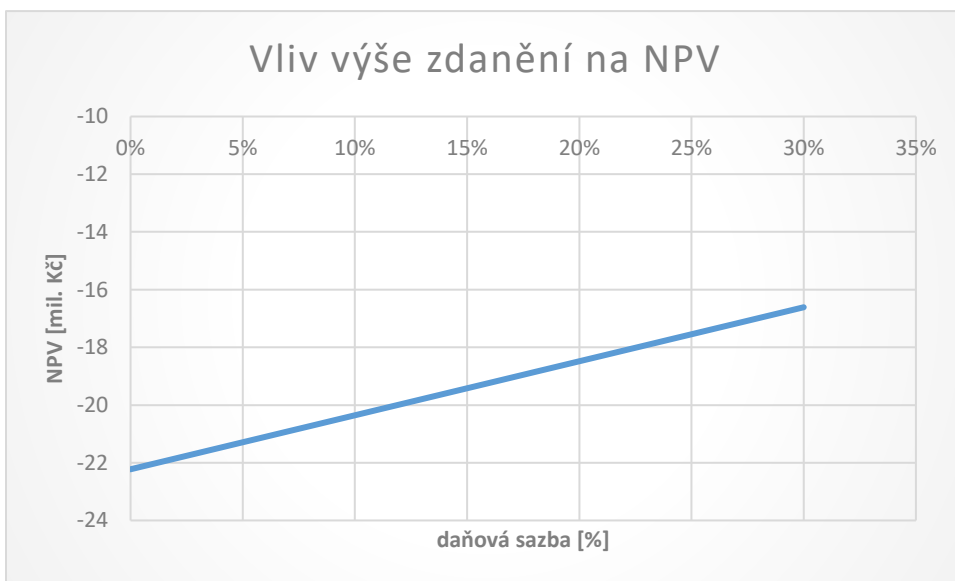
Z důvodů marginálního významu příjmů za prodej elektřiny byly zcela ignorovány ztráty energie při transformaci a při uložení energie v bateriích. Za 10 let životnosti se při dané vybíjecí charakteristice nepředpokládá pokles účinnosti baterií pod 80 % nominální hodnoty a technické ztráty se pohybují v jednotkách procent.

Na konci životnosti projektu se uvažuje odprodej zařízení za 20 % pořizovací ceny. Dále je uvažována inflace ve výši 2 % (dle cílů ČNB) a meziroční růst cen energií o 3 %. Tyto dva faktory ovšem ve výpočtu hrají marginální roli a bylo by možno je zanedbat.



Obrázek 23 Závislost NPV na ceně baterie

Opět, stejně jako u předešlého modelu, je jedním z nejdůležitějších faktorů pořizovací cena baterií. V tomto případě ovšem lze vyčíst, že model nebude rentabilní ani při nulové ceně elektřiny. Tedy, jediná možnost je buď platba od distributora, či spoléhání na scénář, že s rostoucím podílem OZE v síti bude docházet stále k častějším výchytkám cen elektřiny a že tyto cenové rozdíly budou takové, že pokryjí investici do baterií.



Obrázek 24 Závislost NPV na výši zdanění

Už v tabulce relevantnosti vstupních parametrů bylo zřejmé, že vliv daní bude hrát v tomto případě marginální roli. Z grafu lze odečíst, jak přesně tento vliv vypadá v absolutních číslech. Tedy

při nulové daňové sazbě má projekt NPV=-22 mil. Kč a se zvyšováním míry zdanění až na úroveň 30 % stoupá NPV na hodnotu -16,5 mil. Kč. To je dáno uplatněním daňového štítu.

Dílčí závěr model 2

Z provedených citlivostních analýz vyplývá, že projekt za současných podmínek nelze doporučit k realizaci. V této formě nebude zlepšování kvality elektřiny v síti možné bez zapojení distributora. I při nulové ceně baterií, které jsou nejdůležitějším vstupním parametrem modelu, totiž model nedává ekonomický smysl. Bylo tedy naceněno, kolik by musel za současných podmínek distributor platit za vyrovnání výroby z FVE. Tato částka byla stanovena na 2,6 mil. Kč/ročně.

6. Shrnutí a závěr

V práci se zabývám možností použití baterií v energetice. Za tímto účelem jsou spočítány dva rozdílné modely a jeden z modelů je rozdělen na dvě varianty. Model 1 se zabývá použitím baterií pro potřeby primární regulace frekvence sítě. Model 2 ukazuje možnost využití baterií pro vyrovnání výroby z FVE. Výsledky jsou tyto:

Model 1 varianta 1 - použití baterií pro PR.

První varianta uvažuje omezenou spoluprací s externím zdrojem. Regulační energii nebude možné získat z externího zdroje. Baterie tedy musí být dostatečně nadimenzované – při instalovaném výkonu bateriového systému 3 MW je minimálně nutná kapacita 2x5,5 MWh. V této variantě vyjde záporné NPV projektu NPV = - 69,1 mil. Kč. Nejslabší stránkou varianty je pořizovací cena baterií. Citlivostní analýza ukázala, že projekt bude konkurenceschopný při ceně baterií 250 USD/kWh.

Model 1 varianta 2 – použití baterií pro PR.

Druhá varianta uvažuje oproti variantě 1 rozšířenou spoluprací s externím zdrojem. Tedy že bude možné regulační energii v omezeném objemu získat z externího zdroje. Tento zdroj může být konvenční či podniková kogenerační jednotka a jeho využití má za následek snížení nutné kapacity baterií. Možnost využití zdroje do výše 2 MW po dobu několika desítek hodin/rok znamená snížení potřebné kapacity baterií na 2x1,5 MWh. Poté vychází pro osmiletý projekt ukazatel NPV = 14,5 mil. Kč. Oproti první variantě, je zde nejslabším faktorem projektu výše vysoutěžené ceny PR. Pokud tato cena klesne z nynějších 670 Kč/MW*h pod úroveň 520 Kč/MW*h, tak projekt není

konkurenceschopný. Dalším velmi důležitým faktorem je stanovení správné míry diskontu. Pro rizikovost projektu bylo uvažováno 12 %, ovšem projekt dává ekonomický smysl až do výše diskontní míry ve výši 20 %.

Model 2 - vyrovnání křivky výroby FVE pomocí baterií.

Pro vyrovnání výroby FVE o instalovaném výkonu necelých 3 MW bylo uvažováno s baterií o kapacitě 1,5 MWh. NPV 10 letého projektu vychází NPV = -18,8 mil. Kč. Aby projekt byl doporučen k realizaci, tak přínos ve formě vyrovnání produkce elektřiny by pro distributora musel být ve výši 2,6 mil. Kč ročně. Bez změny legislativních podmínek či podmínek na trhu nelze tedy v blízké době očekávat, že by tento model byl aplikován masověji.

V druhém modelu bylo ověřeno, že za stávajících podmínek nemá vyrovnávání výrobního diagramu z FVE žádný ekonomický smysl. Na jednoduchém modelu bylo ověřeno, kolik musí být distributor ochoten zaplatit za vyrovnání výroby o instalovaném výkonu cca 3 MW FVE, aby případný investor do projektu vložil své peníze. Tato částka byla vyčíslena na 2,6 mil. Kč ročně.

Nejrelevantnějšími vstupy obou modelů jsou cena baterií a v případě prvního modelu i výše ceny PR a míra diskontu.

První model pracuje s předpokladem, že baterie mohou poskytovat službu PR, což v současnosti nelze. Při otevření trhu PR bateriím lze očekávat snížení cen PR v důsledku konkurence. Toto je pozitivní dopad pro vypisovatele aukce – firmy ČEPS a možný motiv Kodexu přenosové soustavy tak, aby baterie mohly PR poskytovat. Baterie mohou také reagovat na požadavky regulace rychleji než současné zdroje poskytující PR, což znamená zlepšování kvality elektřiny.

V případě umožnění vstupu baterií na trh PR je doporučeno zpřísnit podmínky pro udělování certifikací. A to například formou požadavku na testování baterií pomocí simulačního programu, podobnému v této práci. Tento program by po vložení parametrů o baterii simuloval průběh frekvence a schopnost baterie dostát požadavkům na poskytování PR. Pouze částečná úprava legislativy, bez aktualizace nových podmínek testování zdrojů pro poskytování PR by mohla vést k situaci, kdy by byl certifikován a vybrán nespolehlivý zdroj nevhodný pro PR.

Zdroje

[1] Evropská komise,[online] [cited: 15 leden 2017] <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>

[2] Statistický úřad Eurostat ,[online] [cited: 15 leden 2017] http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=t2020_31

[3] MPO, Národní akční plan České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů, prosinec 2015,[online] [cited: 15 leden 2017] <http://www.mpo.cz/assets/dokumenty/54909/62718/649151/priloha001.pdf>

[4] Roční zpráva o provozu ES ČR pro rok 2015, ERÚ [online] 2016 [cited: 15 leden 2017] <http://www.eru.cz/cs/elektrina/statistika-a-sledovani-kvality/rocni-zpravy-o-provozu>

[5] OTE, Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem v ČR v roce 2015, [online] 2016 [cited: 15 únor 2017] <http://www.ote-cr.cz/o-spolecnosti/soubory-vyrocní-zprava-ote/rocni-zprava-2015.pdf>

[6] ERÚ, Energetický regulační Věstník, 12/2016, [online] 2016 [cited: 15 leden 2017] http://www.eru.cz/documents/10540/2041142/ERV_12_2016/058c6730-a61f-4606-a51b-e72ada54c052

[7] Předpis č.165/2012 Sb, [online] 2016 [cited: 15 leden 2017] <http://www.podnikatel.cz/zakony/zakon-o-podporovanych-zdrojich-energie-a-o-zmene-nekterych-zakonu/f4721189/>

[8] Zákon 261/2007, část 47, paragraf 8, [cited: 15 leden 2017], <http://www.podnikatel.cz/zakony/zakon-c-261-2007-sb-o-stabilizaci-verejnych-rozpoctu/f3812800/>

[9] European Commision,website, [online] 2016 [cited: 15 únor 2017] <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2030-energy-strategy>

[10] Ministerstvo průmysl a obchodu, Aktualizovaná státní energetická koncepce, [online] 2016 [cited: 15 leden 2017] <http://www.mpo.cz/assets/cz/2012/11/ASEK.pdf>

[11] CEER, 6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply 2016 [online] 2016 [cited: 29 listopad 2016] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME

[12] ČEPS, tisková zpráva o tranzitu energie, [online] 5.2.2016 [cited: 29 listopad 2016] <http://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Stranky/P%C5%99enosovou-soustavou-tranzitovalo-vloni-rekordn%C3%AD-mno%C5%BEstv%C3%AD-elekt%C5%99iny.aspx>

[13] ČEPS, tisková zpráva o PST transformátorech [online] 17.1.2017 [cited: 2 únor 2017] <https://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Stranky/Nov%C3%A9-%C4%8Desk%C3%A9-PST-transform%C3%A1tory-reguluj%C3%AD-toky-elektrick%C3%A9-energie-z-N%C4%9Bmecka.aspx>

- [14] Cimbolínek, Švec, Přednášky k předmětu AOB15PES, [online] 2016 [cited: 1 prosinec 2016] <https://www.powerwiki.cz/wiki/APES>
- [15] Eurostat – evropský statistický úřad [online] 2016 [cited: 1 prosinec 2016] [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Proportion_of_electricity_generated_from_renewable_sources,_2014_\(%25_of_gross_electricity_consumption\)_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Proportion_of_electricity_generated_from_renewable_sources,_2014_(%25_of_gross_electricity_consumption)_YB16.png)
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie AG Energiebilanzen, [online] 8/2016 [cited 3 prosinec 2016] <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/B/bruttostromerzeugung-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [17] Roční zpráva o provozu ES 2015, ERU, [online] 2016 [cited 3 prosinec 2016] http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2015.pdf/3769f65b-3789-4e93-be00-f84416e1ca03
- [18] Ulbig, Borsche, Andersson, Analyzing rotational inertia, grid topology and their role for power system stability, ETH, [online] 2016 [cited 5 prosinec 2016] https://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/IFAC_GridInertia_2015_PublicPSL.pdf
- [19] Ulbig,Borsche,Andersson, Impact of low rotational inertia on power system stability and operation, published in IFAC World Congress 2014 [online] 2014 [cited 3 prosinec 2016] <https://arxiv.org/abs/1312.6435>
- [20] ČEPS, pravidla provozování přenosové soustavy, kodex přenosové soustavy část 2 [cited 3 prosinec 2016] www.ceps.cz
- [21] ENTSO-E, Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of continental Europe, [online] 2016 [cited 3 prosinec 2016] https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf
- [22] Nařízení komise (EU) 2016/631 ze dne 14.4.2016 kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě, [online] 2016 [cited 4 prosinec 2016] http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:JOL_2016_112_R_0001
- [23] Roční zpráva o provozu ES ČR pro rok 2015, ERÚ [online] 2016 [cited: 15 leden 2017] <http://www.eru.cz/cs/elektrina/statistika-a-sledovani-kvality/rocnizpravy-o-provozu>
- [24] ČEPS, Plán rozvoje přenosové soustavy České republiky 2016 – 2025, [online] 2017 [cited 14 unora 2017] http://www.wazure.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Technicka-infrastruktura/Documents/Rozvoj%20PS/PI%3%A1n%20rozvoje%20p%C5%99enosov%C3%A9%20soustavy%20C4%8Cesk%C3%A9%20republiky%202016%20-%202025_final.pdf
- [25] MPO, Aktualizovaná státní energetická koncepce, [online] 2015 [cited 14 prosinec 2016] <http://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52826/60155/632395/priloha004.pdf>
- [26] MPO, Národní akční plan pro SG, [online] 2016 [cited 16 prosinec 2016] <http://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52353/60358/633373/priloha003.pdf>
- [27] ERÚ, energetický regulační věstník, 12/2016, cenové rozhodnutí, [online] 2016 [cited 15 leden 2017] http://www.eru.cz/documents/10540/2041142/ERV_12_2016/058c6730-a61f-4606-a51b-e72ada54c052

- [28] MPO, Nová zelená úsporám, podmínky oblasti podpory C [online] 2016 [cited 14 leden 2017] <http://www.novazelenausporam.cz/podminky-oblasti-podpory-c-3-vyzva/>
- [29] ČEPS, Kodexu přenosové soustavy část II. online 2016 [cited 14 únor 2017] <http://www.ceps.cz/cze/data/legislativa/kodex/Stranky/default.aspx>
- [30] STEAG Energy Services GmbH, tisková zpráva 14/10/2016 online [cited 14 únor 2017] http://www.steag-energyservices.com/es_presse_detail+M5666fe41c7a.html
- [31] ENTSO Policy1: Load-Frequency control and performance online 2017 [cited: 14 brezen 2017] https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf
- [32] Dohoda o podmínkách nákupu a poskytování PpS v letech 2016 až 2018, online [cited 14 březem 2017] http://www.gamainvestment.cz/res/WLA.FrontEnd/docs/DohodaCEPS_2016_2018.pdf
- [33] ERÚ, Metodický pokyn pro žádost o udělení, změnu či zrušení licence, online [cited 15 duben 2017] <https://www.eru.cz/licence/informace-pro-zadatele>
- [34] MPO vyhláška o státní autorizaci na výstavbu výroby elektřiny. online 2016 [cited 14 únor 2017], <http://www.mpo.cz/assets/dokumenty/47348/53426/594134/priloha007.pdf>
- [35] MPO vyhláška o státní autorizaci na výstavbu výroby elektřiny. online 2016 [cited 14 únor 2017], <http://www.mpo.cz/assets/dokumenty/47348/53426/594134/priloha007.pdf>
- [36] MPO, pokyny k žádosti o autorizaci, online 2016 [cited 14 únor 2017] <http://www.mpo.cz/assets/dokumenty/47348/53426/594136/priloha005.pdf>
- [37] ERÚ Doklady výrobců elektřiny s instalovaným výkonem nad 200 kW. online 2016 [cited 14 únor 2017] <https://www.eru.cz/documents/10540/1936594/Seznam+dokument%C5%AF%20-%20v%C3%BDroba+elekt%C5%99iny+nad+200+kW.pdf/c09f01f2-4894-4974-8bae-01e150c5d359>
- [38] ERÚ, Metodika pro udělování licencí v energetických odvětví, online 2016 [cited 14 únor 2017] https://www.eru.cz/documents/10540/741510/Metodik%C3%BD%20n%C3%A1vod+pro+ve%C5%99ejnost+2016_v5.pdf/6905f146-0b2b-4e78-b748-10ccab991033
- [39] ERÚ, Metodika pro udělování licencí v energetických odvětví, online 2016 [cited 14 únor 2017] https://www.eru.cz/documents/10540/741510/Metodik%C3%BD%20n%C3%A1vod+pro+ve%C5%99ejnost+2016_v5.pdf/6905f146-0b2b-4e78-b748-10ccab991033
- [40] ERÚ, příloha č.8 k vyhlášce č.16/2016 Sb, online 2016 [cited 14 únor 2017] <https://www.eru.cz/documents/10540/463080/P%C5%99%C3%ADloha+8+vyhl+o+p%C5%99ipojen%C3%AD/2d91ce4e-42eb-460e-982e-6dc220c607d1>
- [41] OTE, statistika ceny s elektřinou rok 2015 online 2016 [cited 14 únor 2017] ote-cr.cz
- [42] Comision Nacional de Energia, Resolucion exenta N°652, str 23-25, online 2016 [cited 14 únor 2017] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Res-Ex-CNE-652-Modifica-Bases-Licitaci%C3%B3n-2015-01.pdf>

[43] Ministerio de energía y minería, Historica licitacion de suministro electrico online 2016 [cited 14 únor 2017]
<http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/historica-licitacion-de-0>

[44] Zákon o daních z příjmů č.586/1992 Sb, příloha č.1, dostupné např. online [cited 14 únor 2017]
<http://zakony.kurzy.cz/586-1992-zakon-o-danich-z-prijmu/>

Přílohy

Výpočet NPV model 1, první varianta

položky, vstupní faktory		
cena baterie	550	USD/kWh
kurz	25	Kč/USD
kapacita	11	MWh
povoleni, trafo, certifikace	0.4	mil Kč
oprava v roce 4	10%	poměr vyměněných článků
hodnota baterií na konci Tž	20%	z pořizovací ceny
prijmy za PR	17.69	mil. Kč
vysoutežená cena 2017	673	Kč/MW*h
meziroční pokles cen PR	5%	
dan	19%	
diskont	1.12	12%
OPEX	1.5%	
růst provozních nákladů o inflaci	2%	
Investiční náklady		
inv. Nákl. instalace baterie a soft	1.5	mil. Kč
inv. Náklady invertor	1.5	mil. Kč
inv. náklady trafo	3.5	mil. Kč
inv. Náklady připojení	2.4	mil. Kč
inv. nákl. baterie	151.25	mil. Kč
inv. Náklady ostatní	0.4	mil. Kč

lineární odpisy									
rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8
investice		160.6							
vymena casti modulu									
zostatkova hodnota						-15.0	-2.3	-2.3	-2.3
odpisy baterie	-152.8		16.8	34.0	34.0	34.0	34.0		31.5
odpisy trafo+inventory	-5.0	0.3	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
časove rozlíšení nákladů na připojení	-2.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
příjmy		17.7	16.8	16.0	16.0	15.2	14.4	13.7	13.0
provozní výdaje		2.4	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7
EBIT		2.7	-15.6	-16.3	-17.1	-17.9	-15.5	-14.8	-44.7
dane		-0.5	3.0	3.1	3.2	3.4	-2.9	-2.8	-8.5
CF	-160.6	19.6	22.2	21.6	5.9	18.1	11.1	10.6	35.8
DCF	-160.6	17.5	17.7	15.4	3.8	10.3	5.6	4.8	14.5
NPV		-71.1							
zrychlené odpisy									
rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8
investice		160.6							
vymena casti modulu									
zostatkova hodnota									
odpisy baterie	-152.8		30.6	60.4	40.2	20.1	0.0		
odpisy trafo+inventor	-5.0	0.5	1.0	0.9	0.9	0.8	0.6	0.5	0.4
časove rozlíšení nákl. na připojení	-2.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
příjmy		17.7	16.8	16.0	16.0	15.2	14.4	13.7	13.0
provozní výdaje		2.4	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7
EBIT		-11.3	-42.4	-22.9	-22.9	-3.4	16.1	15.5	15.0
dane		2.1	8.1	4.4	4.4	0.7	-3.1	-3.0	-2.9
CF	-160.6	22.2	27.3	22.8	3.3	11.7	11.1	10.6	35.6
DCF	-160.6	19.9	21.8	16.2	2.1	6.6	5.6	4.8	14.4
NPV		-69.1							

Výpočet NPV model 1, druhá varianta

Vstupní parametry	Sloupec1	Sloupec2
cena baterie	550	USD/kWh
kurz	25	Kc/USD
kapacita	3	MWh
povoleni, trafo, certifikace	0.4	mil Kč
oprava v roce 4	20%	z původních článků
hodnota baterií na konci Tž	20%	z pořizovací ceny
prijmy za PR	17.69	mil. Kč
vysoutežená cena 2017	673	Kč/MW*h
meziročni pokles cen PR	5%	
dan	19%	
diskont	1.12	0.12
OPEX	1.5%	
růst provozních nákladů o inflaci	2%	
kompence externímu dodavateli	0.5	mil. Kč
Investiční Náklady		
inv. náklady instalace baterie a software	1.5	mil Kč
inv. náklady invertor	1.5	mil. Kč
inv. náklady trafo	3.5	mil Kč
inv. Náklady připojení	2.4	mil Kč
inv. nákl.baterie	42.75	mil Kč
inv. Náklady ostatní	0.4	mil Kč

lineární odpisy									
rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8
celkové investiční náklady		52.05							
výměna modulu						-8.45	-0.64	-0.64	-0.64
zůstatková hodnota									
odpisy baterie		-44.25	4.87	9.85	9.85	9.85	9.85		
odpisy trafo-invertor		-5.00	0.28	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
časové rozlišení nákladů na připojení		-2.40	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
příjmy			17.69	16.80	15.96	15.16	14.41	13.69	13.00
provozní výdaje			0.28	0.29	0.29	0.30	0.30	0.30	0.31
EBIT			12.52	6.42	5.58	4.79	4.03	3.16	2.49
dane			-2.38	-1.22	-1.06	-0.91	-0.77	-2.50	-2.37
CF		-52.05	15.59	15.87	15.19	6.10	13.30	10.85	10.30
DCF		-52.05	13.92	12.65	10.81	3.88	7.54	5.50	4.66
NPV		14.04							
zrychlené odpisy									
rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8
investice		52.05							
výměna modulu						-8.45	-0.64	-0.64	-0.64
zůstatková hodnota									
odpisy baterie		-44.25	8.85	16.95	11.30	5.65	0.00		
odpisy trafo-transformátor		-5.00	0.50	1.00	0.88	0.75	0.63	0.50	0.38
časové rozlišení nákl. na připojení		-2.40	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
příjmy			17.69	16.80	15.96	15.16	14.41	13.69	13.00
provozní výdaje			0.28	0.29	0.29	0.30	0.30	0.31	0.32
EBIT			8.32	-1.16	3.78	8.76	13.78	13.20	12.64
dane			-1.58	0.22	-0.72	-1.66	-2.62	-2.51	-2.40
CF		-52.05	16.39	17.31	15.54	5.35	11.45	10.85	10.27
DCF		-52.05	14.63	13.80	11.06	3.40	6.50	5.50	4.65
NPV		14.52							

Výpočet NPV model 2

Vstupní parametry	
cena baterie	550 USD/kWh
daň	19%
kurz USD	25 Kč/USD
kurz Eur	27 Kč/Eur
cena spuštění, software, kabelaž, instalace	1.5 mil. Kč
zůstatková cena baterií na konci životnosti	20% z investičních nákladů
diskont	7%
provozní náklady	1.5% z investičních nákladů
příjem roční za prodej na DT	812 EUR
kapacita baterií	1.5 MWh
inflace	2%
rust cen energií	3%

lineární odpisy												
rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
investice	22.13											4.43
příjem			0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
provozní náklady			-0.33	-0.34	-0.35	-0.35	-0.36	-0.37	-0.37	-0.38	-0.39	-0.40
odpisy			-2.43	-4.92	-4.92	-4.92	-4.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ušetřené daně	0.00		0.52	1.00	1.00	1.00	1.00	0.06	0.07	0.07	0.07	-0.77
CF	-22.13		0.21	0.68	0.67	0.67	0.66	-0.28	-0.28	-0.29	-0.29	3.29
DCF	-22.13		0.20	0.59	0.55	0.51	0.47	-0.18	-0.18	-0.17	-0.16	1.67
NPV	-18.8	mil.Kč										
RCF	2.68	mil. Kč										
zrychlené odpisy												
rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
investice	22.13											4.43
příjem			0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
provozní			-0.33	-0.34	-0.35	-0.35	-0.36	-0.37	-0.37	-0.38	-0.39	-0.40
odpisy			-4.43	-7.08	-5.31	-3.54	-1.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ušetřené daně	0.00		0.90	1.41	1.07	0.73	0.40	0.06	0.07	0.07	0.07	-0.77
CF	-22.13		0.59	1.09	0.75	0.41	0.07	-0.28	-0.28	-0.29	-0.29	3.29
DCF	-22.13		0.55	0.95	0.61	0.31	0.05	-0.18	-0.18	-0.17	-0.16	1.67
NPV	-18.7	mil Kč										
RCF	2.7	mil. Kč										