

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Novotný Jan

Studijní program: elektrotechnika, energetika a management
Obor: ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Dopad využívání OZE na elektrizační soustavu ČR

Pokyny pro vypracování:

- definice OZE a rozšíření jednotlivých typů OZE v ČR
- externality a vícenáklady spojené s výstavbou a provozem OZE
- vliv fotovoltaických elektráren na provoz distribučních soustav
- přeshraniční přetoky a jejich dopad na elektrizační soustavu ČR
- vyhodnocení vlivů využívání OZE na elektrizační soustavu

Seznam odborné literatury:

Podle pokynů vedoucího DP.

Vedoucí diplomové práce: Ing. Milan Kloubec – AZ Elektrostav, a.s.

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2014/2015



Doc.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof.Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 8.11.2013



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Dopad využívání OZE na elektrizační soustavu ČR

**Impact of Renewable Energy Sources utilization on the Electricity
Grid in the Czech Republic**

Diplomová práce

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

Vedoucí práce: Ing. Milan Kloubec

Bc. Jan Novotný

Praha 2014

Poděkování

Na tomto místě bych rád poděkoval vedoucímu diplomové práce panu Ing. Milanu Kloubcovi a vedoucímu individuálního projektu panu Ing. Rostislavu Krejcarovi za jejich cenné rady a připomínky k vypracování této diplomové práce. Také bych rád poděkoval panu Ing. Liboru Štefflovi ze společnosti ČEPS a. s., za jeho ochotu konzultovat se mnou danou problematiku.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě závěrečných prací.

V dne

podpis

Abstrakt

Tato práce se zaměřuje na analýzu dopadu zavádění obnovitelných zdrojů energie na elektrizační soustavu České republiky. Je zaměřena na vícenáklady a externality spojené s podporou a provozem fotovoltaických a větrných elektráren a další negativní dopady spojené s růstem celkového instalovaného výkonu těchto zdrojů. V práci je provedena predikce celkové výše těchto nákladů do roku 2033. Tyto náklady pramení z nepředvídatelné a kolísavé dodávky fotovoltaických a větrných zdrojů elektrické energie. V práci jsou uvedeny i dopady rozvoje obnovitelných zdrojů v sousedním Německu a dodatečné náklady, které vznikají nadměrným zatěžováním elektrizační soustavy České republiky vlivem tohoto rozvoje. Práce poukazuje na to, že v konečném důsledku nesou tyto náklady ve většině případů koneční spotřebitelé elektrické energie.

Klíčová slova:

Obnovitelné zdroje, fotovoltaika, větrné elektrárny, externality, vícenáklady, přenosová soustava

Abstract

This thesis focuses on the analysis of the impact of Renewable Energy Sources utilization on the electricity grid in the Czech Republic. Thesis is focused on the additional costs and externalities associated with the subsidy and operation of photovoltaic and wind power station and other negative impacts associated with the growth of the installed capacity of these sources. In this work is made a prediction of the total amount of such costs by the year 2033. These costs come from the unpredictable and fluctuating supply of solar and wind sources of electricity. This thesis also contains impacts of the development of the renewable energy sources in Germany, and additional costs incurred by excessive load of electricity grid of Czech Republic due to this development. The thesis points out that these additional costs and externalities in most cases pass on to end users of electricity.

Key words:

Renewable Energy Sources, photovoltaic and wind power station, externalities, additional costs, power grid

Obsah

1 Úvod	1
2 Definice obnovitelných zdrojů energie.....	2
3 Rozvoj obnovitelných zdrojů energie na území ČR	3
3.1 Potenciál VTE na území ČR	6
3.2 Potenciál FVE na území ČR	7
4 Elektrizací soustava	6
4.1 Centralizovaný model.....	10
4.1.1 Citlivost na mimořádné události	11
4.1.2 Závislost na dovozu primárních surovin	11
4.1.2 Změna celkové struktury zdrojů.....	11
4.2 Decentralizovaný model.....	11
4.3 Výhody a nevýhody OZE v energetické soustavě	12
5 Vývoj legislativy v oblasti OZE	14
5.1 Energetický zákon.....	14
5.2 Zákon o hospodaření energií.....	14
5.3 Zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů.....	14
5.4 Zákon o podporovaných zdrojích energie	16
5.5 Ukončení provozní podpory pro nové výroby elektřiny z OZE.....	19
5.6 Plánované změny v legislativě.....	19
6 Externality.....	20
6.1 Rozdělení externalit.....	21
6.2 Negativní a pozitivní externality.....	21
6.3 Peněžní externality.....	23
6.4 Reciproční externality.....	23
6.5 Externality v energetice.....	23
6.6 Externality ve spojení s OZE	24
7 Předpoklady a vstupy do modelu	25
7.1 Obecné předpoklady práce	25
7.2 Možné scénáře výroby z OZE.....	26
8 Přímá podpora.....	27
8.1 Další vstupní údaje do modelu	27
8.1.1 Výše zeleného bonusu a výkupní ceny	27
8.1.2 Cena silové elektřiny.....	28

8.1.3 Výrobu podporovaných instalací.....	29
8.1.4 Poměr zelených bonusů k výkupním cenám	29
8.2 Náklady na přímou podporu	29
9 Podpůrné služby	32
9.1 Predikce dodávky FVE a VTE.....	32
9.2 Vliv FVE a VTE na potřebnou velikost záloh	34
9.3 Druhy podpůrných služeb.....	35
9.4 Výpočet nákladů na dodatečné PpS z důvodů FVE a VTE	37
9.4.1 Minimalistický scénář	39
9.4.2 Střední scénář.....	40
9.4.3 Maximalistický scénář	42
10 Regulační energie	45
11 Vynucené investice.....	50
12 Mezinárodní propojení přenosových soustav	50
12.1 Přeshraniční toky mezi Českou republikou a Německem	55
13 Celkové náklady do roku 2033	57
14 Externí náklady FVE a VTE	58
15 Vyhodnocení vlivu FVE a VTE na elektrizační soustavu ČR.....	59
15.1 Systémové a lokální vlivy FVE a VTE na ES	60
15.1.1 Vliv na zařízení HDO	61
15.1.2 Flickr	61
15.1.3 Harmonické	62
15.1.4 Ostrovní provoz	62
15.2 Požadavky na chování VTE v ES	62
16 Nastínění možné budoucí integrace OZE do ES formou Smart Grids.....	64
17 Závěr	64
Zdroje	68
Příloha – schéma přenosové soustavy ČR	72

Seznam obrázků

Obrázek 1: Původ obnovitelných zdrojů energie; zdroj [1], vlastní tvorba	2
Obrázek 2: Prostorové rozložení hustoty výkonu větru ve výšce 40m; zdroj [43]	7
Obrázek 3: Roční souhrn dopadající energie slunečního záření; zdroj [21]	8
Obrázek 4: Elektrizace soustava ČR; zdroj [34]	9
Obrázek 5: Distribuční společnosti na území ČR; zdroj [38]	10
Obrázek 6: Dopad zavedení OZE na marginální náklady; zdroj [39]	13
Obrázek 7: Schéma podpory formou výkupních cen, zdroj [10]	17
Obrázek 8: Schéma podpory formou zeleného bonusu, zdroj [10]	18
Obrázek 9: Schéma podpory formou nuceného výkupu, zdroj [10]	18
Obrázek 10: Negativní a pozitivní externalita, zdroj [12]	22
Obrázek 11: Plánovaný rozvoj PS; zdroj [40]	52
Obrázek 12: Členské země ENTSO-E; zdroj [29]	54
Obrázek 13: Obchodní (zelené) a fyzické (červené) toky elektrické energie 25. 11. – 16. 12. 2012; zdroj [31]	57
Obrázek 14: Provoz VTE při zkratech; zdroj [1]	63
Obrázek 15: Provoz VTE při změnách frekvence; zdroj [1]	63

Seznam tabulek

Tabulka 1: Instalovaný výkon v letech 2005 – 2012; zdroj [5]	5
Tabulka 2: Vyrobená elektřina brutto v letech 2005 – 2012; zdroj [5]	5
Tabulka 3: Podíl OZE na krytí brutto spotřeby v letech 2005 – 2012; zdroj [5]	6
Tabulka 4: Možné formy podpory OZE od 1. 1. 2013; zdroj vlastní tvorba.....	17
Tabulka 5: Výše podpory pro jednotlivé FVE výrobní rozdělené dle roku instalace v tis. Kč; zdroj vlastní výpočty	31
Tabulka 6: Výše podpory pro jednotlivé VTE výrobní rozdělené dle roku instalace v tis. Kč; zdroj vlastní výpočty.....	32
Tabulka 7: Instalovaný výkon ve vztahu k dodané elektřině z FVE; zdroj vlastní tvorba	33
Tabulka 8: Pravděpodobnost výskytu jevu ve vztahu k celkové dodané elektřině; zdroj vlastní tvorba	33
Tabulka 9: Vybrané plánované investiční akce společnosti ČEPS, zdroj [27], [28].....	53
Tabulka 10: Hodnocení nákladů pro různé scénáře; zdroj vlastní tvorba	58

Seznam grafů

Graf 1: Předpokládané scénáře rozvoje FVE a VTE; zdroj vlastní tvorba	27
Graf 2: Predikovaný vývoj ceny silové elektřiny pro roky 2015 až 2033; zdroj vlastní tvorba	29
Graf 3: Závislost požadovaných PpS v souvislosti s růstem instalovaného výkonu FVE; zdroj vlastní tvorba	35
Graf 4: Vývoj PpS v minimalistickém scénáři, zdroj vlastní tvorba.....	39
Graf 5: Průběh nákladů PpS pro minimalistický scénář; zdroj vlastní tvorba.....	40
Graf 6: Vývoj PpS ve středním scénáři, zdroj vlastní tvorba.....	41
Graf 7: Průběh nákladů PpS pro střední scénář; zdroj vlastní tvorba	42
Graf 8: Vývoj PpS ve maximalistickém scénáři, zdroj vlastní tvorba	43
Graf 9: Průběh nákladů PpS pro maximalistický scénář; zdroj vlastní tvorba.....	44
Graf 10: Srovnání nákladů PpS pro jednotlivé scénáře; zdroj vlastní tvorba	44
Graf 11: Předpokládaný vývoj ceny regulační energie; zdroj [26], vlastní tvorba	47
Graf 12: Vývoj regulační energie pro minimalistický scénář; zdroj vlastní tvorba	48
Graf 13: Vývoj regulační energie pro střední scénář; zdroj vlastní tvorba.....	49
Graf 14: Vývoj regulační energie pro maximalistický scénář; zdroj vlastní tvorba	49

Seznam zkratek

ASEK.....	Aktualizovaná státní energetická koncepce
ČEPS.....	Česká přenosová soustava
ČEZ.....	České energetické závody
DZt.....	Dispečerská záloha dostupná v čase t
ERU.....	Energetický regulační úřad
ES.....	Elektrizační soustava
FVE.....	Fotovoltaická elektrárny
JE.....	Jaderná elektrárna
MPO.....	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MZ-.....	Minutová záloha záporná
MZ+.....	Minutová záloha kladná
NAP.....	Národní akční plán
NEZ.....	Novela energetického zákona
NN.....	Nízké napětí
OTE.....	Operátor trhu energií
OZE.....	Obnovitelné zdroje energie
PpS.....	Podpůrné služby
PRE.....	Pražská energetika
QS15.....	Rychle startující záloha do 15 minut
RE-.....	Regulační energie záporná
RE+.....	Regulační energie kladná
SR.....	Sekundární regulace
SyS.....	Systémové služby
TR-.....	Terciální regulace záporná
TR+.....	Terciální regulace kladná
VN.....	Vysoké napětí
VT.....	Vyrovnávací trh
VTE.....	Větrná elektrárna
VVN.....	Velmi vysoké napětí

1 Úvod

Současná moderní společnost je na pravidelné a nepřerušované dodávce elektrické energie doslova závislá. Státy vynakládají nemalé finanční prostředky na zabezpečení energetické dodávky. Vzhledem k historickému vývoji energetiky majoritní část dodané elektrické energie pochází z fosilních a jaderných zdrojů. Stále více se ovšem začínají prosazovat i obnovitelné zdroje energie, k jejichž rozvoji dochází v posledních letech. Tento rozvoj je zapříčiněn silícím tlakem na ekologický charakter výroben elektrické energie a dále uvědoměním si, že fosilních zdrojů energie není neomezené množství a dříve či později nebude jejich využití pro energetické účely ekonomicky výhodné. Z toho důvodu je potřeba rozvíjet nové technologie zdrojů elektrické energie, jelikož jako u každé nové technologie se nejvíce problému s masivním rozšířením ukáže nejlépe přímo v provozu.

Evropská unie se tématem obnovitelných zdrojů energie zabývá od roku 1997 a od té doby bylo zavedeno mnoho právních předpisů v této problematice. Pro současné období je za nejdůležitější považována tzv. agenda 20-20-20, kdy zjednodušeně řečeno byly pro jednotlivé členské státy stanoveny indikativní normy podílu produkce energie z obnovitelných zdrojů tak, aby se v rámci celého evropského společenství dosáhlo cíle produkce 20% energie z obnovitelných zdrojů do roku 2020. V rámci této agendy byly stanoveny i dílčí cíle, které mají k tomuto výsledku vést, a právě snaha o dodržení těchto cílů, byla jednou z příčin masivního rozvoje především fotovoltaických elektráren na území České republiky.

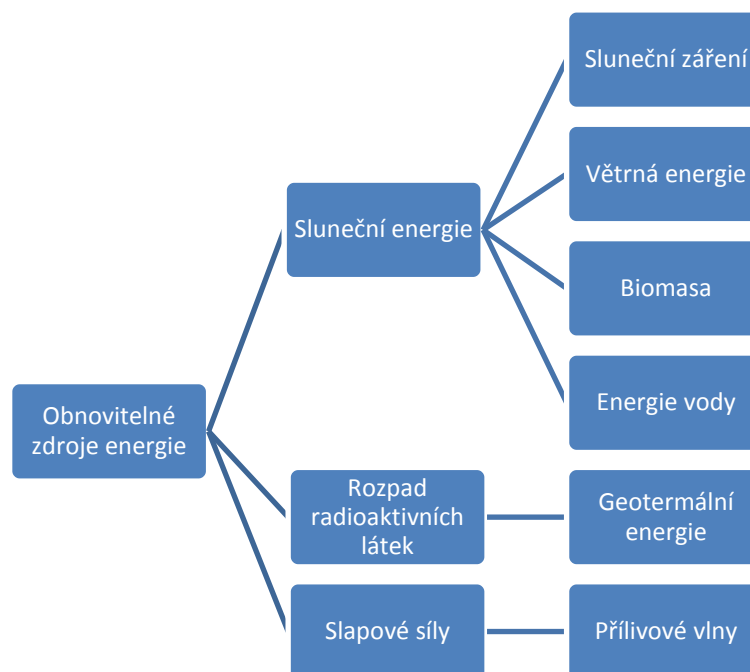
Vzhledem k tomu, že obnovitelné zdroje jsou v porovnání s klasickými zdroji elektrické energie v současných podmínkách pouze obtížně konkurenceschopné, muselo dojít k zavedení nějaké formy zvýhodnění či podpory právě pro obnovitelné zdroje. Některé typy obnovitelných zdrojů jsou dále svým charakterem dodávky velice odlišné od klasických zdrojů. To se týká především fotovoltaických a větrných výroben, jejichž dodávka je obtížně predikovatelná a závislá na aktuálním stavu počasí. To může ve výsledku znamenat problémy s připojením většího množství těchto zdrojů do soustavy. Při provozu OZE, nejvýrazněji právě u FVE a VTE, tedy vznikají vícenáklady spojené s jejich provozem a připojením do elektrifikační soustavy. Proto se v této práci zaměřuji pouze na vícenáklady vzniklé podporou FVE a VTE. Cílem této práce je právě pokusit se odhadnout, jak velké náklady s sebou provoz těchto zdrojů dodatečně přináší.

V první části práce jsou teoreticky popsány obnovitelné zdroje energie, dále jsou zde uvedeny příčiny prudkého rozvoje fotovoltaických instalací v České republice v letech 2009 až 2011. Stručně je zde uvedena legislativa, která se týká obnovitelných zdrojů energie a mechanismy přímé podpory ve formě zelených bonusů či výkupních cen. Následující část je věnována teorii externalit a to, jak

obecně, tak v souvislosti s energetikou. Tato část volně přechází do klíčové části práce, ve které jsem se pokusil o zhodnocení dodatečných nákladů vzniklých provozem a podporou FVE a VTE. V závěru práce je poté uvedeno, jaké z těchto nákladů lze podle definice považovat za externalitu a dále je zde ve stručnosti uveden koncept možného rozvoje integrace OZE ve formě Smart Grids.

2 Definice obnovitelných zdrojů energie

Obnovitelným zdrojem energie se rozumí takový zdroj, v jehož využívání lze pokračovat po prakticky neomezenou dobu. Obnovitelné zdroje se dělí do tří skupin, podle původu počáteční energie. Největším dodavatelem obnovitelných zdrojů energie pro nás představuje Slunce. Sluneční energii můžeme využít ve formě slunečního záření, větru, vody či biomasy. Za další zdroje je považován rozpad radioaktivních látek v nitru naší planety, čehož můžeme využít ve formě geotermální energie a dále je jako zdroj energie možno využít přitažlivou sílu měsíce ve formě přílivu a odlivu.



Obrázek 1: Původ obnovitelných zdrojů energie; zdroj [1], vlastní tvorba

Legislativní definice obnovitelných zdrojů energie je obsažena ve Směrnici Evropského parlamentu a Rady 2001/77/ES, o podpoře elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie ve vnitřním trhu s elektřinou. Konkrétně je tato definice obsažena v ust. článku 2 písm. a) a obnovitelné zdroje energie jsou zde definovány takto: „obnovitelnými zdroji energie se rozumějí obnovitelné

nefosilní zdroje energie (vítr, sluneční energie, geotermální energie, energie vln a přílivu, energie vody, biomasa, plyn ze skládek, z čistíren odpadních vod a bioplyny) “ [2]

Tato směrnice byla implementována do českého právního řádu ve formě Zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře a využívání obnovitelných zdrojů ve znění pozdějších předpisů, který byl od 1. 1. 2013 nahrazen Zákonem č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. Definice obnovitelných zdrojů je uvedena v paragrafu 2 a zní: „ obnovitelnými zdroji energie se rozumí obnovitelné nefosilní přírodní zdroje energie, jimiž jsou energie větru, energie slunečního záření, geotermální energie, energie vody, energie půdy, energie vzduchu, energie biomasy, energie skládkového plynu, energie kalového plynu a energie bioplynu.“ [3]

V obou případech je tento pojem, obnovitelný zdroj energie, nejprve obecně definován. Musí se jednat o obnovitelný zdroj, tedy o zdroj, který je schopen se s přičiněním, nebo i bez přičinění člověka sám obnovit a dále se musí jednat o nefosilní zdroj. Za nefosilní zdroje jsou považovány takové zdroje, jež nemají svůj původ v přeměně pozůstatků prehistorických organismů. V čem se směrnice Evropského parlamentu a její implementace do českého právního řádu liší je pouze taxativní výčet jednotlivých druhů OZE. Česká Republika je vnitrozemský stát, a proto není za obnovitelný zdroj považována přílivová energie a energie vln. Realizace zařízení pro využití této energie není v podmínkách České republiky možná.

3 Rozvoj obnovitelných zdrojů energie na území ČR

V České republice došlo v letech 2009 až 2011 k masivnímu nárůstu instalovaného výkonu OZE, zejména fotovoltaických elektráren. Tento jev má několik příčin: příliš fixované výkupní ceny, posílení české koruny a pokles ceny potřebných technologií.

Jak již bylo zmíněno výše, právní úprava podpory OZE vychází ze Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2001/77/ES. Tato směrnice mimo jiné také stanovila podíl elektřiny vyrobené z OZE na hrubé spotřebě elektřiny pro jednotlivé členské státy v roce 2010. To, jak velký tento podíl bude, záleželo na přírodních podmínkách a stavu již existující výroby elektřiny z OZE. V této době vedla Česká republika společně s devíti dalšími státy přístupová jednání, jejichž součástí bylo i vyjednávání hodnoty tohoto podílu, který bude po přistoupení dané země do směrnice doplněn. Pro Českou republiku byl vyjednaný podíl elektřiny vyrobené z OZE na hrubé spotřebě elektřiny ve výši 8% v roce 2010. Aby byl tento cíl splněn, byl v roce 2005 přijat v České republice již zmíněný Zákon č. 180/2005 Sb., o podpoře a využívání obnovitelných zdrojů ve znění pozdějších předpisů. Pro velký rozmach fotovoltaiky v ČR je tento zákon klíčový, jelikož v jeho původním znění mohl ERÚ snížit

meziročně garantovanou výkupní cenu či zelený bonus pouze o 5%, což má za následek velkou fixaci výše podpory.

Samotná fixace výše podpory by ovšem k rozmachu FVE nestačila. Spolu s ní se ovšem do hry dostaly další faktory, a jejich společná kombinace vedla k rychlému rozvoji FVE v ČR. Ceny fotovoltaických panelů do konce roku 2008 byli víceméně neměnné. K 1. 1. 2008 byla prodloužena garantovaná výkupní cena z 15 na 20 let. V té samé době rovněž došlo k rychlému posílení koruny, které skončilo v srpnu 2008 na úrovni zhruba 23 Kč/€. [4]

Další důvod poklesu komponentů pro FVE byla finanční krize, která vypukla v roce 2008. Krize se projevila obecným poklesem cen zboží. Pro komponenty potřebné k výstavbě FVE byl tento fakt umocněn ještě omezením trhu ve Španělsku, kde došlo k velkému snížení povoleného instalovaného výkonu pro rok 2009.

Ceny panelů, a tím pádem i celkové investiční náklady, výrazně klesly, což mělo za následek zvýšení investic do FVE. V listopadu 2008 ERÚ zareagoval snížením výkupních cen pro fotovoltaiku o maximálně povolených 5%. Tento fakt byl silným impulsem pro dokončení projektů před koncem roku 2008, kdy většina licencí byla udělena v prosinci 2008. Podobný impuls nastal i v roce 2009, kdy MPO 24. 8. 2009 oznámilo, že hodlá snížit výkupní ceny pro fotovoltaiku od 1. 1. 2010. Důsledkem byla opět snaha o urychlené dokončení projektů do konce roku 2009. [4]

Výše uvedené důvody měly za následek přilákání velkého množství investorů, nejen z ČR, ale i ze zahraničí. ERÚ se snažil tento velký rozvoj korigovat a snižoval mezi lety 2008 a 2009 garantované výkupní ceny a výši zelených bonusů pro FVE s instalovaným výkonem nad 30 kWp o celých 5%, tedy o maximální hodnotu povolenou zákonem. Toto malé snížení ovšem nemohlo kompenzovat ostatní faktory, které nastaly a výrazně zvedaly výhodnost investice do FVE.

O tom, k jak velkému a rychlému nárůstu instalovaného výkonu FVE došlo, svědčí následující tabulka:

Druh elektrárny	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Parní (PE)	10 664,0	10 690,7	10 648,1	10 685,2	10 720,1	10 769,0	10 787,5	10 644,1
Paroplynové a plynové (PPE a PSE)	800,0	837,7	860,9	897,7	934,9	1 024,4	1 101,5	1 270,8
Vodní (VE)	2 166,0	2 175,0	2 175,5	2 191,8	2 183,0	2 202,6	2 201,1	2 215,7
Jaderné (JE)	3 760,0	3 760,0	3 760,0	3 760,0	3 830,0	3 900,0	3 970,0	4 040,0
Větrné (VTE)	21,9	43,5	113,1	150,0	193,2	217,8	218,9	263,0
Fotovoltaika (FVE)	0,1	0,1	3,4	39,5	464,6	1 959,1	1 971,0	2 086,0
Celkem [MW]	17 412	17 507	17 561	17 724	18 326	20 073	20 250	20 520

Tabulka 1: Instalovaný výkon v letech 2005 – 2012; zdroj [5]

Pro porovnání, vývoj vyrobené elektřiny brutto z jednotlivých druhů elektráren je zobrazen v tabulce 2.

Druh elektrárny	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Parní (PE)	52 137,2	52 395,4	56 728,2	51 218,8	48 457,4	49 979,7	49 973,0	47 261,0
Jaderné (JE)	24 727,6	26 046,5	26 172,1	26 551,0	27 207,8	27 988,2	28 282,6	30 324,2
Paroplynové a plynové (PPE a PSE)	2 665,4	2 612,1	2 472,9	3 112,7	3 225,2	3 600,4	3 955,1	4 435,1
Vodní (VE)	3 027,0	3 257,3	2 523,7	2 376,3	2 982,7	3 380,6	2 836,0	2 963,0
Fotovoltaika (FVE)	0,1	0,2	1,8	12,9	88,8	615,7	2 118,0	2 173,1
Větrné (VTE)	21,3	49,4	125,1	244,7	288,1	335,5	396,8	417,3
Celkem [GWh]	82 578,6	84 360,9	88 023,8	83 516,4	82 250,0	85 900,1	87 561,5	87 573,7

Tabulka 2: Vyrobená elektřina brutto v letech 2005 – 2012; zdroj [5]

Mezi lety 2008 a 2011 došlo k padesáti násobnému navýšení instalovaného výkonu u FVE. Úměrně s tímto navýšením vzrostla i celková dodaná elektřina tohoto zdroje. Doba využití maxima, tedy doba, po kterou by daný zdroj musel dodávat maximální možný výkon, aby za sledované období dodal do soustavy stejné množství elektřiny, jako v případě proměnné dodávky, se u FVE pohybuje okolo 1000 hodin ročně a u VTE je přibližně 1900 hodin ročně. Pro srovnání například u JE se doba využití maxima pohybuje okolo 7000 hodin ročně.

Jak bylo zmíněno výše, pro Českou republiku vycházel ze Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2001/77/ES cíl dosáhnout v roce 2010 podílu 8% elektřiny z OZE na krytí brutto spotřeby elektřiny. Z tabulky 3 je patrné, že v roce 2010 byl tento podíl 8,3% a tento cíl se tedy ČR podařilo splnit.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Tuzemská spotřeba brutto [GWh]	69 945	71 730	72 045	72 049	68 600	70 962	70 517
podíl OZE [%]	4,36%	4,90%	4,71%	5,19%	6,81%	8,30%	10,28%

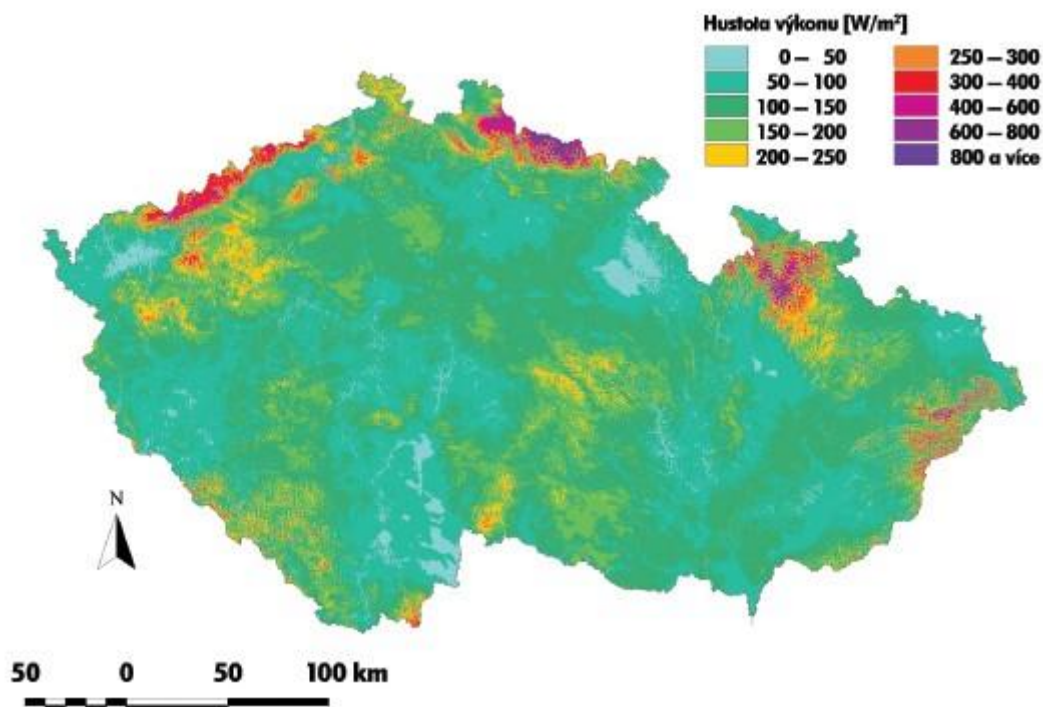
Tabulka 3: Podíl OZE na krytí brutto spotřeby v letech 2005 – 2012; zdroj [5]

V souvislosti s OZE se často hovoří o problémech s přenosovou a distribuční soustavou. To se týká převážně zdrojů, jejichž výroba se nedá účinně řídit a jsou silně závislé na přírodních podmínkách. Jedná se o neřízené zdroje, tedy fotovoltaické a větrné elektrárny, u kterých je predikace výroby z dlouhodobého hlediska obtížná. To spolu s faktem, že veškerá elektřina dodaná těmito zdroji musí být ze zákona vykoupena, vede k nutnosti udržovat kvůli těmto zdrojům větší zálohový výkon.

3.1 Potenciál VTE na území ČR

Největším problémem pro umístění VTE je nalezení vhodné lokality. Česká republika, jakožto střeoevropská země, nedisponuje ideálními podmínkami pro výstavbu VTE. Moderní VTE jsou sice vybaveny technologiemi, které umožňují natáčet, jak samotný rotor, tak jednotlivé lopatky podle směru a rychlosti větru. Přesto je ovšem nutné pro optimální fungování VTE hledat lokality s poměrně stabilní silou větru v dané výšce. Pro optimální fungování VTE je ideální stabilní vítr s rychlostí 10 – 15 m/s. Při menší rychlosti větru dochází ke znatelnému snížení dodávaného výkonu, při vyšší rychlosti (nad 25 m/s) naopak může dojít k odstavení VTE z důvodů bezpečnosti.

Potenciální hustotu výkonu větrných elektráren zobrazuje následující obrázek. Pokud se podíváme na nejvhodnější lokality pro VTE, zjistíme, že se nacházejí převážně v horských oblastech. Zde vyvstává další problém s umístěním VTE a to ten, že většina těchto oblastí spadá pod určitou formu krajinné ochrany. Zde je výstavba VTE, které se svojí výškou přes sta metrů do značné míry mění krajinný ráz, velice problematická. Také zde dochází k problému s nedostatečnou síťovou infrastrukturou. Mezi další limitující faktory je třeba počítat například omezení z důvodů migrace tažných ptáků či možný nesouhlas ze strany obyvatel.



Obrázek 2: Prostorové rozložení hustoty výkonu větru ve výšce 40m; zdroj [43]

Střední scénář odhadu realizovatelného potenciálu větrné energie v České republice je okolo 2300 MW instalovaného výkonu.[44]

3.2 Potenciál FVE na území ČR

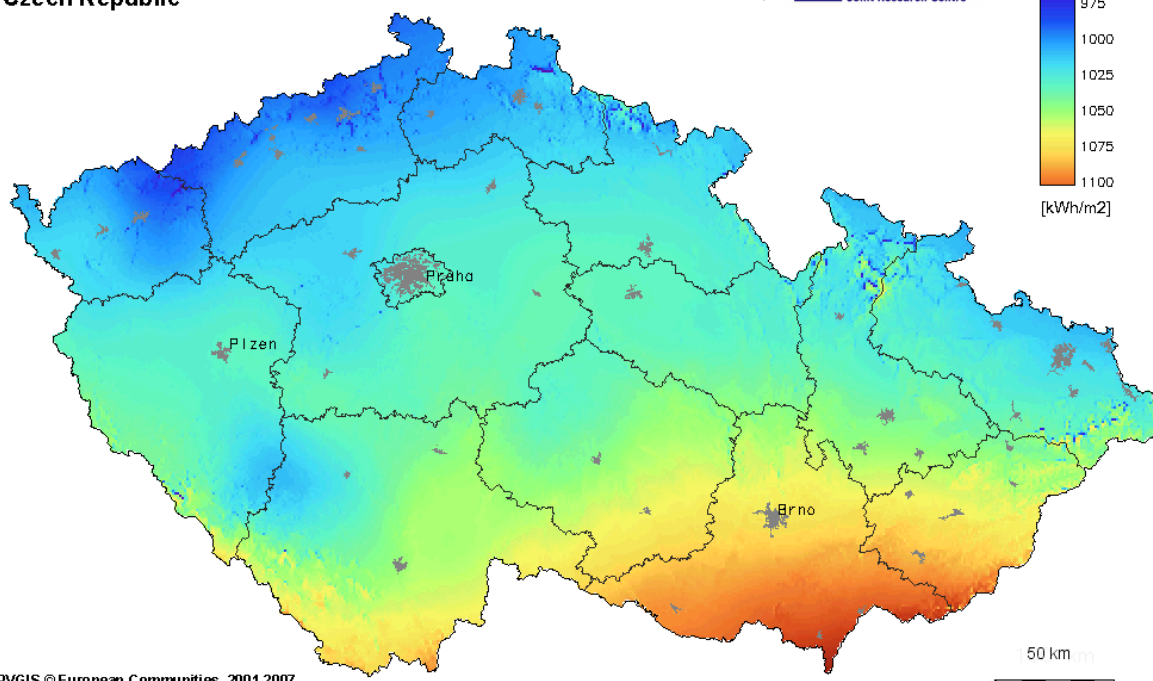
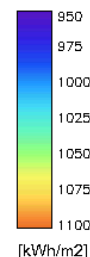
Energetický potenciál FVE se bude vždy odvíjet od množství slunečního záření, dopadajícího na plochu panelů. Podle zprávy nezávislé odborné komise [45] dopadá na každý čtvereční metr sluneční energie s energií 950 – 1100 kWh ročně. Na celé území ČR tedy dopadá okolo 80 000 TWh. Realizovatelný potenciál je ale samozřejmě výrazně nižší. Je omezen jak technologicky, tak legislativně a ekonomicky. Legislativní omezení tohoto potenciálu se týká především kvůli poplatkům za odnětí zemědělské půdy. Co se potenciálu využití fotovoltaických systémů na budovách týče, pohybuje se odhad okolo 25 GW instalovaného výkonu.

Pro přehled je na následujícím obrázku znázorněna roční dopadající energie na území České republiky. Tato data byla získána z projektu PVGIS. Jak je z obrázku patrné, nejvýhodnější lokality pro umístění FVE se nacházejí na jihu našeho území.

Yearly sum of global irradiation on horizontal surface
Czech Republic

ies

EUROPEAN COMMISSION
DIRECTORATE GENERAL
Joint Research Centre

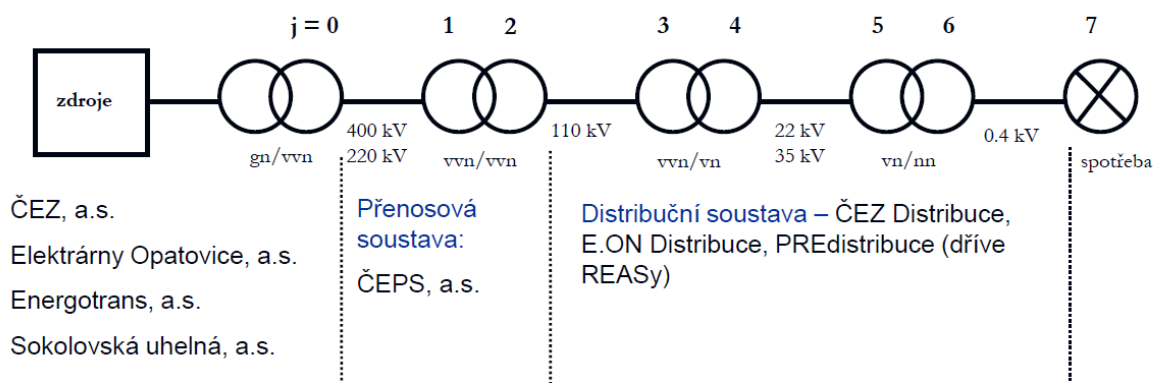


Obrázek 3: Roční souhrn dopadající energie slunečního záření; zdroj [21]

4 Elektrizační soustava

Tato práce pojednává o dopadech využívání obnovitelných zdrojů energie na elektrizační soustavu České republiky. V následující části se tedy zaměřím na popis současné podoby ES ČR a pokusím se přiblížit základní principy jejího fungování a popsat základní subjekty, které se na jejím chodu podílejí.

Energetika, zvláště pak přenosová a distribuční činnost, patří k odvětví, ve kterém vždy přirozeně vznikaly monopoly. Jedná se o přirozené monopoly, při nichž vznikají úspory z rozsahu. V tomto případě může poptávku plně uspokojit svou činností jedna velká firma s nižšími náklady, než by tomu bylo v případě, že by se o trh dělilo více menších segmentů. Monopol za těchto podmínek vzniká přirozeným působením tržních sil. Přenosová a distribuční činnost je totiž odvětví s vysokými fixními a nízkými mezními náklady. Kromě energetiky lze jako příklad takových odvětví zmínit například ještě ostatní rozvodné sítě – kanalizace či vodovody. Je levnější, pokud rozvod provádí jedna společnost, než kdyby mělo potřebnou infrastrukturu budovat více menších firem.



Obrázek 4: Elektrizační soustava ČR; zdroj [34]

Vzhledem k propojení přenosových soustav a začlenění České republiky do Evropské unie, podléhá podoba uspořádání trhu s elektrickou energií evropské legislativě. Konkrétně se jedná o Směrnici 2009/72/ES, která definuje mimo jiné i jednotlivé subjekty trhu. Definice vybraných subjektů je následující [35]:

Výrobce – fyzická nebo právnická osoba vyrábějící elektřinu.

Přenos – Přeprava elektřiny propojenou přenosovou soustavou velmi vysokého napětí a vysokého napětí za účelem dodávek elektřiny konečným spotřebitelům nebo distribučním podnikům, avšak s vyloučením dodávek samotných.

Provozovatel přenosové soustavy – fyzická nebo právnická osoba, která zodpovídá za provoz, údržbu a v případě potřeby za rozvoj přenosové soustavy v dané oblasti a případně její propojení s jinými soustavami a dále za zabezpečení dlouhodobé schopnosti soustavy uspokojovat přiměřenou poptávku po přenosu elektřiny.

Distribuce – přenos elektřiny distribuční soustavou vysokého, středního a nízkého napětí za účelem jejích dodávek zákazníkům, avšak s vyloučením dodávek samotných.

Provozovatel distribuční soustavy – fyzická nebo právnická osoba, která zodpovídá za provoz, údržbu a v případě potřeby za rozvoj distribuční soustavy v dané oblasti a případně její propojení s jinými soustavami a dále za zabezpečení dlouhodobé schopnosti soustavy uspokojovat přiměřenou poptávku po distribuci elektřiny.

Dodavatel – fyzická či právnická osoba, která prodává konečným zákazníkům elektrickou energii.

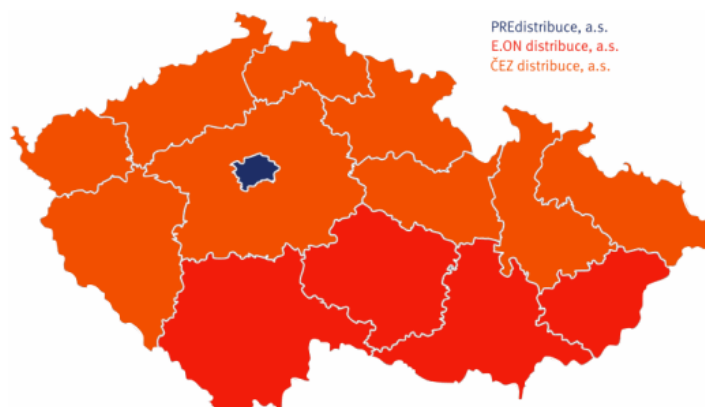
Konečný spotřebitel – zákazník nakupující elektřinu pro vlastní spotřebu.

Dále je potřeba ještě definovat další subjekty, působící na trhu s elektrickou energií, jedná se o:

Operátor trhu s elektřinou – v České republice se jedná o stejnojmennou společnost (OTE a. s.), která organizuje trh s elektrickou energií a celkově poskytuje služby k zajištění energetického trhu. Zároveň je organizátor trhu se zemním plynem. Svoji činnost vykonává na základě licence udělené Energetickým regulačním úřadem. [36]

Energetický regulační úřad – Jedná se o ústřední orgán státní správy v oblasti energetiky. Mezi hlavní činnosti ERÚ patří regulace ceny energií, podpora využívání alternativních zdrojů energie a kombinované výroby elektřiny a tepla, ochrana zájmů spotřebitelů, ochrana oprávněných zájmů držitelů licencí na obchodování s energií, šetření soutěžních podmínek, spolupráce s Úřadem pro ochranu hospodářské soutěže, podpora hospodářské soutěže v energetice a výkon dohledu na trhy v energetických odvětvích. [37]

Provozovatelem přenosové soustavy na území České republiky je státem vlastněná společnost ČEPS a. s. . Distribuční společnosti jsou na území ČR celkem 3, jedná se o PRE Distribuce (oblast Prahy), E.ON Distribuce (jižní Čechy) a ČEZ Distribuce (zbytek území ČR). Dodavatelů elektrické energie působí na našem území okolo dvou desítek, kdy mezi největší se řadí ČEZ Prodej, RWE, E.ON či PRE. Existuje ovšem i řada menších lokálních dodavatelských společností.



Obrázek 5: Distribuční společnosti na území ČR; zdroj [38]

4.1 Centralizovaný model

Současná podoba elektrické sítě byla postupně budována celé desítky let a je koncipována na základě tzv. centralizovaného modelu. Tento model se dá jednoduše popsat tak, že v soustavě existuje několik velkých zdrojů elektrické energie, které disponují velkým výkonem v řádech stovek až tisíců MW. Vyrobená elektrická energie z těchto zdrojů je následně pomocí přenosové a distribuční

soustavy přenášená na velké vzdálenosti ke koncovým spotřebitelům. Tento model je pochopitelně velmi funkční, ovšem má i několik nedostatků.

4.1.1 Citlivost na mimořádné události

Centralizovaný model v zásadě spoléhá na menší počet velkých výrobních bloků. Tedy v případě neočekávaného výpadku některé z klíčových částí systému, jako může být například nečekaný výpadek velkého výrobního bloku či poškození klíčové části přenosové soustavy.

4.1.2 Závislost na dovozu primárních surovin

Velké zdroje elektrické energie jsou elektrárny využívající fosilní či jaderné palivo. V případě, že země nedisponuje dostatečnými vlastními zdroji těchto surovin, je nucena tyto suroviny dovážet ze zahraničí. To s sebou ovšem přináší dovozní závislost a s ní jde ruku v ruce i obava o možném zdražení koncové energie v budoucnu.

4.1.2 Změna celkové struktury zdrojů

Centralizovaný model byl vytvořen v době, kdy malé a decentralizované výrobní jednotky byly ekonomicky nevýhodné a proto byly budovány velké výrobní bloky. Tyto velké výrobní bloky, využívající fosilní či jaderné palivo jsou doplněny o velké akumulární vodní elektrárny. Všechny tyto zdroje mají společný rys a to, že jejich výroba je snadno říditelná a plánovatelná. Do toho zaběhlého systému v posledních letech začínají stále více vstupovat obnovitelné zdroje, které jsou svojí velikostí a povahou zdroji rozptýlenými a v případě FVE a VTE navíc ještě zdroji, jejichž výroba je v čase velmi proměnlivá a závisí na okolních podmínkách. Tato celková změna struktury zdrojů s sebou nese postupnou změnu od centralizovaného systému do částečně decentralizovaného a to přináší úpravy zaběhlého systému a změnu pohledu na jeho řízení.

4.2 Decentralizovaný model

Alternativou k centralizovanému modelu je model decentralizovaný. V ES by decentralizovaný model znamenal to, že mimo několika velkých výrobních bloků existuje velký počet menších výroben elektrické energie. Zde je právě velký prostor pro obnovitelné zdroje energie, jako jsou spalovny biomasy a bioplynu, kogenerační jednotky, malé vodní elektrárny či fotovoltaické a větrné elektrárny. Decentralizovaný model je nepřímě podporován i evropskou politikou podpory obnovitelných zdrojů. Tento model je ale komplikovanější a vyžaduje sofistikovanější mechanismy pro řízení a regulaci. Jedná se o kombinaci centrálních výrobních zdrojů, které jsou doplněny o lokální výrobu. V případě spaloven biomasy a bioplynu, malých vodních elektráren či kogeneračních jednotek se nejedná o tolik závažný problém jejich integrace do ES, jelikož tyto zdroje jsou schopné stálé dodávky a nejsou závislé na okolních přírodních podmínkách. V případě FVE a VTE je situace komplikovanější právě o fakt, že u těchto zdrojů je velká volatilita výroby a predikce dodaného

výkonu není přesná. V souvislosti s integrací OZE do ES se často hovoří o chytrých sítích, neboli Smart Grids, o nichž je pojednáno na konci této práce.

4.3 Výhody a nevýhody OZE v energetické soustavě

V rámci decentralizovaného systému představují obnovitelné zdroje energie řadu výhod, které řeší částečně problémy centralizovaného modelu. Mezi hlavní výhody OZE patří:

Snížení závislosti na primárních energetických surovinách – OZE nepotřebují fosilní ani jaderné palivo, proto s růstem jejich podílu na energetickém mixu klesá závislost na těchto surovinách.

Snížení emise škodlivin – FVE, VTE a vodní elektrárny nevypouštějí žádné emise škodlivých látek při své činnosti. V případě biomasy se jedná většinou o tzv. CO₂ neutrální cyklus, tedy že objem škodlivin vypuštěných do ovzduší je přibližně stejně veliký, jako objem těchto látek, která jsou opět absorbována energetickými rostlinami pro další cyklus.

Snížení rizika výpadku jednoho zdroje – OZE jsou koncipovány jako menší zdroje, proto výpadek jednoho menšího zdroje nemá na chod celé ES takový dopad, jako v případě výpadku velkého bloku. Situace je ovšem komplikovanější u FVE a VTE, kdy tyto zdroje jsou obvykle koncentrovány v určité lokalitě a jejich závislost na přírodních podmínkách vede k tomu, že velice často dochází ke změnám ve výrobě pro několik výroben současně.

Nižší palivové náklady – OZE mají celkově nižší náklady na palivo, v případě FVE, VTE či vodních elektráren je cena paliva dokonce nulová.

Snížení ztrát v síti – Vzhledem k lokální podstatě OZE dochází k spotřebě elektřiny v okolí místa výroby a tím se snižují ztráty vznikající v sítích při přepravě elektřiny na velké vzdálenosti.

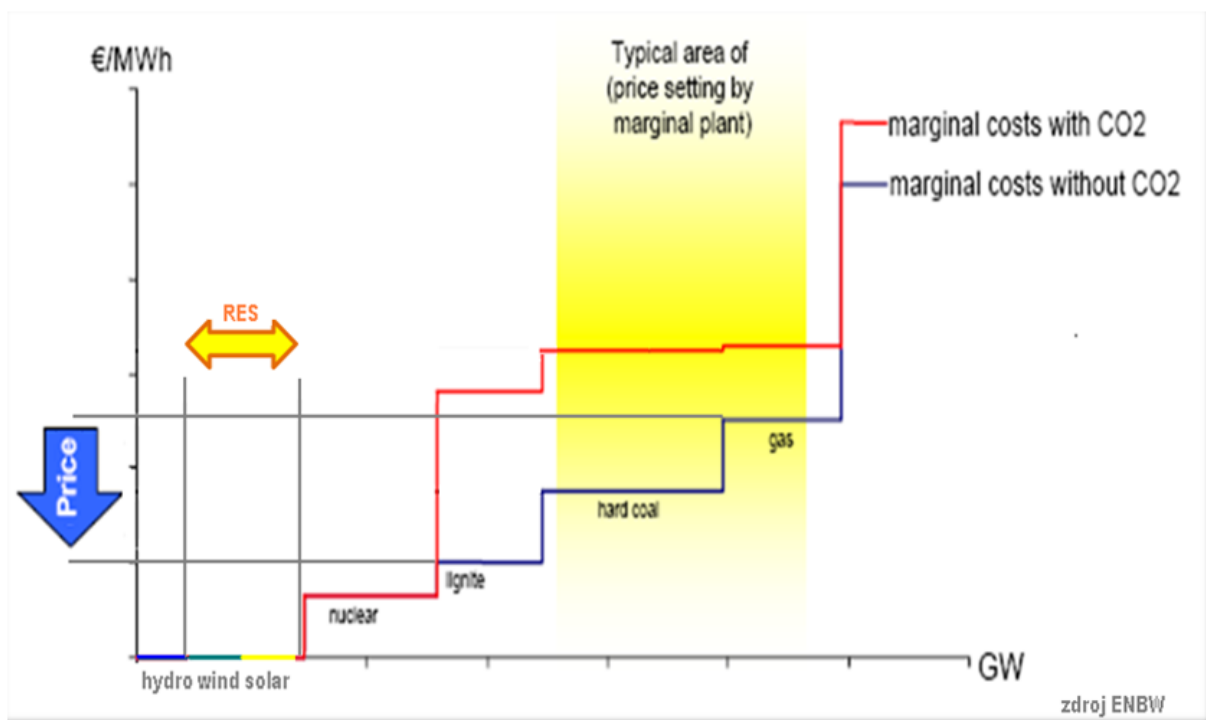
V současné ekonomické situaci je ovšem řada obnovitelných zdrojů bez podpory nerentabilní a investoři by se tedy o jejich stavbu ani nepokoušeli. Náklady na výstavbu FVE a VTE jsou v porovnání s jejich celkovou životností tak vysoké, že i přes nulovou cenu paliva jsou tyto zdroje ekonomicky nevýhodné. Obnovitelné zdroje jsou tedy státem dotovány a právě výše těchto dotací vede k řadě sporů o oprávněnosti využívání obnovitelných zdrojů elektřiny.

FVE a VTE v současné elektrizační soustavě navíc způsobují i další problémy a navýšení nákladů na provoz. Podrobněji se problematice přímých a nepřímých nákladů věnuji v dalších částech práce, proto je zde uvedu pouze ve stručnosti.

Dostatečný regulační výkon je pro udržení výkonové bilance nezbytností a kvůli nepředvídatelným výkyvům počasí a tím i změnami v dodávce z FVE a VTE potřeba toho výkonu ještě

stoupá. Pro každý okamžik je nutné, aby se spotřeba rovnala výrobě. Odchytky na obě strany jsou nežádoucí. Právě proto je nutné držet určité množství záloh ve formě podpůrných služeb. Rozšíření FVE a VTE má za následek nutné navýšení velikosti těchto záloh a tím i zvýšení nákladů na jejich udržování. Další nevýhodou je pak velká volatilita výroby, která dodatečně zatěžuje přenosovou a distribuční soustavu.

Neméně velký problém představuje vliv obnovitelných zdrojů na krátkodobé marginální náklady. Jelikož FVE a VTE mají nulové náklady na palivo a jsou státem dotovány, jejich výroba má za následek posunutí nabídkové křivky směrem doprava a tím může dojít k tomu, že některé dříve používané zdroje se stanou příliš nákladnými pro ekonomický provoz. Rovněž ovšem proměnlivá výroba OZE může způsobit častější nasazování „dynamičtějších“ a dražších zdrojů do špiček i mimo pořadí (například paroplynové elektrárny) [39] Posun nabídkové křivky vlivem FVE, VTE a vodních elektráren je vidět v následujícím obrázku.



Obrázek 6: Dopad zavedení OZE na marginální náklady; zdroj [39]

5 Vývoj legislativy v oblasti OZE

5.1 Energetický zákon

Energetický zákon, přesněji celým názvem Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, je základní zákon v oblasti elektroenergetiky v ČR. Upravuje výrobu, distribuci, přenos a obchodování s elektrickou energií, dále upravuje právní vztahy týkající se plynárenství a teplárenství a také upravuje výkon státní správy v této oblasti. [6]

Tento zákon je z hlediska právní úpravy výroby elektřiny z OZE důležitý tím, že je v něm obsažena definice důležitých pojmů z oblasti energetiky. Jedná se pojmy jako distribuční a přenosová soustava, elektrizační soustava či výroba elektřiny. Energetický zákon také stanovuje podmínky pro připojení výroby elektrické energie k elektrizační soustavě. Dále je v energetickém zákonu obsaženo ustanovení, upravující správní řízení pro vydání licence pro podnikání v energetickém odvětví. Tato licence je nutná pro všechny subjekty v České republice, které chtějí získat podporu na výrobu elektrické energie z OZE.

5.2 Zákon o hospodaření energií

Smysl Zákona č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií, by se dal shrnout jako snaha o dosažení energetických úspor či zvýšení účinnosti při výrobě elektrické a tepelné energie a hospodárného nakládání s energií. Dále tímto zákonem byly do české legislativy zapracovány některé právní předpisy EU a došlo tedy ke sjednocení českého a komunitárního práva (viz ust. § 1). [7]

Tímto zákonem je upravena tvorba energetických koncepcí, které mají za cíl určit budoucí směřování státu či menší samosprávné jednotky v oblasti elektroenergetiky. Tyto koncepce mají dopad na celou oblast energetiky – teplárenství, plynárenství a elektroenergetika. Z tohoto důvodu je tento zákon zajímavý i pro obnovitelné zdroje, jelikož obsahem těchto koncepcí je i využívání a rozvoj OZE. Dále je tímto zákonem upraven Státní program na podporu úspor energie a využití obnovitelných zdrojů energie. Jedná se o program, který má za úkol na období jednoho roku stanovit cíle v oblasti energetických úspor a využití obnovitelných a druhotných zdrojů energie. Tento program je zaměřen na osvětovou a informační činnost a pilotní projekty.

5.3 Zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů

O Zákonu č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů ve znění pozdějších předpisů již bylo zmíněno v úvodu této práce. Tento zákon byl k 1. 1. 2013 zrušen a nahrazen Zákonem č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů.

Přesto považuji za důležité tento zákon zmínit, jelikož byl platný v době největšího rozvoje OZE, především pak FVE. [8]

Jednalo se o základní právní předpis, upravující výrobu elektřiny z OZE. Tímto zákonem byla do českého právního systému implementována Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2001/77/EP.

Součástí tohoto zákona jsou též práva a povinnosti subjektů na trhu s elektřinou z OZE. Jedná se o povinnost provozovatele přenosové či distribuční soustavy připojit výrobu OZE a dále povinnost vykupovat elektřinu vyrobenou z OZE.

Tímto zákonem je určena definice klíčových pojmů v oblasti podpory OZE. Jedná se o definici samotných obnovitelných zdrojů (viz Definice obnovitelných zdrojů), dále je zde stanoven předmět podpory (ustanovení říkájící, jaká výroba elektřiny z OZE je podporována) a v neposlední řadě také pojmy jako zelený bonus či výkupní ceny.

Pojmem výkupní cena se rozumí minimální garantovaná výkupní cena elektřiny, kterou pro každý kalendářní rok stanovuje ERÚ ve svých cenových rozhodnutích. Jedná se o cenu, kterou musí provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy zaplatit dodavateli za vyrobenou MWh elektřiny. Výkupní cena může být použita pouze v případě, že výrobce veškerou vyrobenou elektřinu z OZE prodává provozovateli přenosové či distribuční soustavy, nelze ji tedy použít v případě, že je část elektřiny spotřebována pro vlastní spotřebu výrobce. V cenovém rozhodnutí ERÚ je minimální výkupní cena stanovena diferencovaně podle toho, který obnovitelný zdroj energie je využíván a dále pak podle roku uvedení elektrárny do provozu. Rozdílné výkupní ceny pro jednotlivé druhy OZE jsou dány tím, že každý druh OZE má jiné náklady na realizaci a také jinou délku garantované výkupní ceny dle zákona. Náklady na realizaci se také mění v čase, dochází ke zlevňování technologií či změně kurzu koruny, proto je výše podpory závislá i na roku uvedení do provozu. Tento faktor také zohledňuje společenský zájem o výstavbu určitého typu OZE. V Zákoně č. 180/2005 Sb., ust. § 6 odst. 4 je pro výkupní cenu důležitá formulace, která říká, že výkupní cena pro následující rok nemůže být nižší, než 95 % ceny roku předchozího, jinými slovy, že výkupní cena může meziročně klesnout pouze o 5 %. Toto ustanovení se týká pouze výroben, jejichž doba návratnosti je vyšší než 11 let. Výkupní cenu ze zákona platí provozovatel přenosové či distribuční soustavy, ovšem ten celkovou sumu, kterou takto vydá, rozpočítá mezi koncové zákazníky a ti mu ji ve formě příspěvku na OZE zaplatí. [8]

Definice pojmu zelený bonus je obsažena v Zákoně č. 180/2005 Sb., ust. § 2 odst. 2 písm. d). „Pro účely tohoto zákona se rozumí zeleným bonusem finanční částka navyšující tržní cenu elektřiny a hrazená provozovatelem regionální distribuční soustavy nebo přenosové soustavy výrobcem elektřiny

z obnovitelných zdrojů, zohledňující snížené poškození životního prostředí využitím obnovitelného zdroje oproti spalování fosilních paliv, druh a velikost výrobního zařízení, kvalitu dodávané elektřiny.“ Zelený bonus je poskytován v případě, že výrobce elektřinu vyrobenou z OZE sám spotřebovává. Stanovení výše zeleného bonusu probíhá stejně a jeho zúčtování je stejné, jako v případě výkupní ceny, tedy výše zeleného bonusu je určena cenovým rozhodnutím ERÚ.

5.4 Zákon o podporovaných zdrojích energie

Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů nahradil od 1. 1. 2013 zákon č. 180/2005 Sb. Důvodem tohoto nahrazení byla nedostatečná právní úprava v oblasti OZE.

Předmětem zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů je[9]:

- úprava podpory OZE,
- úprava a tvorba Národního akčního plánu České republiky pro energii z OZE (NAP)
- úprava podmínek pro vydávání, evidenci a uznávání záruk původu energie z OZE
- úprava podmínek pro vydávání osvědčení o původu elektřiny vyrobené z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla nebo druhotných zdrojů (KVET)
- financování podpory na úhradu nákladů spojených s podporou elektřiny z OZE, decentrální výroby, biometanu a poskytnutí dotace operátorovi trhu na úhradu těchto nákladů
- odvod z elektřiny ze slunečního záření

Nově budované výrobní využívající OZE musejí být v souladu s NAP. [9]

Podpora výroby elektřiny z OZE se stanovuje dle druhu OZE, parametrů a způsobu využití, který je stanoven prováděcím právním předpisem. V zásadě rozlišujeme dvě možné formy podpory elektřiny z OZE. Jedná se o výkupní cenu a zelený bonus. Do zavedení toho zákona vyplácel podporu, tzn.: zelený bonus i výkupní cenu, místně příslušný distributor elektřiny, nyní vstupuje na trh nový subjekt – operátor trhu s energiemi. V České republice je operátorem trhu s energiemi státem vlastněná akciová společnost OTE a.s. Činnosti OTE a.s. zahrnují mimo jiné organizace denního trhu s elektřinou, organizace vnitrodenní trh s elektřinou (zde je tvořena hodinová cena elektřiny, která je následně používána pro určení výše hodinového zeleného bonusu), evidence výroben elektřiny, podpora decentrální výroby a KVET, výplata zeleného bonusu. [9]

Dochází ke změně vyplácení podpory a to jak v případě zelených bonusů, tak výkupní ceny. Dále je zaveden hodinový zelený bonus a je omezena možnost volby systému podpory (jedná se především u výroben s instalovaným výkonem nad 100 kW).

Novým pojmem je hodinový zelený bonus. Jedná se o novou variantu podpory, která se povinně týká zdrojů nad 100 kW instalovaného výkonu uvedených do provozu od 1. 1. 2013. Ostatní

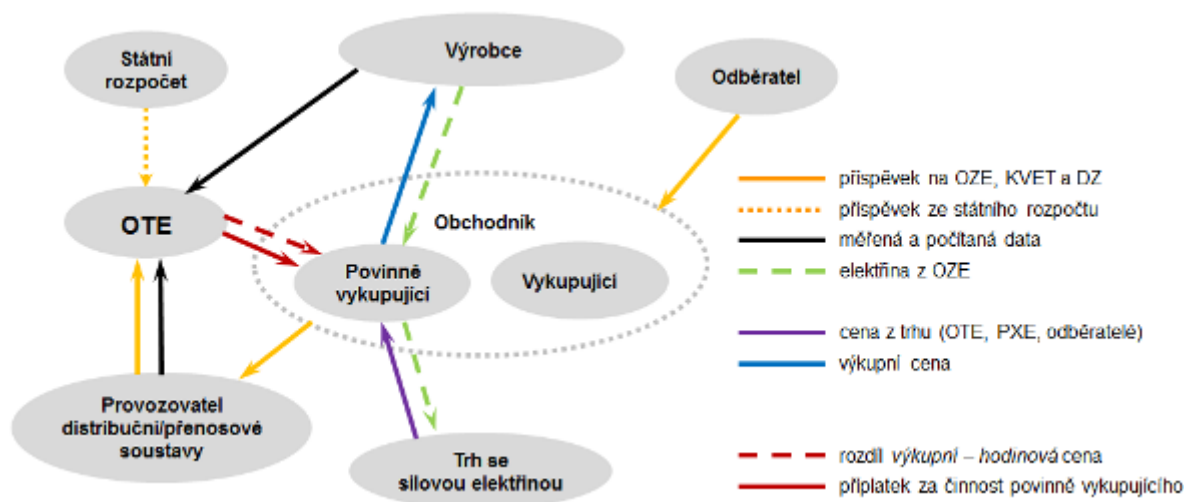
výrobci si mohou hodinový zelený bonus zvolit dobrovolně, tato změna je možná jak pro výrobce, kteří dříve pobírali podporu formou zelených bonusů i výkupních cen. Změna podpory je od 1. 1. 2013 možná jednou ročně. Výše hodinového zeleného bonusu je určena jako rozdíl mezi výkupní cenou a hodinovou cenou silové elektřiny na vnitrodenním trhu organizovaném OTE a.s. Výše zeleného bonusu je tedy každou hodinu jiná a mění se podle ceny silové elektřiny na trhu. Hodinový zelený bonus nemůže být záporný.

Tabulka č. 4 zobrazuje možné formy podpory pro výrobní uvedené do provozu po 1. 1. 2013.

	Výkupní cena	Roční zelený bonus	Hodinový zelený bonus
Do 100 kW	•	•	
Nad 100 kW			•
MVE do 10 MW	•		•
Spoluspalování OZE, biokomunální odpad		•	
Vysokoúčinná kogenerace		•	

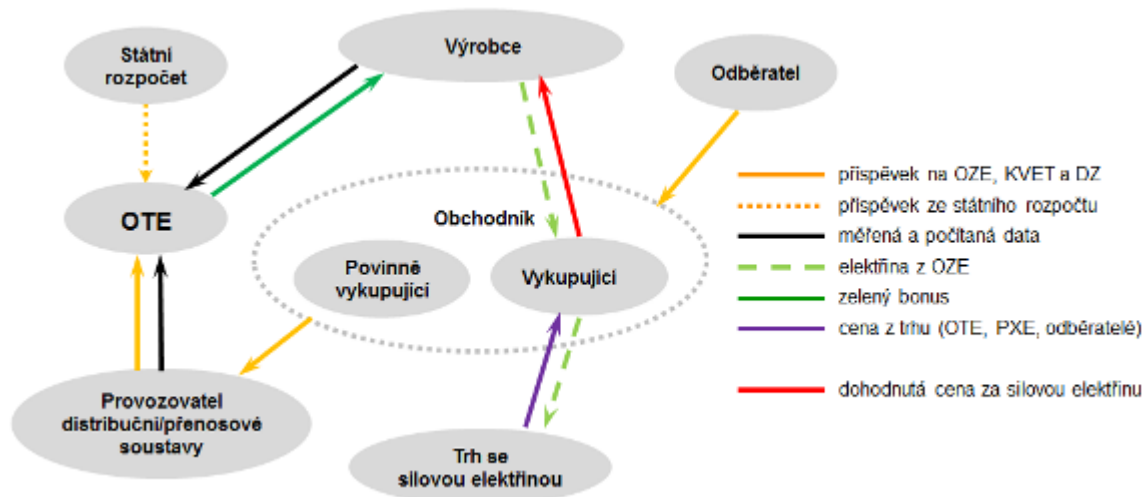
Tabulka 4: Možné formy podpory OZE od 1. 1. 2013; zdroj vlastní tvorba

Jak již bylo zmíněno, došlo od 1. 1. 2013 ke změně způsobu vyplácení podpory OZE. V případě režimu výkupních cen nově elektřinu vykupuje povinně vykupující, což je nový subjekt ustanovený podle Zákona č. 165/2012 Sb., § 10 obchodník s elektřinou, kterého pro daný region určí MPO. Pokud MPO nikoho nevybere, stává se povinně vykupujícím pro daný region dodavatel poslední instance (ČEZ Prodej s.r.o., E.ON Energie a.s. či PRE a.s.).



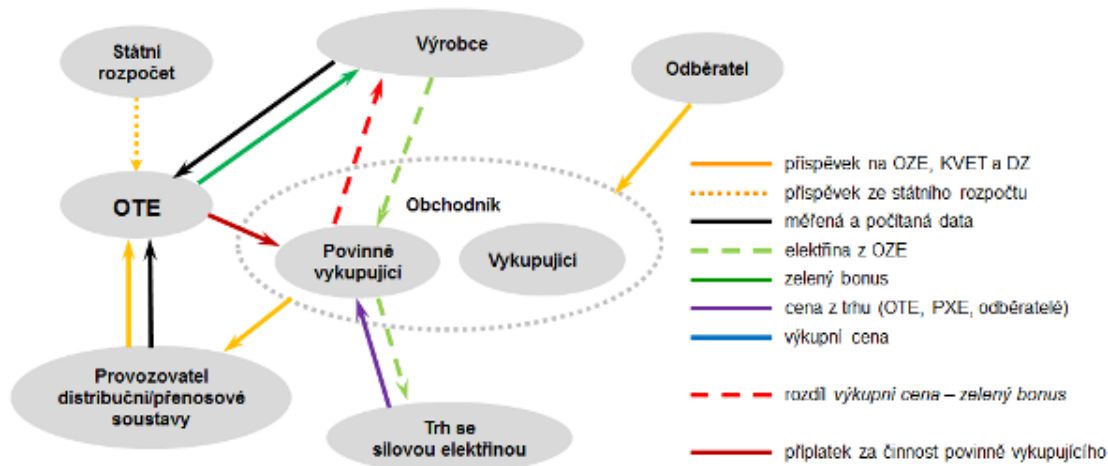
Obrázek 7: Schéma podpory formou výkupních cen, zdroj [10]

V případě podpory formou zeleného bonusu hradí zelený bonus OTE a.s. Nově není zelený bonus cenou, nýbrž formou podpory a nevztahuje se na něj tedy DPH. Cenu silové elektřiny včetně DPH nadále platí zvolený obchodník s elektřinou.



Obrázek 8: Schéma podpory formou zeleného bonusu, zdroj [10]

Dále vzniká třetí možnost podpory, nucený výkup. Pokud je sjednaná cena nižší, než rozdíl mezi výkupní cenou a zeleným bonusem, je pro výrobce výhodnější nabídnout elektřinu povinně vykupujícímu. Ten je ze zákona povinen uhradit výrobcí rozdíl mezi výkupní cenou a zeleným bonusem. Jedná se tedy o jakousi kombinaci, kdy od povinně vykupujícího dostane výrobce zaplacený i zelený bonus za elektřinu, kterou sám spotřeboval. Případné vícenáklady promítne ERÚ do příplatku za činnost povinně vykupujícího.



Obrázek 9: Schéma podpory formou nuceného výkupu, zdroj [10]

5.5 Ukončení provozní podpory pro nové výrobní elektřiny z OZE

Novela č. 310/2013 Sb., zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích s sebou přinesla ukončení provozní podpory nových výroben elektřiny z obnovitelných zdrojů od roku 2014. Tedy výrobní uvedené do provozu po 1. 1. 2014 nebudou mít nárok na provozní podporu ve formě zelených bonusů či výkupních cen. Samozřejmě, jako u každého zákona či novely zákona jsou i zde výjimky. Zastavení podpory se netýká MVE do 10 MW instalovaného výkonu, pro tyto výrobní i nadále platí provozní podpora bez omezení. V případě využívání energie větru, geotermální energie či energie biomasy platí přechodné ustanovení, které říká, že tyto výrobní mají nárok na provozní podporu v případě, že budou uvedeny do provozu do konce roku 2015 a za předpokladu, že splňují následující podmínky: ke dni 2. 10. 2013 musí být držitelem autorizace na výstavbu výrobní elektřiny, kterou vydává MPO či být ke dni 2. 10. 2013 držitelem stavebního povolení pro výstavbu výrobní elektřiny, pokud se jedná o výrobní s výkonem do 100kW instalovaného výkonu (tyto výrobní nepodléhají nutnosti získat autorizaci od MPO).

5.6 Plánované změny v legislativě

Systém výběru poplatku na podporu obnovitelných zdrojů čeká poměrně zásadní změna. Do současné doby se totiž výše tohoto příspěvku odvíjela od celkové spotřeby elektrické energie. Nově by se výše tohoto příspěvku měla stanovit na základě kapacity připojení jednotlivých zákazníků. Tato změna vychází ze stanoviska Evropské komise, která dosavadní stanovení tohoto příspěvku v ČR považuje za diskriminační vzhledem k importované elektřině. Tato změna je začleněna do České legislativy v rámci novely zákona č. 65/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie.

Navrhované změny mají lépe reflektovat skutečný příspěvek daného odběratele k zatížení soustavy. Základním parametrem pro určení platby bude u odběratelů hodnota rezervovaného příkonu na hladině VVN a VN, u spotřebitelů na hladině NN (domácnosti) bude tato hodnota spojena s velikostí jističů. Jedním z vedlejších dopadů tohoto opatření by tak mohl být i fakt, že mnoho domácností zváží, zda je jejich dosavadní připojovací kapacita opravdu nezbytná a zda by nemohla být snížena. Tím by mohlo v celkovém měřítku dojít k energetickým úsporám.

Další novinkou týkající se novely energetického zákona a zákona o podporovaných zdrojích (NEZ) se týká mimo jiné malých FVE systémů. Tyto systémy do 10 kWp instalovaného výkonu by nadále nemusely mít licenci. Další změnou v této novele je změna definice zákazníka tak, aby byla definice shodná s evropskou směrnicí. Zákazníkem by se měla do budoucna rozumět osoba, která kupuje elektřinu pro své vlastní užití v místě spotřeby. Doposud je tato definice taková, že zákazníkem je osoba, která elektřinu pouze spotřebovává nebo přeúčtovává.

NEZ prošla ke konci roku 2014 do druhého čtení, které by se mělo konat počátkem roku 2015

6 Externality

Externality nejsou zcela jednoznačně definovány. Můžeme uvést například definici podle Šálovské, která definuje externality jako vnější efekty, které probíhají mimo tržní mechanismus a způsobují neefektivní chování trhu. Šálovská dále říká, že externality vznikají, pokud subjekt nenese veškeré náklady, nebo nedostane veškeré výnosy, ze své činnosti. [11]

Jako další můžeme uvést definici Meadna: Externalita je událost, která přináší významný přínos (či způsobuje významnou škodu) nějaké osobě nebo osobám, které neprojevily plný souhlas při přijímání rozhodnutí, které či která vedla přímo nebo nepřímo k posuzované události. [12]

Pokud bychom šli hlouběji do historie, za první ucelenou definici externalit je považována definice Pigoua, který oddělil soukromý a společenský užitek produktu a ucelil myšlenku externalit jako takových. Říká, že zdrojem hlavních divergencí mezi hodnotami čistého mezního společenského a soukromého produktu, který vzniká za dokonalé konkurence je fakt, že v některých použitích část produktu jednotky zdrojů obsahuje něco, co místo aby v první instanci přišlo osobě, které investovala jednotku, přijde místo toho v první instanci jako pozitivní nebo negativní prvek jiným lidem. [13]

Další definice externalit není zcela přesná, ale přidává do celkového chápání velmi důležitou složku, a tou je příroda a počasí. Rochdi Goulli říká, že externality jsou volné statky jako půda, déšť, vítr, flora a fauna, z nichž člověk a obec měli užitky i nežitky. V druhé řadě velká část externalit se institucionalizovala a integrovala se do souboru veřejných (kolektivních) statků, které jsou produkovány a zajišťovány organizacemi (centrálními, obecními a místními občanskými sdruženími). Jsou to statky veřejných kolektivních činností jako obrana, bezpečnost, legislativa a soudnictví, vzdělání, kultura, zdraví, sociální infrastruktura. [14]

Ačkoli nejsou externality pevně definovány, lze v jejich definicích najít mnoho společného. Vždy se jedná jak o přínosy (pozitivní externality), tak i o škody (negativní externality), které nejsou hrazeny přímo původcem nebo odběratelem, ale třetí stranou. Jsou způsobeny jak produkční, tak spotřební činností. V důsledku nejednoznačně vymezené odpovědnosti za externality, dochází k neoptimální alokaci zdrojů. Není tedy dosaženo tzv. Paretovo optimum, tedy stav, ve kterém si jeden ekonomický subjekt nemůže vylepšit postavení bez toho, aby si zároveň jiný ekonomický subjekt nepohoršil.

Jinými slovy, pokud dvě osoby maximalizují svůj užitek, nemusí dojít k celkově nejlepšímu řešení. Jako příklad zde může sloužit věžňovo dilema. V tomto případě dva od sebe oddělení vězni maximalizují svůj zisk bez ohledu na celkově nejlepší možný výsledek.

Pokud ekonomická aktivita vyvolá externí náklady, dojde k situaci, kdy se soukromé náklady původce na tuto aktivitu nerovnájí celkovým společenským nákladům touto aktivitou vyvolanou. V tomto případě může docházet k selhání trhu jako hlavního zajišťovatele optimálního rozdělení zdrojů. Zdroje se budou optimálně rozdělovat pouze z pohledu soukromých nákladů, nikoli z celkových společenských nákladů. Celkové náklady společnosti jsou tedy tvořeny dvěma složkami, jednak to jsou soukromé náklady a dále pak externí náklady. Pokud nebudou externí náklady nikterak internalizovány, nemá jejich původce žádný důvod je začleňovat do svých soukromých nákladů, jeho hlavním motivem je v tržním prostředí maximalizace zisku.

6.1 Rozdělení externalit

Externality lze dělit podle více faktorů. Mezi nejběžnější a často jediné rozdělení externalit patří rozdělení na negativní a pozitivní. Externality lze ovšem rozdělit i podle jiných měřítek, například zda se jedná o externality spotřební či produkční, Paretovo efektivní či Paretovo neefektivní. Dále rozlišujeme externality mezigenerační, reciproční, technologické a peněžní.

6.2 Negativní a pozitivní externality

Jako pozitivní externalitu bereme situaci, kdy je předána část užítku bez nutnosti platby za tento užitek ze strany příjemce. Pozitivní externality nejsou vnímány jako problém. Podle Ježka se jedná o selhání původce externality a ne o selhání trhu [15]. Producent pozitivní externality si tohoto faktu může být vědom, ale transakční náklady (náklady na vymáhání platby za externality) mohou být neúměrně vysoké vzhledem k výši této externality. Ježek dále uvádí, že neexistuje v podstatě žádný argument pro řešení pozitivních externalit v tržním sektoru. Jiná situace je podle něj v netržním prostředí, dochází k přenosu užitků z netržních subjektů na subjekty tržní. Pokud se jedná o soukromý subjekt, ten si může zvolit, zda bude produkt s pozitivní externalitou produkovat či ne. Veřejný subjekt může používat efekt pozitivní externality jako obhajobu své činnosti.

Podle Ježka zvyšují pozitivní externality způsobené veřejným subjektem výkonnost soukromých subjektů a tím tedy i jejich daňovou kapacitu. Existují externality, které lze vyloučit ze spotřeby (subjekt se může rozhodnout, zda je využije či nikoli), jako příklad takové externality lze považovat používání dálnic. Kdo se rozhodne výhody dálnic využívat, musí si koupit dálniční známku. Pokud tak neučiní, vystavuje se riziku vysoké pokuty. Na druhou stranu existují podle Ježka statky, které ze spotřeby vyloučit nelze. Jako příklad může sloužit například armáda či policie, která poskytuje ochranu. Služby těchto subjektů se ze spotřeby vyloučit nedají, a proto je namíste požadovat za poskytnutí jejich externalit plošnou platbu a požadovat platbu daní. Ježek dále dodává, že řešení pozitivních veřejných externalit nebude mít pravděpodobně privátní povahu, protože iniciativu od beneficienta očekávat nelze. [15]

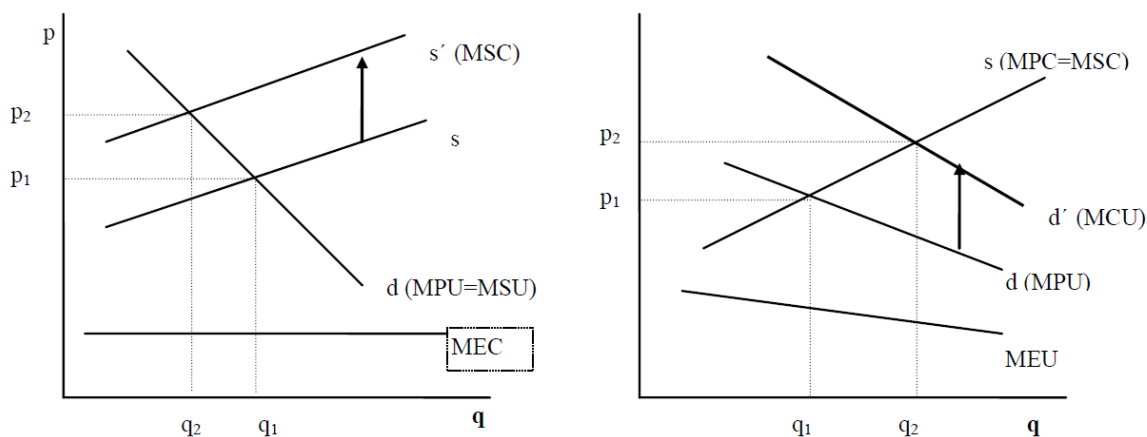
Jako příklad pozitivní externality lze uvést například příchod včelaře do zahrádkářské kolonie. Včelaři přinášejí včely užitek v podobě medu. Ve vedlejších zahrádkách ovšem v důsledku přítomnosti včel dochází, vzhledem ke zvýšenému opílování stromů, k větší produkci ovoce. Tedy včely přinášejí užitek i vedlejším zahrádkářům, po nichž ovšem včelař nemůže požadovat za tento přínos platbu. Část užitku ze včel je tedy převedena bezplatně na sousední zahrádkáře.

Pokud bychom se drželi tématu energetiky, lze jako příklad pozitivní externality uvést například to, pokud elektrárny vypouští odpadní teplo do řeky. V důsledku toho je v okolí teplejší voda a v té se lépe daří rybám. Rybáři, kteří si na toto místo chodí zarybařit tak mají lepší úlovky.

Jinak je tomu u negativních externalit. Ty nastávají ve chvíli, kdy je transferován negativní užitek bez zaplacení kompenzace toho negativního užitku původcem. Náš minulý příklad s včelařem si můžeme pro potřeby objasnění negativní externality rozšířit. Dejme tomu, že jeden ze sousedních zahrádkářů má na své zahrádce bazén a provozuje tam menší koupaliště. Vzhledem k vyššímu počtu včel mu ovšem ubylo zákazníků a on tedy přichází o zisk.

Jako příklad negativní externality v energetice lze uvést například těžbu uhlí pro uhelné elektrárny. S těžbou uhlí dochází k devalvaci krajiny, a pokud není tato krajina řádně revitalizována, i k jejímu nevratnému poškození. Jako další příklad negativní externality může sloužit například znečišťování ovzduší spalováním fosilních paliv.

Následující dva grafy znázorňují negativní a pozitivní externality a způsob jejich odstranění pomocí daní (negativní externality) či dotací (pozitivní externality). Grafy a částečně i jejich popisek je převzat od Vítka [11]



Obrázek 10: Negativní a pozitivní externalita, zdroj [12]

První graf znázorňuje negativní externalitu vytvářenou výrobcem. Přímka MEC označuje mezní externí náklady (náklady které neprocházejí trhem a nevstupují tedy do ceny statků – bez kompenzace dopadají na jiné subjekty) a je konstantní. Tedy na každou vyrobenou jednotku připadá externí náklad ve stejné výši. Pokud by externalita neexistovala, optimální rovnováha by byla v bodě $[q_1; p_1]$, výrobce by tedy vyráběl množství q_1 a toto množství by prodával za cenu p_1 . Existence externality nemá vliv na vyráběné množství ani cenu, pouze se tato výroba stává paretoovsky neefektivní. Důvodem je nezahrnutí externích nákladů (MEC) do mezních nákladů výrobce, znázorněných křivkou s . Pokud dojde k započtení externích nákladů do mezních nákladů výrobce (v grafu křivka MSC). Poté je společensky efektivní vyrábět množství q_2 za cenu p_2 . Při zohlednění externích nákladů bude tedy cena produktu vyšší a vyráběné množství nižší.

Druhý graf analogicky znázorňuje pozitivní externalitu. Protože pozitivní externalita neprošla cenovým mechanismem, neodrazí se v ceně a bude vyráběno a spotřebováno suboptimální množství statku. Toto množství bude v důsledku celkového užitku nižší než v situaci, kdy pozitivní externalita neexistuje.

6.3 Peněžní externality

Peněžní externality jsou podle Vítka [16] vytvářeny cenovým systémem. Pokud osoba A koupí zboží či službu, v důsledku čehož dojde ke zvýšení ceny (či alespoň tlak na zvýšení), toto zvýšení ceny se projeví v užitku osoby B. Tyto externality nemá cenu uvažovat v podmínkách dokonalé konkurence a v případě Paretovského optima, ovšem v reálném světě tyto předpoklady neplatí a peněžní externality tak mají svůj vliv na celkovou ekonomickou efektivnost. Peněžní externality se projevují jako změny cen a tím i zisků, přičemž možnosti produkce jsou stejné.

6.4 Reciproční externality

Tyto externality jsou takové, kdy se pozitivní efekt způsobený jedním subjektem druhému následně vrátí původnímu subjektu. Jako příklad takové externality může posloužit již zmiňovaný včelař a sadaři. Včelař působí pozitivní externalitu sadařům v podobě opylení jejich stromů, tato pozitivní externalita se mu však vrací v podobě toho, že včely získávají, taktéž bezplatně, materiál pro výrobu medu.

6.5 Externality v energetice

Lidská společnost mění svět okolo sebe. V důsledku této činnosti vznikají externality v mnoha různých odvětvích. Například ve stavebnictví, dopravě, průmyslové výrobě či zemědělství. Nejinak tomu je i v energetice, kde téma externích nákladů začalo být aktuální s rozvojem obnovitelných zdrojů energie.

Externality v energetice jsou nejčastěji spojeny s výrobou elektrické energie. Jednotlivé druhy elektráren mají pochopitelně odlišné externality. Pro zjednodušené účely externalit budeme uvažovat tepelné elektrárny (uhelné, plynové), jaderné a elektrárny, které nemají palivo v pravém slova smyslu (fotovoltaické, větrné).

V současné době představuje etablovaný postup pro kvantifikaci a posuzování externalit výroby elektrické energie evropská metodika ExternE (External Costs of Energy). Jedná se o sérii projektů, které započaly v 90. letech a pokračovali do roku 2005. ExternE je založena na palivovém cyklu. V rámci palivového cyklu jsou mapovány veškeré energetické přeměny od těžby primárního zdroje, přes jeho dopravu a případnou úpravu, výrobu elektrické energie. Zahrnuta je též problematika odpadů a likvidace po ukončení provozu. Kromě palivového cyklu je metodika ExternE ještě založena na analýze drah dopadů. Tato analýza zkoumá škodlivé látky od místa jejich emise až po místo, kde nepříznivě působí, v závislosti na použitém typu paliva, místě a čase. Analýza drah dopadů je v metodice ExternE zahrnuta především z důvodů, že ocenění externalit závisí na specifických podmínkách každé lokality, jako jsou například hustota populace, biodiverzita dané oblasti, druh zemědělských plodin nebo meteorologických podmínek dané lokality.

Tento palivový cyklus ovšem selhává u obnovitelných zdrojů energie, jako jsou například VTE či FVE. V tomto případě se často používá analýza životního cyklu (LCA – Life Cycle Analysis). V rámci LCA jsou analyzovány veškeré složky daného systému od „kolébky do hrobu“. Tedy například v případě VTE se bude jednat o těžbu a zpracování materiálu, výrobu jednotlivých komponent, jejich dopravu na místo výstavby, úprava místa výstavby, samotná výstavba elektrárny včetně připojení do elektrizační soustavy a po ukončení provozu rozebrání elektrárny, likvidace komponent a uvedení místa do původního stavu.

Ovšem výroba elektrické energie je většinou vzdálená od místa spotřeby a energii je nutné nejprve k místu spotřeby dopravit. K dopravě elektřiny slouží elektrizační soustava (viz samostatná kapitola s popisem ES ČR). Tato soustava byla historicky budována tak, že se počítalo s velkými výrobními celky. S nástupem OZE však přibývá více menších zdrojů, které je nutné k soustavě připojit.

6.6 Externality ve spojení s OZE

S rostoucím podílem obnovitelných zdrojů energie v energetickém mixu České Republiky (viz. rozvoj OZE v ČR) stoupá i důležitost zjišťování veškerých nákladů, které jsou s obnovitelnými zdroji spojené. Vyčíslení externalit spojených s výrobou elektrické z obnovitelných zdrojů provedl společnost VUPEK-ECONOMY, spol. s.r.o. na podnět České energetické agentury v roce 2005 (ČEA byla v roce 2007 z rozhodnutí MPO zrušena) [17]. Tato studie se opět zabývá pouze externími náklady

na výrobu elektrické energie. V této studii jsou vyčísleny obvyklé externality, které jsou spojovány s obnovitelnými zdroji energie, jako je například zábor zemědělské půdy (FVE), poškození krajinného rázu (VTE), hluk (VTE) či vliv na zdraví člověka. Náklady na provoz a investice do elektrizační soustavy spojené s obnovitelnými zdroji energie nejsou předmětem této studie.

Pokud se chceme pokusit zmapovat externí náklady obnovitelných zdrojů energie na elektrizační soustavu, musíme si nejprve určit celkové náklady na podporu obnovitelných zdrojů. Náklady na existenci obnovitelných zdrojů lze metodicky rozdělit do čtyř skupin:

- **Přímé náklady** – tyto náklady jsou dány povinností vykoupit elektrickou energii z obnovitelných zdrojů energie za dané ceny
- **Nepřímé náklady** – jsou dány dodatečnými požadavky na podpůrné služby
- **Vyvolané investice** – investice do síťové infrastruktury a její posílení z důvodů zapojení obnovitelných zdrojů energie
- **Náklady na regulační energii** – náklady na elektřinu, kterou je nutné zakoupit na krytí výkyvů vyvolaných nepravidelnou dodávkou obnovitelných zdrojů (především FVE a VTE)

Z těchto nákladů nesouvisí s provozem elektrizační soustavy pouze první skupina, tedy přímé náklady na výkup vyrobené elektřiny. Nepřímé náklady, vyvolané investice a náklady na regulační energii již s provozem elektrizační soustavy souvisí.

7 Předpoklady a vstupy do modelu

V předchozí kapitole jsem rozdělil náklady na obnovitelné zdroje do čtyř skupin. Pro určení výše nákladů pro jednotlivé skupiny je třeba přijmout některé zjednodušující předpoklady. Dále je nutné pokusit se predikovat vývoj vstupních dat pro výpočet. Dále je nutné pokusit se odhadnout možný vývoj rozvoje FVE a VTE na území ČR.

7.1 Obecné předpoklady práce

- Stávající zdroje uvedené do provozu před rokem 2014 budou mít zachovanou státní podporu dle platných legislativních pravidel po dobu 20 let. Po uplynutí této doby budou zdroje nadále provozovány již bez přímé státní podpory.
- Zdroje budované po roce 2014 nemají nárok na přímou podporu státu. Předpokládám tedy, že v celém časovém horizontu této práce nebudou přijata žádná rozhodnutí o znovuzavedení přímé státní podpory pro FVE a VTE.
- Při tvorbě scénářů možného budoucího rozvoje FVE a VTE jsem vycházel z národního akčního plánu pro obnovitelné zdroje [41]. Hodnoty předpokládané v tomto dokumentu byly upraveny podle skutečného vývoje především s přihlédnutím k prudkému rozvoji v letech

2009 až 2011 u FVE a naopak k nesplnění tohoto plánu pro VTE. Dále jsem vycházel z aktualizované státní energetické koncepce [42].

- Předpokládám ukončení zdrojů v Počeradech a Chvaleticích okolo roku 2025. Ve zprávě OTE [40] je v různých scénářích možného rozvoje české energetiky pro tyto zdroje uvedeno ukončení mezi roky 2020 až 2030.
- Jaderná elektrárna v Dukovanech bude provozována po celé sledované období. Případná dostavba JE Temelín neovlivní sledované období a nové bloky budou tedy případně dokončeny po roce 2033.
- Po celé sledované období bude zachován fixní kurz 27,5 Kč/EUR.
- Účinnost fotovoltaických panelů meziročně klesá o 0,8%.

7.2 Možné scénáře výroby z OZE

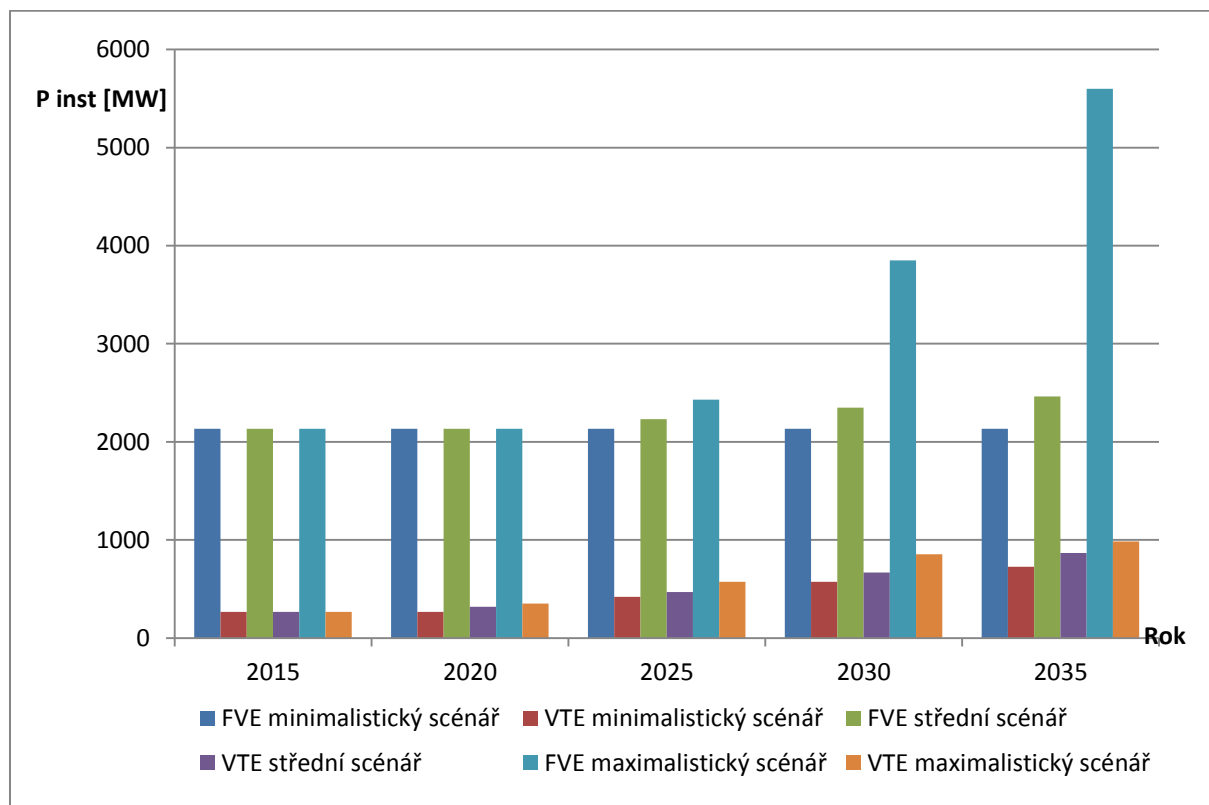
Jedním z klíčových faktorů pro vyčíslení vícenáskladů FVE a VTE je celkový objem elektřiny těmito zdroji dodaný, potažmo instalovaný výkon těchto výroben. Faktory ovlivňující rozvoj FVE a VTE jsem popsal v předchozích částech práce. Jedním z nich byla přímá podpora, s tou ovšem dle předpokladů práce do budoucna nepočítám. Další rozvoj FVE a VTE je tak předpokládán především díky růstu cen energie z fosilních zdrojů kvůli ekologickým opatřením (emisní povolenky, ekologické daně) a klesající cenou technologií. V této práci je navíc zvolen dlouhý časový horizont, rok 2033. Z těchto důvodů jsem se rozhodl v této práci vytvořit tři scénáře možného budoucího vývoje v oblasti FVE a VTE, při jejichž tvorbě jsem vycházel z národního akčního plánu pro obnovitelné zdroje a aktualizované státní energetické koncepce.

První scénář, nazvaný minimalistický, vychází ze situace z roku 2014, kdy byla pozastavena podpora pro nově budované výrobní OZE a předpokládá tedy stagnaci instalovaného výkonu do roku 2020. Poté je v tomto scénáři uvažován lineární růst instalovaného výkonu VTE tak, aby byl naplněn cíl NAPu pro rok 2020 v roce 2030 se zachovaným tempem růstu po tomto roce.

Druhý scénář, nazvaný střední, částečně vychází z národního akčního plánu pro energii z obnovitelných zdrojů. Tímto dokumentem deklarované cíle pro rok 2020 v oblasti fotovoltaiky byly naplněny již v roce 2013. V případě větrných elektráren naopak dochází k nesplnění NAPu. V tomto scénáři je tedy do roku 2020 předpokládána stagnace FVE a pouze mírný rozvoj VTE po roce 2015. Po roce 2020 dochází k růstu instalovaného výkonu jak u FVE tak i u VTE a to s meziročním přírůstkem srovnatelným s průměrným přírůstkem z národního akčního plánu.

Třetí scénář, maximalistický, je do roku 2020 velice podobný střednímu scénáři, pouze s většími přírůstky VTE po roce 2015. Po roce 2020 ovšem počítá s většími meziročními přírůstky především u FVE. Meziroční přírůstky po roce 2020 v tomto scénáři vycházejí z předpokladů plnění cílů aktualizované státní energetické koncepce.

Očekávaný vývoj instalovaného výkonu pro jednotlivé scénáře mezi roky 2015 a 2035 zachycuje následující graf.



Graf 1: Předpokládané scénáře rozvoje FVE a VTE; zdroj vlastní tvorba

8 Přímá podpora

8.1 Další vstupní údaje do modelu

Pro zjištění výše nákladů na přímou podporu je třeba znát výši zelených bonusů a výkupních cen pro jednotlivé roky, cenu silové elektřiny a výrobu podporovaných instalací v jednotlivých letech rozdělenou dle roku instalace. Dále je nutné znát poměr, kolik výroben využívá zelených bonusů či výkupních cen.

8.1.1 Výše zeleného bonusu a výkupní ceny

K určení velikosti zelených bonusů a výkupní ceny pro jednotlivé roky v celém sledovaném období, jsem vycházel z cenových rozhodnutí ERU v letech 2008 až 2014 [20]. U FVE došlo k několikerému rozdělení výše podpory dle velikosti instalovaného výkonu. V roce 2009 se podpora

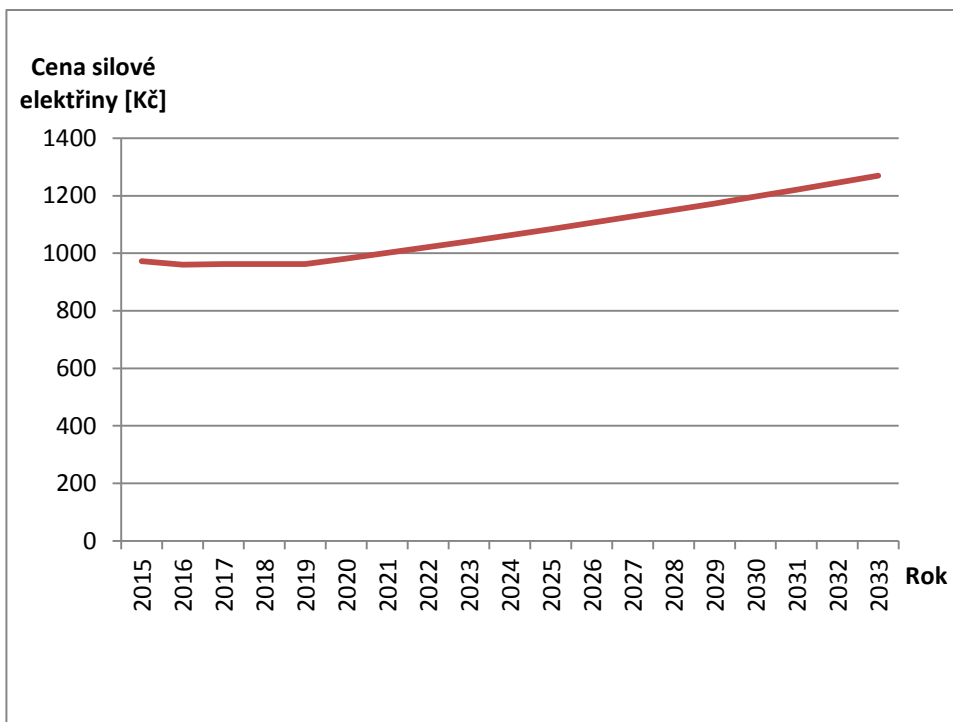
rozdělila pro instalace s instalovaným výkonem nad 30 kWp. Proto jsem pro určení výše podpory bral v potaz podporu pro instalace nad 30 kWp, jelikož se jedná o větší výrobní a na celkový výsledek mají vyšší vliv. V roce 2011 došlo k přidání kategorie mezi 30 kWp a 100 kWp instalovaného výkonu, pro účely této práce jsem bral v potaz výši podpory pro instalace nad 100 kWp. V roce 2012 došlo k omezení podpory pro instalace nad 30 kWp. Zde jsem zvolil předpoklad, že veškeré velké výrobní byly zapojeny do konce roku 2010 a tedy nově připojené výrobní, jichž se toto omezení týká, jsou výrobní do 30 kWp a tedy mají všechny nárok na podporu.

Na základě vývoje těchto hodnot v čase jsem se pokusil určit možný trend vývoje a v tom pokračovat do konce sledovaného období. V případě výkupních cen se jednalo v podstatě o lineární vývoj, kdy výkupní ceny meziročně stouply o 2%. V případě zeleného bonusu je situace složitější. Výše zeleného bonusu se odvíjí od ceny elektřiny na burze a rizikové přírážky. Jelikož jsem ale i budoucí cenu elektřiny pouze odhadoval, zvolil jsem pro růst zeleného bonusu stejnou hodnotu, jako pro výkupní ceny, tedy meziroční růst o 2%. Vzhledem k zastavení podpory nemá cenu určovat výši zeleného bonusu či výkupních cen pro instalace uvedené do provozu po roce 2014.

8.1.2 Cena silové elektřiny

Dále bylo třeba určit cenu silové elektřiny na burze pro potřeby výpočtu nákladů výkupních cen. Pokud jsou pro podporu využívány výkupní ceny, pak je nákladem rozdíl výkupní ceny a ceny silové elektřiny na burze. Pro určení průměrné ceny elektřiny pro roky 2012 a 2013 jsem použil průměrnou cenu elektřiny pro daný rok ze serveru kurzy.cz. Pro roky 2014, 2015, 2016 a 2017 byly použity ceny ročních forwardů produktu base load pro Českou republiku zveřejněné v ročence energetické burzy PXE.[19] Pro přepočítání z EUR byl použit v předpokladech uvedený fixní kurz 27,5 Kč/EUR.

Odhad dalšího vývoje ceny elektřiny má velmi nejistý potenciál. Cena elektřiny je ovlivněna celou řadou faktorů: nabídkou a poptávkou na trhu či legislativními opatřeními (ekologické daně, emisní povolenky atd.). Přesto je potřeba stanovit pro účely této práce vývoj ceny elektřiny. V letech 2017 až 2020 očekávám stagnaci ceny elektřiny a po roce 2020 návrat k mírnému růstu, meziročně o 2% tak, aby se ke konci sledovaného období cena elektřiny pohybovala okolo 50 EUR/MWh. Za předpoklad tohoto růstu očekávám především zvýšení poptávky po elektřině a také zprovoznění trhu s emisními povolenkami. Predikovaný vývoj ceny elektřiny je zobrazen v následujícím grafu.



Graf 2: Predikovaný vývoj ceny silové elektřiny pro roky 2015 až 2033; zdroj vlastní tvorba

8.1.3 Výrobu podporovaných instalací

Vzhledem k tomu, že výše podpory závisí na roce, kdy byla výrobná uvedena do provozu, je nutné celkovou výrobu FVE a VTE pro účely zjištění celkových nákladů na přímou podporu taktéž rozdělit dle stejného klíče. Pro toto rozdělení jsem v práci vyšel z hodnot celkové roční výroby jednotlivých zdrojů a roční přírůstku instalovaného výkonu těchto zdrojů. Nejprve jsem v závislosti na meziročním přírůstku určil část, která připadá na nově instalované zdroje a poté zbylou dodanou elektrickou energii rozdělil mezi stávající výrobní, opět podle roku uvedení výroben do provozu.

8.1.4 Poměr zelených bonusů k výkupním cenám

K určení, jaká část výroben využívá státní podporu ve formě zelených bonusů či výkupních cen, jsem použil údaje o vyplacené státní podpoře OZE pro rok 2013 dostupné na stránkách OTE. Dále jsem přijal předpoklad, že toto rozdělení zůstane po celé sledované období neměnné. V případě FVE je poměr zelených bonusů vůči výkupním cenám 30:70, u VTE je poměr zelených bonusů vůči výkupním cenám 55:45.

8.2 Náklady na přímou podporu

Na základě obecných předpokladů práce a vstupních údajů jsem určil náklady na přímou podporu pro FVE a VTE od roku 2012 do roku 2033. Tyto náklady jsou stejné pro všechny tři scénáře možného rozvoje FVE a VTE na území ČR.

Náklady na přímou podporu jsem určil následujícími vzorci:

$$N_{VC;t;t_{ins}} = (P_{VC} * A_{t;t_{ins}}) * (VC_{t;t_{ins}} - C_{elt_t})$$

$$N_{ZB;t;t_{ins}} = (P_{ZB} * A_{t;t_{ins}}) * (ZB_{t;t_{ins}})$$

Kde:

$N_{VC;t;t_{ins}}$ náklady na výkupní ceny zdroje instalované v čase t_{ins} pro rok t

$N_{ZB;t;t_{ins}}$ náklady na zelený bonus zdroje instalované v čase t_{ins} pro rok t

P_{VC} poměr elektřiny podporované formou výkupních cen

P_{ZB} poměr elektřiny podporované formou zeleného bonusu

$A_{t;t_{ins}}$ výroba zdroje instalovaného v čase t_{ins} v roce t

$ZB_{t;t_{ins}}$ výše zeleného bonusu pro zdroj instalovaný v čase t_{ins} v roce t

$VC_{t;t_{ins}}$ výše výkupní ceny pro zdroj instalovaný v čase t_{ins} v roce t

C_{elt_t} cena silové elektřiny na burze v čase t

Výsledné náklady přímé podpory dosahují částky pro FVE přibližně 500 mld. Kč a pro VTE přibližně 11 mld. Kč. Podrobnější rozpis nákladů rozdělení dle roku instalace jednotlivých výroben je uveden v následujících tabulkách pro FVE a VTE.

Rok instalace výroby						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
2012	504 766,91	5 501 095,07	17 876 400,41	55 067,33	598 054,27	
2013	482 215,42	5 257 432,83	17 091 839,20	53 144,53	588 942,33	82 034,62
2014	488 944,89	5 331 446,82	17 335 830,63	54 100,61	610 536,91	85 964,12
2015	502 832,95	5 489 941,42	17 876 374,75	57 410,90	643 565,67	97 391,67
2016	509 548,49	5 563 915,25	18 119 576,61	58 341,83	653 612,88	99 524,19
2017	515 972,23	5 634 392,60	18 350 286,43	59 161,38	662 596,23	101 204,72
2018	522 535,01	5 706 446,03	18 586 335,16	60 011,40	671 886,57	102 986,09
2019	529 171,86	5 779 309,83	18 825 028,47	60 870,28	681 275,35	104 783,89
2020	535 437,26	5 847 736,86	19 047 916,80	61 590,99	689 341,65	106 024,53
2021	541 776,83	5 916 974,06	19 273 444,14	62 320,23	697 503,45	107 279,86
2022	548 191,47	5 987 031,04	19 501 641,72	63 058,10	705 761,89	108 550,05
2023	554 682,06	6 057 917,48	19 732 541,16	63 804,70	714 118,12	109 835,28
2024	561 249,49	6 129 643,23	19 966 174,44	64 560,15	722 573,27	111 135,73
2025	567 894,69	6 202 218,20	20 202 573,95	65 324,54	731 128,54	112 451,58
2026	574 618,56	6 275 652,46	20 441 772,42	66 097,99	739 785,10	113 783,01
2027	581 422,04	6 349 956,19	20 683 803,01	66 880,59	748 544,16	115 130,20
2028	588 306,08	6 425 139,67	20 928 699,24	67 672,45	757 406,92	116 493,34
2029		6 501 213,33	21 176 495,04	68 473,70	766 374,62	117 872,62
2030			21 427 224,74	69 284,42	775 448,50	119 268,23
2031				70 104,75	784 629,81	120 680,37
2032					793 919,82	122 109,23
2033						123 555,00

Tabulka 5: Výše podpory pro jednotlivé FVE výroby rozdělené dle roku instalace v tis. Kč; zdroj vlastní výpočty

Prázdné buňky v tabulce znamenají, že pro příslušný rok skončila státem garantovaná podpora pro výroby instalované v příslušném roce.

Rok instalace výroby						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
2012	113 494,54	116 479,96	60 106,10	2 600,72	100 779,02	
2013	127 679,35	130 600,83	67 218,11	2 905,63	112 477,85	11 370,31
2014	131 636,17	134 847,96	69 504,98	3 005,93	116 420,18	11 781,62
2015	144 204,38	149 176,70	77 518,74	3 362,22	130 622,69	13 363,52
2016	148 030,79	153 263,43	79 697,32	3 457,56	134 361,33	13 758,48
2017	151 478,44	156 898,90	81 615,97	3 541,23	137 630,63	14 099,64
2018	155 078,13	160 704,33	83 628,36	3 629,05	141 064,60	14 458,89
2019	158 749,80	164 585,87	85 681,01	3 718,63	144 567,25	14 825,32
2020	161 924,80	167 877,58	87 394,63	3 793,00	147 458,60	15 121,82
2021	165 163,30	171 235,14	89 142,52	3 868,86	150 407,77	15 424,26
2022	168 466,56	174 659,84	90 925,37	3 946,23	153 415,92	15 732,74
2023	171 835,89	178 153,04	92 743,88	4 025,16	156 484,24	16 047,40
2024	175 272,61	181 716,10	94 598,75	4 105,66	159 613,93	16 368,35
2025	178 778,06	185 350,42	96 490,73	4 187,78	162 806,21	16 695,71
2026	182 353,62	189 057,43	98 420,54	4 271,53	166 062,33	17 029,63
2027	186 000,70	192 838,57	100 388,95	4 356,96	169 383,58	17 370,22
2028	189 720,71	196 695,35	102 396,73	4 444,10	172 771,25	17 717,62
2029		200 629,25	104 444,67	4 532,98	176 226,67	18 071,98
2030			106 533,56	4 623,64	179 751,21	18 433,42
2031				4 716,12	183 346,23	18 802,09
2032					187 013,16	19 178,13
2033						19 561,69

Tabulka 6: Výše podpory pro jednotlivé VTE výroby rozdělené dle roku instalace v tis. Kč; zdroj vlastní výpočty

9 Podpůrné služby

9.1 Predikce dodávky FVE a VTE

Výroby elektrické energie, které jsou závislé na přírodních podmínkách, a jejich výroba v čase velmi kolísá, představují pro ES dodatečnou zátěž. Pokud se navíc jedná o podporované zdroje, jako jsou FVE a VTE, kde je povinnost elektřinu z těchto zdrojů vykoupit, představuje proměnlivý charakter dodávky nemalý problém. Pro zajištění výkonové bilance je nutné opatřit dodatečné podpůrné služby a regulační energii.

O proměnlivém charakteru dodávky FVE svědčí následující příklad. Na konci roku 2012 byl instalovaný výkon FVE celkem 2 085,96 MW, tento instalovaný výkon v průběhu roku stoupal a pro následující ilustrativní příklad budeme uvažovat jeho hodnotu jako 1993,32 MW, což je průměrná hodnota za rok 2012. FVE celkem vyrobili v roce 2012 okolo 2 TWh. Z tabulky 7 a 8 vyplývá, že v intervalu 0% až 18% instalovaného výkonu se FVE na území ČR pohybovaly přibližně tři čtvrtiny času, za tuto dobu dodaly jen asi polovinu své celkové dodané elektřiny (1 078,8 GWh). Zbylou

polovinu dodaly ve zbylé jedné čtvrtině doby (993,6 GWh). Celková dodávka tedy byla 2 072,4 GWh, což je přibližně 12% využití výkonu.

Dodaný výkon ku P_{inst}		Četnost výskytu jevu	pravděpodobnost	P_{inst}	dodaná elektřina [MWh]	% z celkové dodané elektřiny
int min	int max					
0%	2%	42	11,48%	1 993,32	20092,674	0,97%
2%	4%	38	10,38%	1 993,32	54537,258	2,63%
4%	6%	39	10,66%	1 993,32	93287,415	4,50%
6%	8%	22	6,01%	1 993,32	73673,138	3,55%
8%	10%	19	5,19%	1 993,32	81805,887	3,95%
10%	12%	22	6,01%	1 993,32	115772,074	5,59%
12%	14%	19	5,19%	1 993,32	118164,059	5,70%
14%	16%	33	9,02%	1 993,32	236806,515	11,43%
16%	18%	35	9,56%	1 993,32	284646,215	13,73%
18%	20%	35	9,56%	1 993,32	318134,005	15,35%
20%	22%	23	6,28%	1 993,32	231065,751	11,15%
22%	24%	25	6,83%	1 993,32	275078,275	13,27%
24%	26%	12	3,28%	1 993,32	143519,1	6,93%
26%	28%	2	0,55%	1 993,32	25833,438	1,25%
28%	30%	0	0,00%	1 993,32	0	0,00%
30%	32%	0	0,00%	1 993,32	0	0,00%

Tabulka 7: Instalovaný výkon ve vztahu k dodané elektřině z FVE; zdroj vlastní tvorba

kumulovaná pravděpodobnost	kumulované % dodané elektřiny
11,48%	0,97%
21,86%	3,60%
32,51%	8,10%
38,52%	11,66%
43,72%	15,60%
49,73%	21,19%
54,92%	26,89%
63,93%	38,32%
73,50%	52,05%
83,06%	67,41%
89,34%	78,55%
96,17%	91,83%
99,45%	98,75%
100,00%	100,00%

Tabulka 8: Pravděpodobnost výskytu jevu ve vztahu k celkové dodané elektřině; zdroj vlastní tvorba

Na tomto případě je patrné, jak proměnlivá dodávka FVE je. Dále je třeba si uvědomit, že velká část dodaného výkonu FVE připadá na letní měsíce, kdy je naopak spotřeba elektrické energie nejmenší. Pokud bychom se podívali na VTE, bude situace velice podobná, pouze s tím rozdílem, že

VTE produkují elektřinu i v noci. Průměrná doba využití maxima se v případě VTE pohybuje okolo 1900 hodin ročně, v případě FVE okolo 1000 hodin ročně.

Predikce výroby z FVE a VTE záleží na mnoha faktorech. V případě VTE se jedná především o rychlost a směr větru, výšce, ve které je umístěn náboj VTE, okolní teplotě a tlaku. V případě FVE se pak jedná především o intenzitu slunečního záření, sklon a směr natočení panelů.

Jedním z nástrojů pro možnou predikci výroby z FVE je i projekt Evropské unie, fotovoltaický geografický systém (PVGIS).[21] Tento projekt umožňuje odhadnout intenzitu slunečního záření v jakémkoli místě v Evropě či Africe. Databáze dat byla sestavena na základě dat z pozemních stanic i satelitních měření v letech 1985 až 1995. Pomocí databáze intenzity slunečního záření, směru, sklonu a materiálu fotovoltaických panelů je následně odhadnuta roční výroba dané FVE. Mimochodem, odhad výroby na příští rok je jedním z dokumentů, který jsou povinni všichni provozovatelé FVE posílat společnosti ČEPS.

Spolu s rozvojem OZE a tím i nárůstem statistických dat je zřejmé, že přesnost predikce výroby bude v budoucnu stoupat, což bude mít příznivý dopad na potřebné velikosti záloh. Je ovšem třeba brát v potaz, že stále se jedná pouze o predikce a to navíc na velmi dlouhé časové období (1 rok), proto nebude při současných technologiích nikdy úplně přesná.

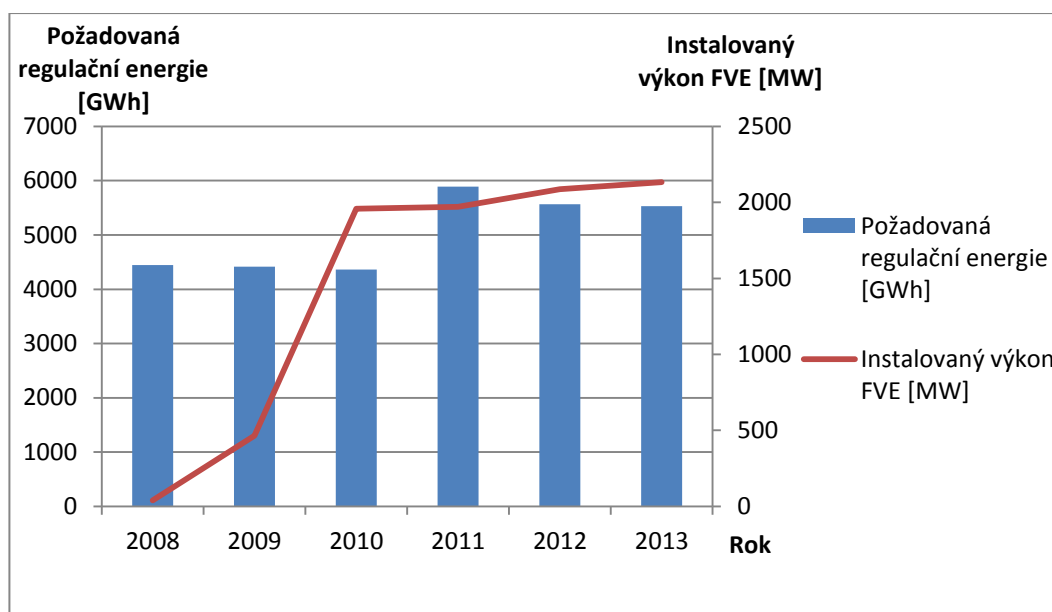
9.2 Vliv FVE a VTE na potřebnou velikost záloh

Pro správný chod ES je potřeba, aby byla v každém okamžiku dodržena bilance spotřeby a výroby, jinými slovy, okamžitá výroba elektřiny se musí rovnat okamžité spotřebě. Ovšem ani vyrobené množství elektřiny ani spotřeba není v čase konstantní. V případě spotřeby je to dáno například v závislosti na denní době či případných poruchách. Na straně výroby se může jednat o výkyvy z důvodů plánovaných i neplánovaných výpadků zdrojů. Rozdíl mezi výrobou a spotřebou elektrické energie je nutné korigovat. To mají za úkol záložní zdroje energie, které zajišťují soustavě takzvané systémové služby. V České Republice má řízení přenosové soustavy, a tím tedy i systémových služeb, společnost ČEPS.

Strana spotřeby není ovlivněna podílem jednotlivých zdrojů energie na celkovém množství dodané energie (energetický mix), ale pouze na denní době, průběhu pracovního týdne či ročním období. Výše záloh je v tomto případě dáno potřebou spolehlivé dodávky elektřiny a velikostí největšího bloku v soustavě.

Na straně výroby je situace složitější. Pokud bychom měli pouze zdroje přibližně o stejné spolehlivosti (například pouze jaderné či uhelné elektrárny), jejich libovolné zaměnění nebude mít vliv na velikost záloh. Pokud ovšem k tomu přidáme zdroje, jejichž spolehlivost je mnohem menší,

typicky FVE a VTE, bude nutné velikost záloh zvýšit. Z toho vyplývá, že potřebné navýšení zálohy regulační energie bude nejvyšší pro maximalistický scénář a pro minimalistický scénář bude toto navýšení naopak minimální. Je ovšem také zohlednit prudký rozvoj především fotovoltaických výroben v letech 2009 až 2011, který způsobil navýšení potřebné regulační zálohy v těchto letech. Souvislost mezi zapojením většího množství těchto nepredikovatelných zdrojů do soustavy je patrné z následujícího grafu.



Graf 3: Závislost požadovaných PpS v souvislosti s růstem instalovaného výkonu FVE; zdroj vlastní tvorba

Z grafu je patrné, že spolu s masivním nárůstem instalovaného výkonu FVE v roce 2010 dochází ke zvýšení požadovaných PpS v denních hodinách pro rok 2011. Tento zdánlivý roční posun není způsoben ničím jiným, než tím, že většina nově instalovaných FVE v roce 2010 byla kvapně dokončována a připojována těsně před koncem roku 2010 z důvodů značného omezení státní podpory pro nově budované zdroje. V letech následujících po roce 2011 dochází k mírnému poklesu požadovaných PpS. To si lze vysvětlit jako fakt, že s provozem velkého množství FVE nebyly předtím žádné zkušenosti a také změnami odpovědností za odchylku. Z těchto důvodů budu brát jako nejdůležitější navýšení PpS mezi lety 2010 a 2011. Toto navýšení je způsobeno právě zapojením nových nepredikovatelných výroben do ES ČR.

9.3 Druhy podpůrných služeb

Podpůrné služby (PpS) používá společnost ČEPS k zajištění systémových služeb, jako je udržování kvality elektřiny, udržování výkonové rovnováhy v reálném čase, obnovení provozu či dispečerské řízení. PpS se dělí do skupin, přičemž každá z těchto skupin potřebuje jiný čas pro

vedení do provozu a je schopna po různou dobu korigovat výkyvy v síti. Jednotlivé kategorie PpS jsou[22]:

- Primární regulace frekvence bloku
- Sekundární regulace výkonu bloku
- Minutová záloha 5minutová
- Minutová záloha 15minutová kladná
- Minutová záloha 15minutová záporná
- Minutová záloha 30minutová
- Snížení výkonu
- Sekundární regulace U/Q
- Schopnost ostrovního provozu
- Start ze tmy

Výše uvedené PpS jsou platné od roku 2013, kdy došlo ke změně kategorií PpS. Kategorie PpS TR+, TR-, DZ_t a QS₁₅ byly nahrazeny novou kategorií minutová záloha (MZ), u které se udává čas t, který značí, do jaké doby je daný záložní zdroj schopen plnit svoji regulační funkci.

Veškeré podpůrné služby musejí splňovat obecné požadavky na ně kladené. Musejí být měřitelné se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření, dále musí být garantována dostupnost služby během denního, týdenního a ročního cyklu. Pro poskytování některých druhů PpS musejí být bloky certifikovány stanoveným způsobem a poskytnout službu pomocí periodických testů. V neposlední řadě musejí poskytovatelé PpS procházet průběžnými kontrolami poskytování PpS a musejí být připraveni na možnou inspekci.

Rezervním výkonem se označuje hodnota výkonu, která musí být pro každý typ zálohy neustále k dispozici. Tento výkon je na pokyn dispečera ČEPS dodán do elektrické sítě. Použití rezervního výkonu se označuje jako čerpání regulačních záloh. Tyto rezervní výkony jsou společnostmi ČEPS nakupovány u dodavatelů elektrické energie.

Zapojování neřiditelných zdrojů elektrické energie má vliv na nutnou výši PpS. V případě VTE a FVE se to týká především sekundární regulace a minutové zálohy záporné i kladné.

Sekundární regulace – jedná se o změnu hodnoty výkonu regulovaného bloku tak, jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Využití této regulace je dáno algoritmem sekundárního regulátora Dispečinku ČEPS. Změna výkonu musí být vykonána nejpozději do 10 minut od požadavku s minimální změnou výkonu 2 MW/min. Minimální certifikovaná velikost sekundární zálohy na jednom bloku je 20 MW. [22]

Minutová záloha – zařízení poskytující tuto PpS jsou schopna do t minut ($t=5, 15, 30$) od příkazu dispečera reagovat a poskytnout sjednanou regulační zálohu. Minutovou zálohou se rozumí požadovaná změna výkonu, kladná nebo záporná, na svorkách poskytujícího zařízení. Příkladem kladné minutové zálohy může být zvýšení výkonu bloku, nenajetí programového čerpání či odpojení odpovídajícího zařízení od ES ČR. Příkladem záporné minutové zálohy je snížení výkonu bloku či připojení odpovídajícího zařízení do ES ČR. Pro minutovou zálohu do 5 minut je minimální velikost zařízení 30 MW a minimální doba, po kterou je garantované poskytnutí této zálohy jsou 4 hodiny. U minutové zálohy do 15 a 30 minut je minimální velikost bloku 10 MW a doba aktivace služby není omezena. [22]

9.4 Výpočet nákladů na dodatečné PpS z důvodů FVE a VTE

Problematika nepřímých nákladů a nutnosti zajišťovat podpůrné služby je nejvíce viditelná u zdrojů, jejichž výroba je obtížně plánovatelná a predikovatelná. U tepelných či jaderných elektráren je predikace výroby a její plánování poměrně jednoduché (až na neplánované poruchy) a jejich výroba se dá řídit. Část obnovitelných zdrojů energie je též snadno říditelná a jejich výroba predikovatelná, jedná se o biomasu a vodní elektrárny. Tyto zdroje nejsou zcela závislé na momentálních klimatických podmínkách, jako je tomu u fotovoltaických a větrných elektráren.

Tyto zdroje (FVE a VTE) jsou ze své podstaty obtížněji říditelné a jejich výroba se obtížněji predikuje. Navíc pokles výroby je u těchto zdrojů téměř okamžitý. Díky tomuto tyto zdroje způsobují v soustavě téměř neustálé odchylku, kterou je třeba korigovat pomocí podpůrných služeb, jejichž nákup má na starosti společnost ČEPS. Náklady na podpůrné služby jsou hrazeny z poplatku za systémové služby, který platí všichni koncoví odběratelé elektřiny. ČEPS platí vybraným subjektům za to, že mají své zdroje v pohotovosti a připravené dodávat v případě potřeby aktivace regulace. Cena elektřiny skutečně dodané (tzv.: regulační elektřina) v rámci aktivace podpůrných služeb je hrazena ve formě plateb za vícenáklady tržními účastníky.

Většina podpůrných služeb je z důvodů nižší ceny kontraktována na základě dlouhodobých smluv s poskytovateli PpS. Pro tyto kontrakty se používají nabídkové ceny, poskytovateli této PpS je tato služba hrazena ve výši, která je uvedena v uzavřené smlouvě. Tímto způsobem je obstaráváno zhruba devadesát procent požadovaných PpS. [22]

Zbýlé PpS jsou nakupovány prostřednictvím denního trhu PpS. Na tomto trhu je uplatňován princip marginální ceny, kdy je pro každou obchodní hodinu určena cena nejdražší přijaté nabídky a touto cenou jsou poté zaplacený veškeré zde nakoupené PpS v té konkrétní hodině.

Jak je uvedeno výše, zapojování většího množství neřiditelných zdrojů má nepříznivý vliv na požadovanou velikost záloh, které je nutné zajistit pro spolehlivý chod soustavy. Společnost ČEPS se v roce 2010 pokusila o sestavení exaktních vzorců pro zjištění, jak velký vliv na potřebnou velikost záloh mají instalované FVE a VTE. Tyto vzorce byly uveřejněny v kodexu přenosové soustavy pro rok 2010, ovšem ukázaly se jako nevyhovující a dostatečně nereflektují skutečné dopady na PpS. Vzhledem k stochastickému charakteru a relativně krátkým zkušenostem s provozem FVE a VTE nejsou prozatím definovány vzorce nové a proto je nutné pro určení dopadu zavádění těchto zdrojů do soustavy na velikost PpS použít jiné metody.

Pro každý kalendářní rok je společností ČEPS připravován dokument s názvem Příprava provozu. V tomto dokumentu jsou pro jednotlivé týdny uvedeny maximální požadované hodnoty jednotlivých typů PpS. Tyto hodnoty jsou určeny dle metodiky zveřejněné v Kodexu přenosové soustavy a vstupními údaji pro jejich určení především statistické ukazatele a zkušenosti z provozování PS z minulých let, dále pak technické údaje o blocích a plánované odstávky bloků.

Určené velikosti požadovaných PpS jsou rozděleny dle toho, zda se jedná o pracovní či nepracovní den či noc a jedná se vždy o týdenní maxima. Vzhledem k tomu, že se jedná o týdenní maxima, výsledky následujících výpočtů jsou také maximální a lze předpokládat, že ve skutečnosti jsou nižší.

K tomu, abychom mohli určit náklady na dodatečné PpS z důvodů zapojení většího počtu FVE a VTE do energetického mixu, je nutné znát dvě základní vstupní hodnoty. Jedná se o množství dodatečných PpS, které je nutné zabezpečit právě kvůli zapojení těchto zdrojů do soustavy a dále pak cenu, za kterou budou dané PpS opatřeny.

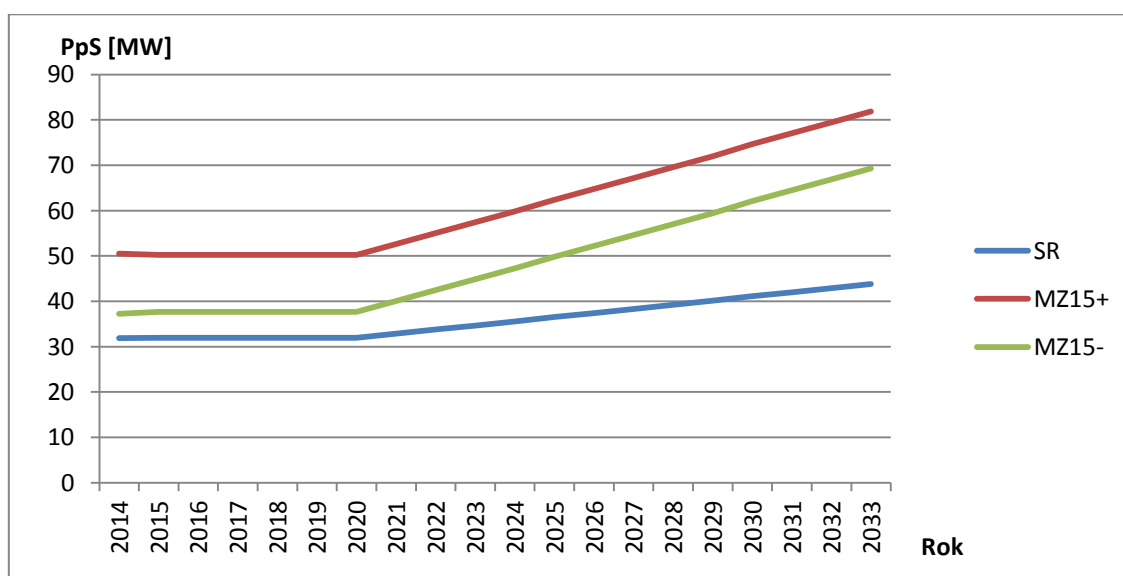
Vzhledem k tomu, že výše potřebných PpS závisí na velikosti instalovaného výkonu FVE a VTE v soustavě, bude se potřebné množství, potažmo i celkové náklady na PpS, lišit pro jednotlivé scénáře.

Co se ceny PpS týče, ta je závislá na celé řadě faktorů. Jednak je to cena silové elektřiny na burze, která ovlivní tržní chování výrobců elektřiny a jejich vůli držet část svého výkonu jako rezervu. Dále také cena PpS závisí na dostupnosti těchto služeb. Provoz přenosové a distribučních soustav není možný bez regulace, kterou poskytují podpůrné služby. Spolu s rozvojem OZE, především FVE a VTE, je nutnost regulačního výkonu ještě větší, vzhledem k závislosti na klimatických podmínkách a obtížné predikovatelnosti jejich výroby. Zároveň ovšem tyto dotované zdroje vytlačují konvenční zdroje elektřiny, které jsou schopné tuto regulační energii poskytnout. V současné době tento problém není nikterak závažný, ovšem je třeba vzít v potaz fakt, že pokud by větší část elektrické

energie pocházela z OZE, bylo by obtížnější nasmlouvat potřebnou regulační energii. Tento problém se okrajově objevuje v ČR v letních měsících, kdy probíhají odstávky bloků elektráren. Pokud by podíl elektřiny z FVE a VTE dále rapidně rostl, stále více klasických elektráren by se ekonomicky vyplatilo odstavit. Zároveň však s větším růstem podílu elektřiny z FVE a VTE roste i potřeba po regulační energii, kterou tyto odstavené zdroje poskytují. Z tohoto důvodu může být například po roce 2030 problém s nasmlouváním dostatečného množství PpS. Tento problém se ovšem může projevit i dříve, pokud nebudou přijata různá opatření a okolo roku 2025 dojde k ukončení provozu části uhelných zdrojů, které jsou jedním z hlavních poskytovatelů PpS, může nastat nestabilita sítě a nutnost tuto regulační energii získávat pomocí mezinárodních obchodů. V této práci jsem si ovšem dovolil přijmout předpoklad, že k tomuto nedojde a také, že síť je schopna zajistit dodatečné množství PpS pro rozvoj OZE, který je uvedený v zde prezentovaných scénářích. Snížení zdrojů poskytujících PpS se tedy projeví pouze zvýšenou cenou těchto služeb.

9.4.1 Minimalistický scénář

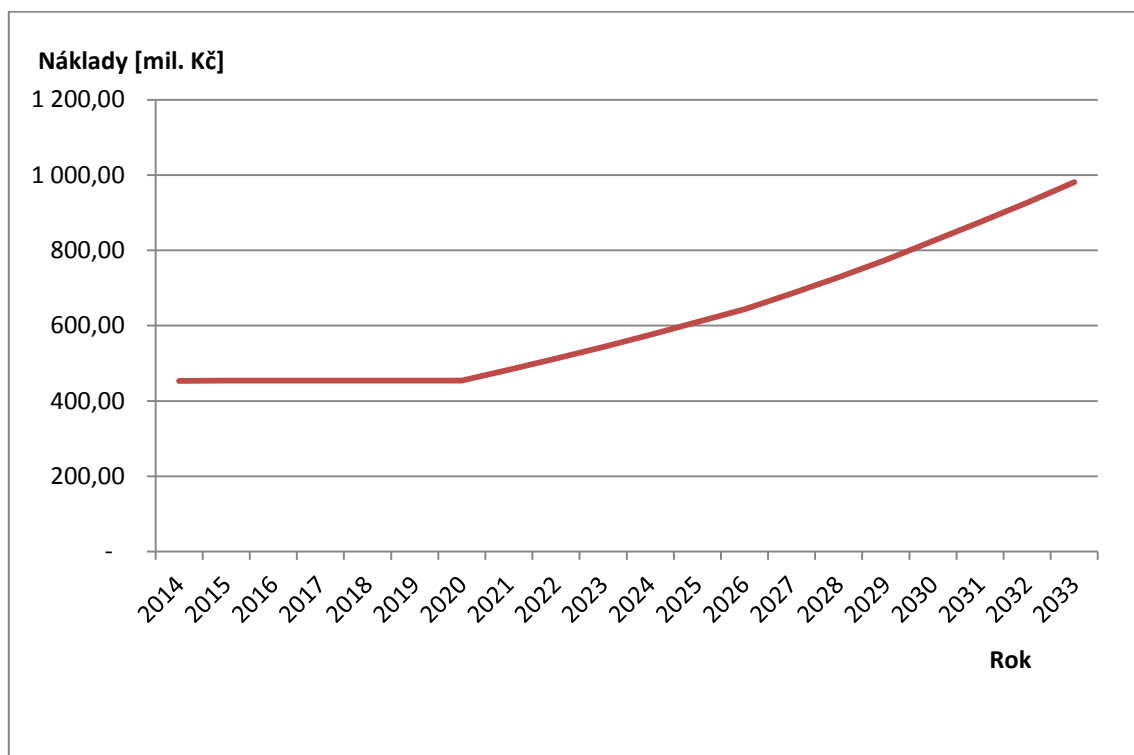
V tomto scénáři se rozvoj FVE i VTE zastavil v roce 2013. Proto v tomto scénáři nedochází do roku 2020 k žádnému navýšení potřeb držení PpS. Je dokonce možné, že dojde dokonce k mírnému snížení požadovaných PpS, ovšem v této práci je předpokládána stagnace držení PpS na úrovni roku 2014. Po roce 2020 dochází k rozvoji VTE, zde předpokládám, že dojde i k lineárnímu nárůstu potřeb držení PpS v závislosti na rostoucím instalovaném výkonu VTE. Jelikož k lineárnímu růstu dochází po roce 2020, předpokládám, že vzhledem k větším zkušenostem s provozováním nepredikovatelných zdrojů a zlepšením předpovědních nástrojů, dojde k nárůstu potřeb o přibližně 3MW u sekundární zálohy a o 8 MW u minutové zálohy záporné i kladné za každých nově instalovaných 100 MW [46]. Nárůst potřeb PpS zobrazuje následující graf.



Graf 4: Vývoj PpS v minimalistickém scénáři, zdroj vlastní tvorba

Pro potřeby určení ceny jednotlivých kategorií PpS vycházím z vážených týdenních průměrů ceny dlouhodobých smluv uzavřených pro příslušný rok společností ČEPS s dodavateli PpS [24]. Tyto ceny jsou ovlivněny mnoha faktory. Jedná se především o cenu silové elektřiny na burze, která ovlivňuje chování subjektů na trhu (subjekty se mohou rozhodnout, zda budou vyrobenou elektřinu dodávat na trh či se rozhodnou část svého výkonu nabídnout jako PpS). Vzhledem k tomu, že v tomto scénáři dochází pouze k minimálnímu rozvoji VTE, je zde předpoklad, že do roku 2020 bude cena PpS mírně klesat a po tomto roce bude tato cena mírně stoupat, obdobně jako cena silové elektřiny na burze.

Průběh nákladů na zajištění PpS pro minimalistický scénář zachycuje následující graf. Celkové náklady jsou ve výši přibližně 14 mld. Kč.



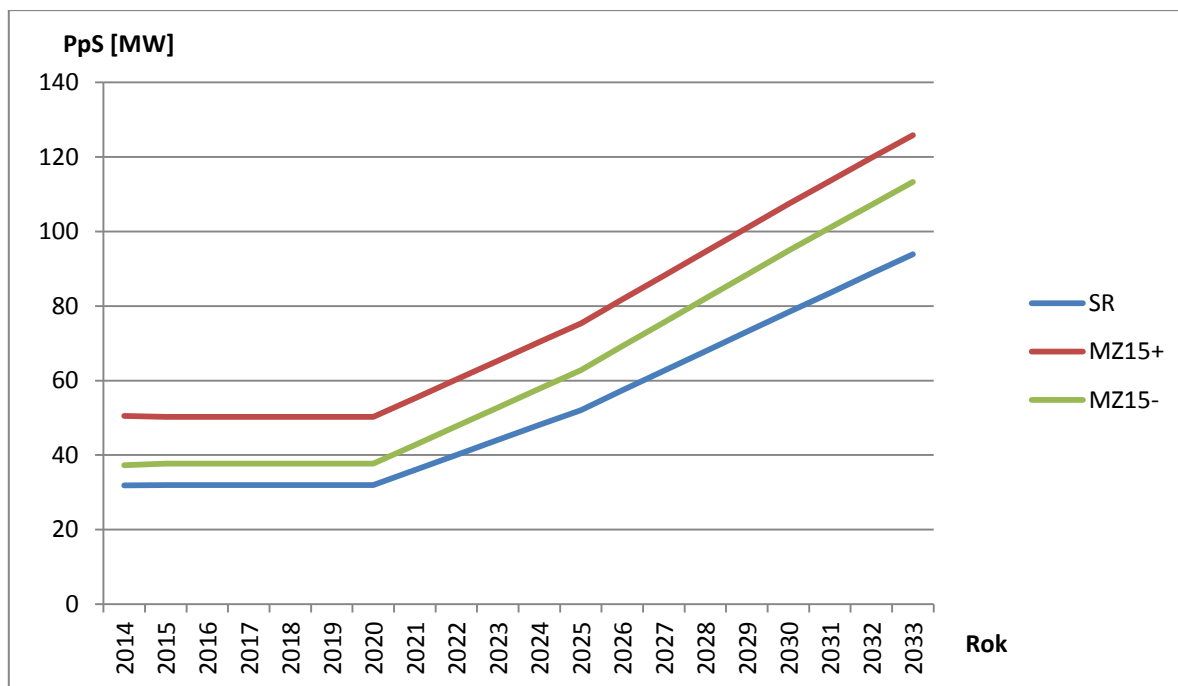
Graf 5: Průběh nákladů PpS pro minimalistický scénář; zdroj vlastní tvorba

Po roce 2025 dojde dle předpokladů k ukončení výroby v některých velkých konvenčních zdrojích, z tohoto důvodu dojde po tomto roce ke zvýšení tempa růstu cen PpS.

9.4.2 Střední scénář

V tomto scénáři je zastaven rozvoj FVE po roce 2013, rozvoj VTE je velice pozvolný. Vzhledem k rozvoji zkušeností s provozováním nepredikovatelných zdrojů, předpokládám do roku 2020 rovněž stagnaci potřeb držení PpS. Po roce 2020 dochází k prudšímu, stále však poměrně pozvolnému rozvoji jak FVE tak VTE. Zde předpokládám stejný lineární růst, jako v předchozím scénáři, teda za každých

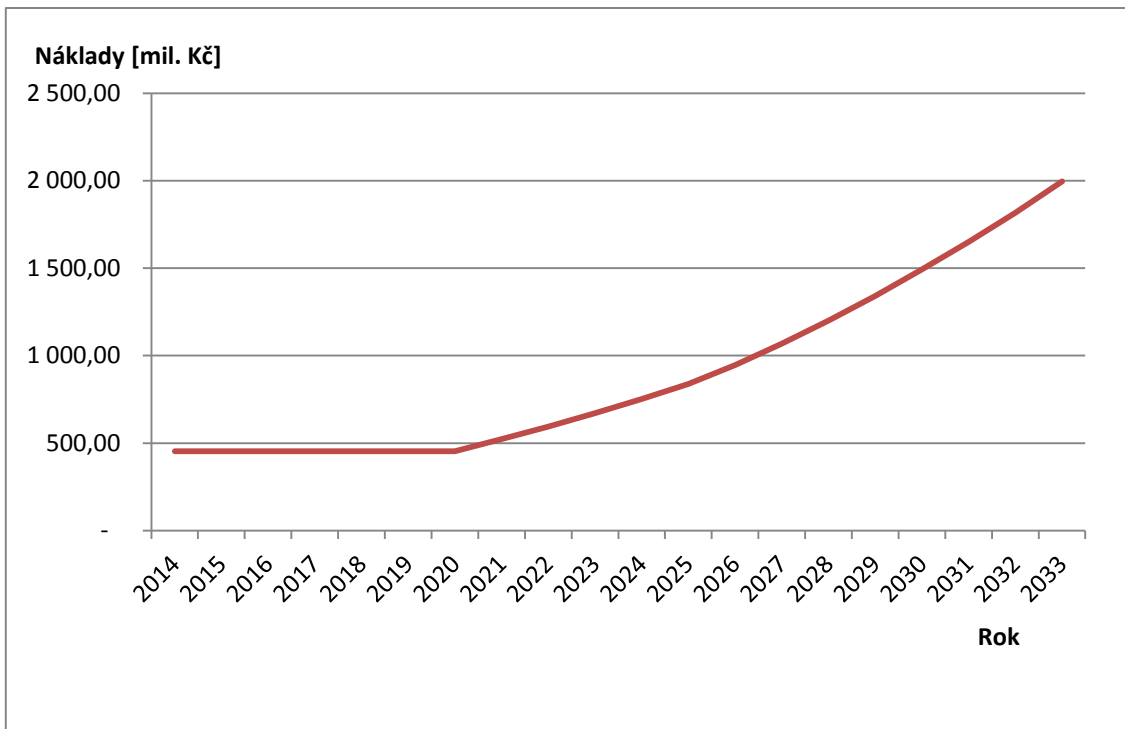
nově instalovaných 100 MW instalovaného výkonu vzroste potřeba držení rezerv v případě SR o 3MW a u MZ+ a MZ- o 8 MW. Nárůst potřeb PpS je zobrazen v následujícím grafu.



Graf 6: Vývoj PpS ve středním scénáři, zdroj vlastní tvorba

Cena PpS v tomto scénáři je do roku 2020 totožná, jako v minimalistickém scénáři. Rozdíl v instalovaném výkonu FVE a VTE je mezi těmito scénáři pouze minimální. Po roce 2020 dojde k většímu rozšíření FVE a VTE, což při zachování celkové elektrické energie dodané do ES ČR od všech dodavatelů znamená, že dojde k zmenšení podílu ostatních zdrojů. Proto si zde dovoluji předpokládat větší nárůst cen PpS než v minimalistickém scénáři.

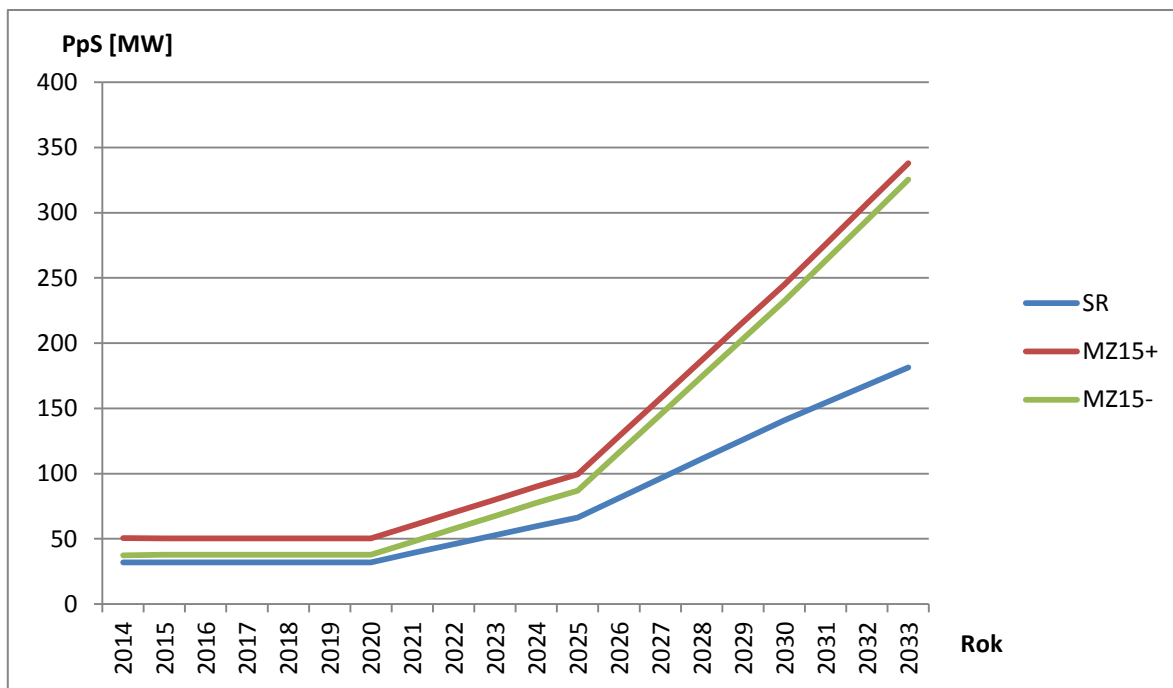
Průběh nákladů na zajištění PpS pro střední scénář zachycuje následující graf. Celkové náklady jsou ve výši přibližně 20 mld. Kč.



Graf 7: Průběh nákladů PpS pro střední scénář; zdroj vlastní tvorba

9.4.3 Maximalistický scénář

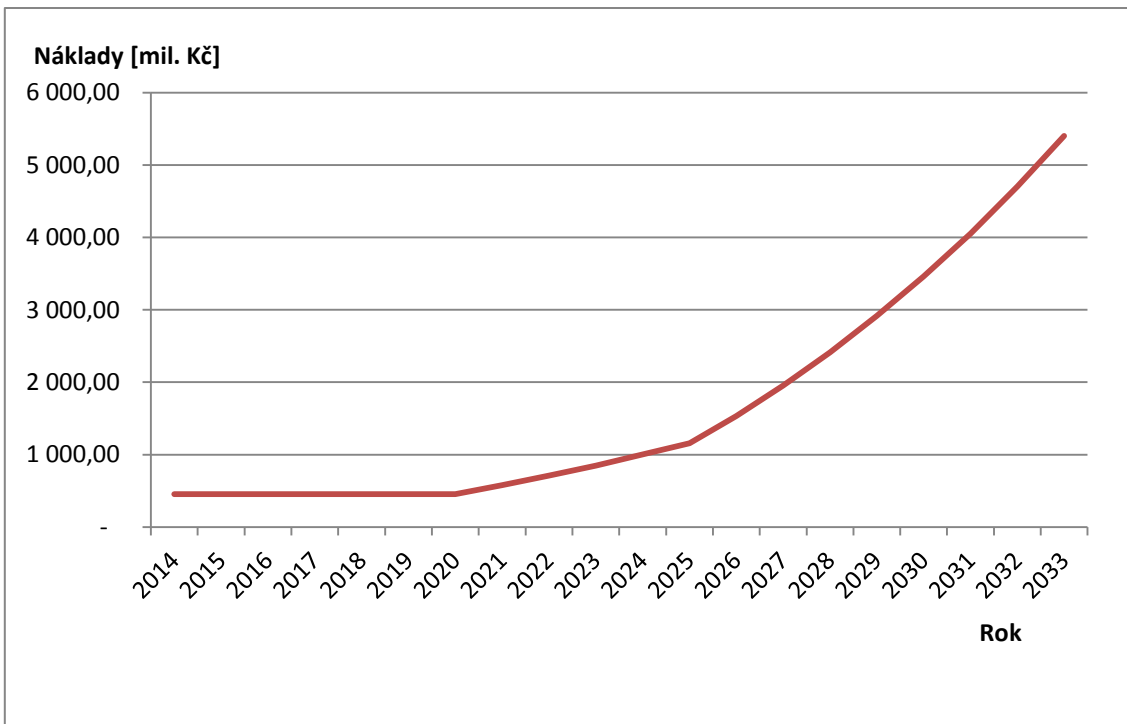
V posledním scénáři dochází do roku 2020 opět pouze k rozvoji VTE, tento rozvoj nepovažuji za nikterak dramatický, vzhledem k celkovému přírůstku 100 MW VTE do roku 2020, kdy se jedná přibližně pouze o 5% nárůst vzhledem k celkovému instalovanému výkonu FVE. Proto si zde opět dovolím zjednodušující předpoklad, že do roku 2020 bude potřeba držení PpS z důvodů FVE a VTE opět neměnná. Po roce 2020 dochází k relativně prudkému rozvoji, jak v oblasti FVE tak v oblasti VTE. Zde opět předpokládám lineární růst o stejných hodnotách jako v předchozích dvou scénářích. Jak jsem se již zmínil v předchozí části práce, toto prudké zvýšení spolu s možným ukončením životnosti některých konvenčních zdrojů může vést k nestabilitě celé soustavy a nutnosti nákupu většího množství regulační energie ze zahraničí. V této práci ovšem předpokládám, že tato situace nenastane a v soustavě bude dostatečné množství zdrojů schopných poskytnout PpS. Nárůst potřeb PpS je zobrazen v následujícím grafu.



Graf 8: Vývoj PpS ve maximalistickém scénáři, zdroj vlastní tvorba

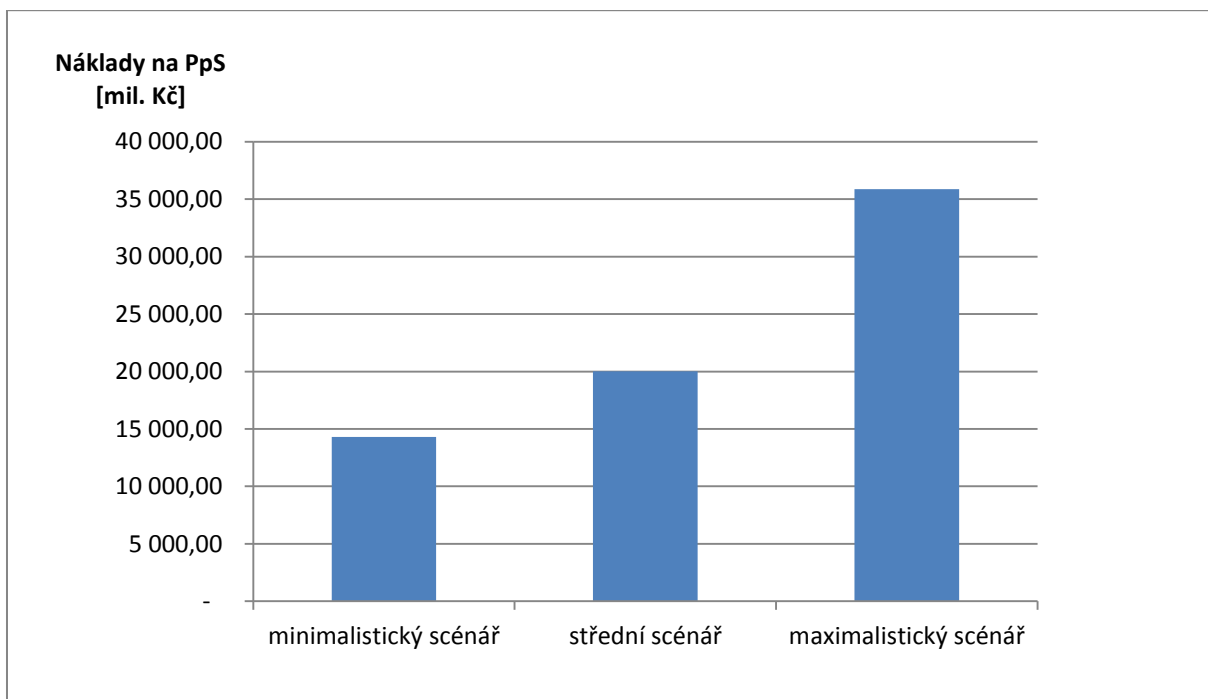
V případě maximalistického scénáře je cena PpS do roku 2020 stejná jako v předchozích scénářích. Sice dochází k většímu rozvoji VTE, tento rozvoj je ale v porovnání s celkovým instalovaným výkonem minimální a nepředpokládám, že by měl vliv na cenu PpS. Tato situace se ovšem po roce 2020 spolu s prudším rozvojem FVE a VTE mění. Jak již bylo řečeno, je zde možná situace, kdy příliš velké rozšíření FVE a VTE může vést až k nestabilitě sítě a nedostatku zdrojů pro zajištění PpS. Mezi předpokládané velké uhelné zdroje, které ve sledovaném období ukončí svoji životnost, jsou Počerady a Chvaletice. To vzhledem k zvětšeným požadavkům PpS povede ke zvýšení ceny PpS.

Průběh nákladů na zajištění PpS pro maximalistický scénář zachycuje následující graf. Celkové náklady jsou ve výši přibližně 35 mld. Kč.



Graf 9: Průběh nákladů PpS pro maximalistický scénář; zdroj vlastní tvorba

Pro přehled zde ještě srovnání celkových nákladů na PpS pro jednotlivé scénáře.



Graf 10: Srovnání nákladů PpS pro jednotlivé scénáře; zdroj vlastní tvorba

10 Regulační energie

Regulační energie je potřebná pro udržování neustálé rovnováhy mezi výkonovou a spotřební bilancí. Elektrizační soustava je soubor vzájemně propojených výrobních, přenosových, distribučních a spotřebních soustav. Řízení elektrizační soustavy má jako za jeden z hlavních úkolů dodržet již zmíněnou výkonovou bilanci. Elektřina, která je vyrobená (do soustavy dodaná), se musí v každém okamžiku veškerá spotřebovat (ze sítě odebrat). Jedním z nástrojů pro řízení ES je právě využití regulační energie.

Regulační energii rozlišujeme kladnou a zápornou. Jak již názvy napovídají, kladná regulační energie je potřebná, pokud je v ES elektrické energie nedostatek a naopak záporná regulační energie se používá v případě, kdy je v ES elektřiny nadbytek. Jako příklad kladné regulační energie může posloužit zvýšení výroby či naopak snížení spotřeby, u záporné regulační energie je to logicky opačně, tedy zvýšení spotřeby či snížení výroby.

Jelikož se v ES jakékoli změny šíří extrémně rychle, je potřebné, aby i regulační energie byla k dispozici dispečerovi v krátkém čase. Tím se dostáváme k tomu, jak regulační energie vzniká. Regulační energie slouží k poskytnutí systémových služeb a jako taková je z velké části obstarávána aktivací nasmlouvaných PpS. Proto, aby byla tato energie kdykoli k dispozici v požadovaném množství, ovšem nemusejí nasmlouvané PpS stačit, proto existuje ještě vyrovnávací trh s regulační energií, kde mají zájemci o poskytnutí regulační energie možnost zveřejnit své nabídky. Tento trh je organizován operátorem trhu, společností OTE [25], a jediným nakupujícím je zde společnost ČEPS. Účastníci trhu mohou nabídnout volný výkon pro regulaci 1 hodinu od začátku každé dodávky, čas uzavření vyrovnávacího trhu je 30 minut před začátkem každé dodávky. Tento trh je primárně určen pro subjekty zúčtování s vlastní zodpovědností za odchylku, ale se souhlasem příslušného subjektu mají na tento trh přístup i účastníci s přenesenou odpovědností za odchylku. Na vyrovnávacím trhu je možné nabízet jak kladnou, tak zápornou regulační energii. Tento trh je vhodným místem pro menší výrobce či spotřebitele, kteří kvůli poměrně přísné certifikaci nemohou nabízet PpS a přesto se chtějí podílet na regulaci soustavy. Pro ČEPS je naopak nevýhodou, že nabídka není garantována a v kritický čas nemusí být na trhu dostatek potřebné regulační energie.

Poslední možností pro obstarání regulační energie má společnost ČEPS nákupem regulační energie ze zahraničí. Tato možnost je využívána především jako záchrana v případě neočekávaného výpadku velkých výrobních bloků, jelikož tato regulační energie je ze všech možností nejdražší. Zajišťuje se většinou 2 a více hodin dopředu a předpokládá se dlouhodobější využití.

Jak bylo zmíněno, regulační energie slouží k udržení výkonové bilance. Je tedy zcela jasné, že obtížně predikovatelná dodávka elektřiny z VTE a FVE musí mít roli na velikost potřebné regulační

energie. Povinnost obchodníků s elektrickou energií vykoupit veškerou elektřinu vyrobenou z OZE způsobuje v síti velké přebytky či nedostatky elektrické energie. Pochopitelně že obchodníci se snaží výrobu z těchto zdrojů predikovat, ale jak bylo uvedeno v dřívější části této práce, tyto predikce nejsou zcela přesné a někdy mohou být i zcela zásadně špatné. V případě FVE a VTE je největší neznámou v této predikci vývoj počasí. Nepřesnosti v odhadu výroby poté mohou mít za následek dva dopady na potřebnou regulaci ES. V případě většího dodaného výkonu, než bylo odhadováno, je nutné aktivovat zápornou regulační energii, v tom případě energie z OZE nahradí plánovanou dodávku z konvenčních zdrojů. V případě, že dojde k nedodání predikovaného množství elektrické energie, je nutné aktivací kladné regulační energie tento rozdíl rovněž dorovnat a nahradit předpokládanou energii z OZE energií z konvenčních zdrojů.

Z platby za podpůrné služby se hradí pouze „fixní“ náklady na zajištění těchto služeb. Náklady na skutečně dodanou regulační energii jsou hrazeny ve formě plateb za vícenáklady. To, kolik elektřiny bude skutečně potřeba na regulaci odchylky vzniklou činností FVE a VTE, je závislé na přírodních podmínkách, které ovlivňují objem celkové elektřiny z těchto elektráren dodané do sítě.

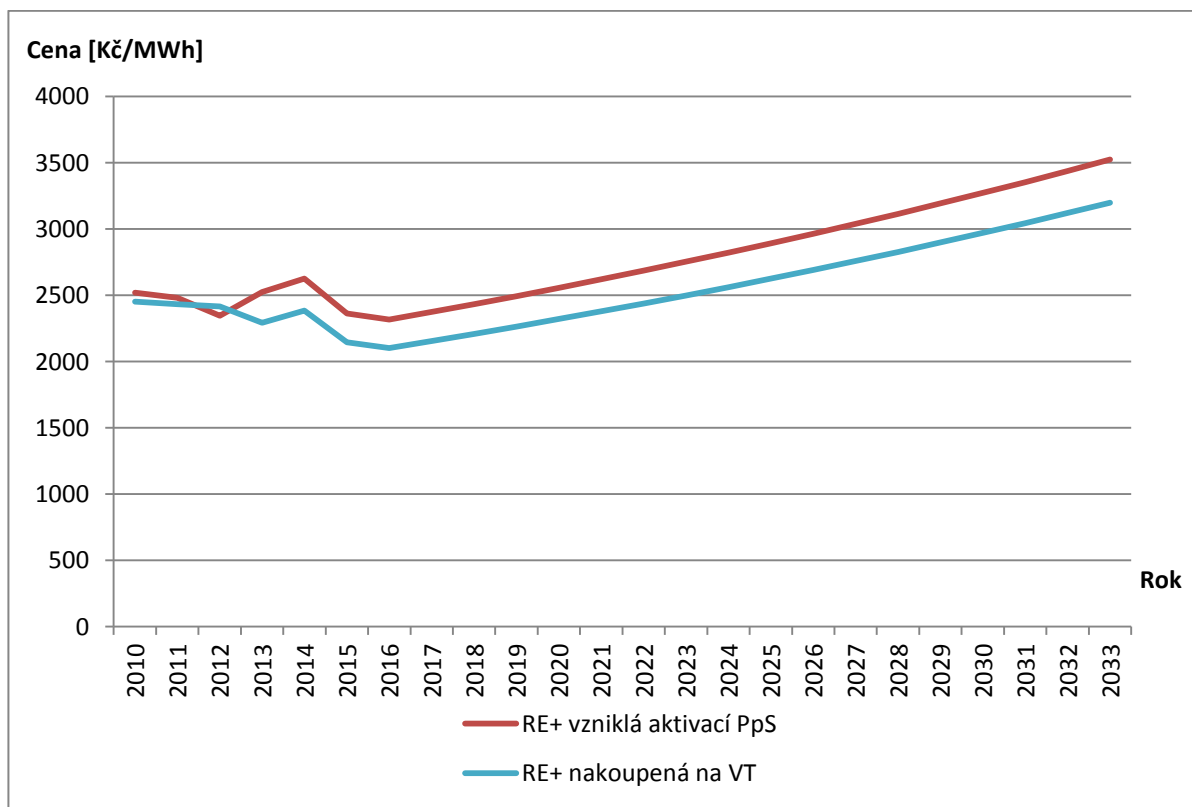
Vyhodnocení, jak velkou část regulační energie bylo nutné aktivovat z důvodů FVE a VTE, je poměrně obtížné. Regulátor trhu zveřejňuje každoročně souhrnné informace o použité regulační energii za uplynulý rok. Další údaje o regulační energii, tentokrát již podrobnější, lze získat z informačního systému společnosti ČEPS, systému Damas energy [26]. Bohužel, najít informace o tom, jak velký podíl na požadované regulační energii mají FVE a VTE se mi nikde nepodařilo. Proto jsem se rozhodl částečně vyjít z poznatků získaných při rozboru požadovaných PpS a jejich navýšení z důvodů připojení velkého množství převážně FVE v roce 2010.

K určení nákladů na obstarání potřebné regulační energie je třeba nejprve stanovit množství potřebné regulační energie, její cenu na vyrovnávacím trhu, cenu regulační energie vzniklou aktivací PpS a poměr mezi tím, kolik regulační energie bylo obstaráno nákupem na vyrovnávacím trhu a kolik jí bylo obstaráno aktivací PpS.

Poměr, kolik regulační energie bylo obstaráno nákupem na vyrovnávacím trhu a kolik jí bylo obstaráno aktivací PpS, jsem určil na základě hodnot získaných ze systému Damas energy. Po vyhodnocení denního průběhu regulační energie ze systému Damas energy pro roky 2012 a 2013 je patrné, že aktivací PpS vzniká mezi 80% - 90% veškeré potřebné regulační energie. Zbytek je nakupován na vnitřním trhu a nepatrná část je získána nákupem ze zahraničí. Jelikož zahraniční energie je využívána převážně v případě výpadku větších bloků a její objem není v porovnání s objemem celkového množství regulační energie zcela zásadní, rozhodl jsem se v následujících výpočtech tuto možnost obstarání regulační energie nezahrnout. Pro výpočty nákladů na regulační

energii jsem zvolil předpoklad, že daný poměr mezi aktivací PpS a VT bude po celé sledované období stejný. Tento poměr jsem na základě dostupných dat určil v případě RE+ tak, že 85% RE+ vznikne aktivací PpS a zbylých 15% je obstaráno na VT. U RE- je 80% obstaráno aktivací PpS a zbylých 20% je obstaráno na VT.

Cena regulační energie bude pro všechny scénáře stejná. Zvýšené náklady na zajištění stability soustavy jsou již zohledněny v ceně PpS a proto předpokládám stejnou cenu regulační energie pro všechny scénáře. Pro určení ceny kladné i záporné regulační energie jsem použil opět data ze systému Damas energy. Dále jsem použil celkový přehled potřebné regulační energie a celkové vynaložené náklady z technických zpráv o trhu s elektrickou energií a plynem pro roky 2008 až 2012[26], zveřejňovaných každoročně operátorem trhu. Cena regulační energie je rozdělena na cenu za regulační energii vzniklou aktivací PpS a regulační energii nakoupenou v rámci vnitřního trhu. Zde je vhodné zmínit, že cena záporné regulační energie je v porovnání s cenou kladné velmi malá. To je dáno tím, že výrobci nabízejí zápornou regulační energii z již zobchodovaných transakcí a výsledná cena je tedy nízká. Pro účely odhadu vývoje cen regulační energie jsem vycházel z předpokladu, že vývoj této ceny bude v procentních bodech velmi podobný s vývojem elektřiny na burze, kdy za základní ceny regulační energie považuji hodnoty vypočtené z údajů v systému Damas energy pro rok 2012 a 2013. Předpokládaný vývoj cen kladných regulačních energií zobrazuje následující graf.



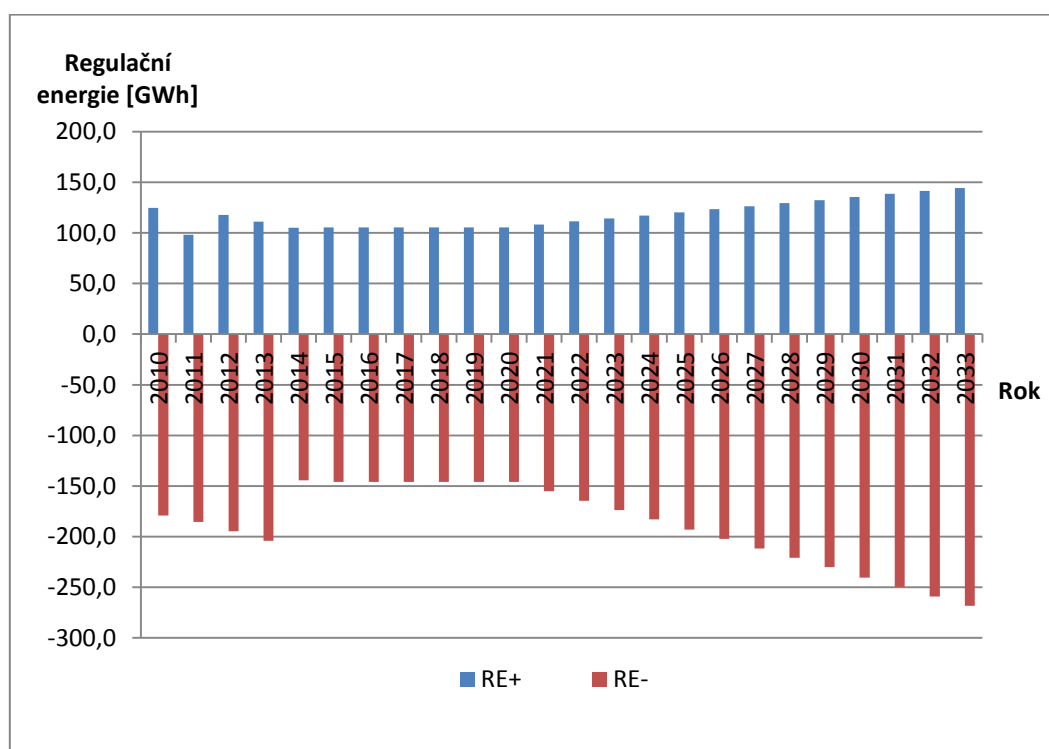
Graf 11: Předpokládaný vývoj ceny regulační energie; zdroj [26], vlastní tvorba

Co se záporných hodnot týče, jak bylo řečeno, jejich cena je velmi nízká a pohybuje se okolo 30 Kč/MWh a proto není v grafu zakreslena. Nicméně její vývoj předpokládá stejné procentuální nárůsty a poklesy.

Předpokládané množství potřebné regulační energie budeme muset opět rozlišit, v jakém scénáři rozvoje FVE a VTE se pohybujeme. Je patrné, že množství regulační energie bude závislé na množství nepredikovatelných zdrojů v soustavě. Předpokládaný vývoj regulační energie je vždy znázorněn pro každý ze tří scénářů rozvoje FVE a VTE probíraných v této práci. Při jejich tvorbě jsem vycházel především z dat společnosti ČEPS, OTE a z predikovaných potřeb PpS, které jsou uvedeny v předchozí části práce. Pro zjednodušení jsem předpokládal lineární navýšování potřebné regulační energie v závislosti na růstu instalovaného výkonu FVE a VTE v soustavě.

Minimalistický scénář

Předpokládaný vývoj potřeb regulační energie pro minimalistický scénář je uveden v následujícím grafu:

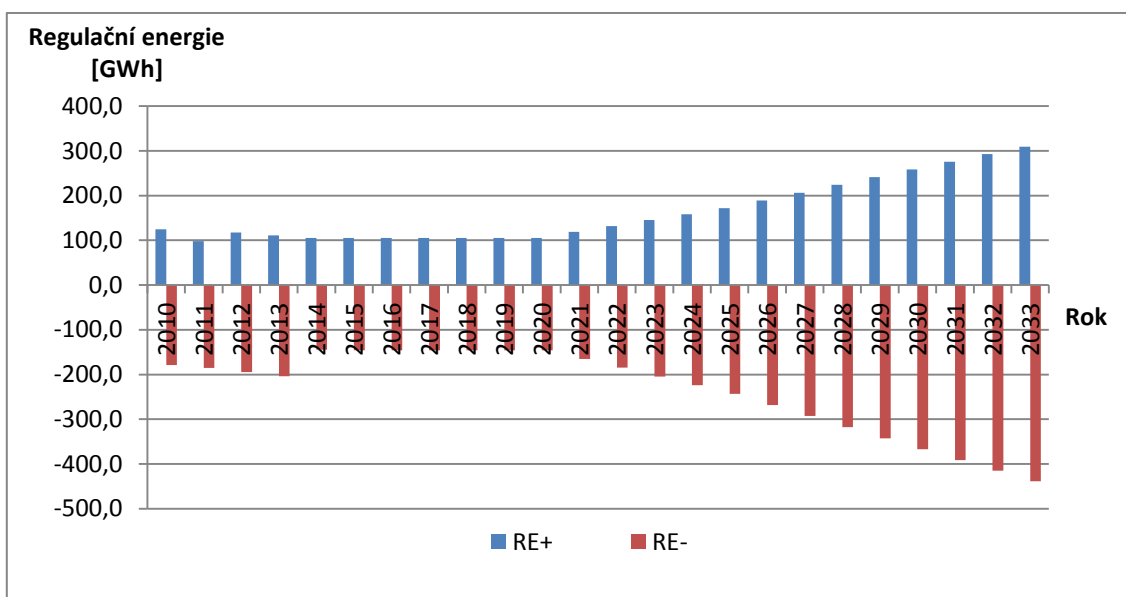


Graf 12: Vývoj regulační energie pro minimalistický scénář; zdroj vlastní tvorba

Celkové náklady na regulační energii v případě minimalistického scénáře dosahují do roku 2033 částky přibližně 7,5 mld. Kč.

Střední scénář

Předpokládaný vývoj potřeb regulační energie pro střední scénář je uveden v následujícím grafu:

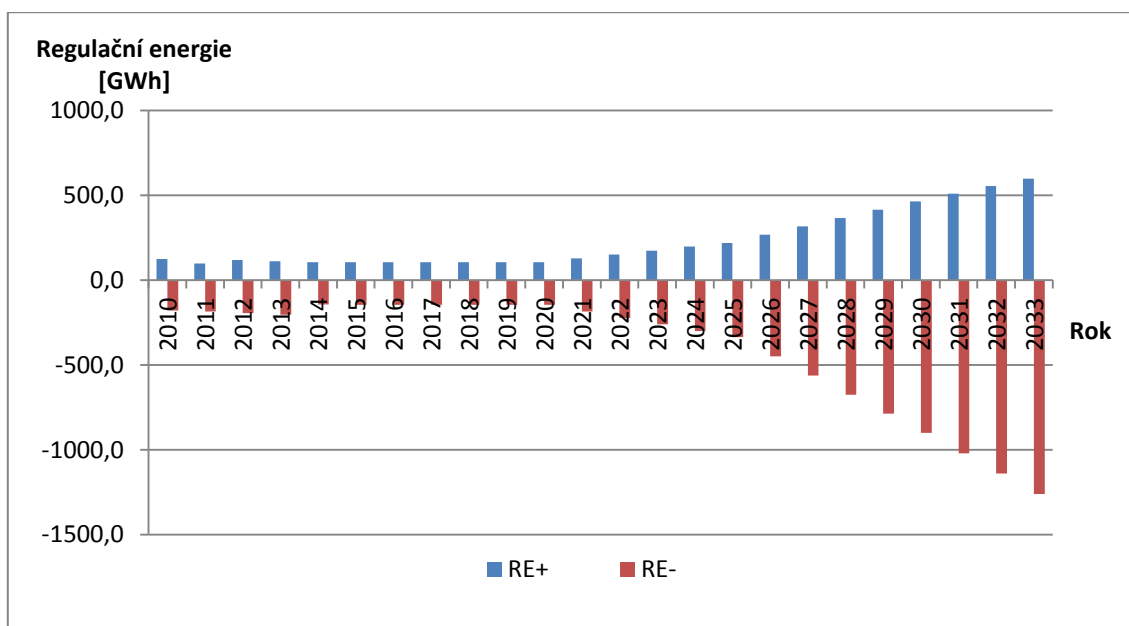


Graf 13: Vývoj regulační energie pro střední scénář; zdroj vlastní tvorba

Celkové náklady na regulační energii v případě středního scénáře dosahují do roku 2033 částky přibližně 11 mld. Kč.

Maximalistický scénář

Předpokládaný vývoj potřeb regulační energie pro maximalistický scénář je uveden v následujícím grafu:



Graf 14: Vývoj regulační energie pro maximalistický scénář; zdroj vlastní tvorba

Celkové náklady na regulační energii v případě maximalistického scénáře dosahují do roku 2033 částky přibližně 16,5 mld. Kč.

11 Vynucené investice

Konvenční zdroje elektřiny jsou obvykle budovány podle lokality primárních zdrojů energií (tepelné elektrárny) či vhodné lokality z hlediska bezpečnosti (jaderné elektrárny). Důvod je ten, že je zpravidla levnější dopravovat elektřinu, než primární zdroj energie. V případě uhelných elektráren nebývá problém s připojením do elektrizační soustavy, jelikož těžba uhlí infrastrukturu sama vyžaduje. U FVE a VTE se také rozhoduje o umístění primárního zdroje energie. V tomto případě intenzita slunečního záření popřípadě síla a stabilitu větru. Potřebná síťová infrastruktura je až na druhém místě. To vyvolává dodatečné náklady na výstavbu elektrických vedení či transformátorových stanic. Tyto dodatečné náklady nese většinou provozovatel distribuční soustavy, do nichž jsou FVE a VTE převážně připojovány. Dlouhodobý plán společnosti ČEPS počítá s každoroční investicí do rozvoje a posílení PS ve výši cca 4,5 mld. Kč. Do roku 2023 by se mělo takto proinvestovat přibližně 60 mld. Kč. [27]

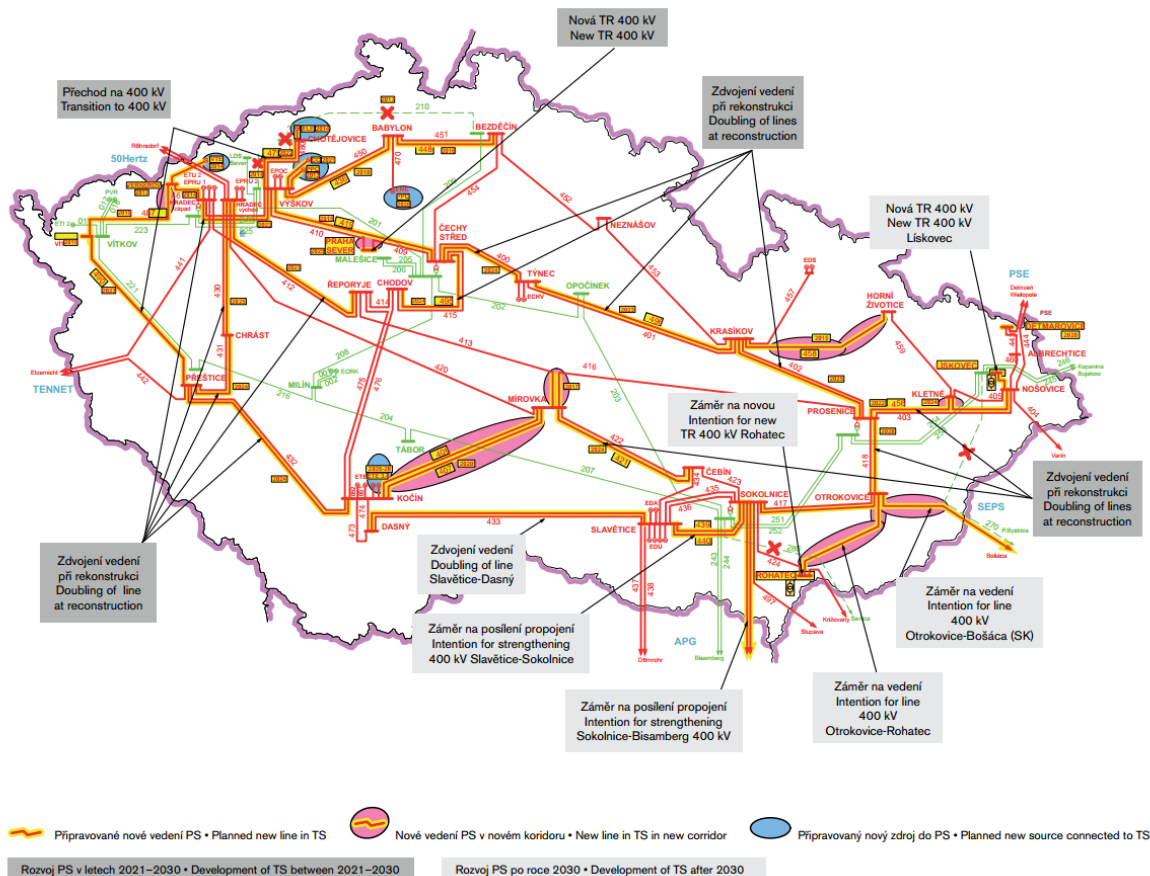
Elektrické sítě se v současné době stávají limitujícím prvkem pro další rozvoj ES. Při plánování dalšího rozvoje se musím vzít v potaz, jak budoucí očekávaná skladba zdrojů, tak i očekávané rozložení spotřeby na celém území. Vzhledem k tomu, že VTE a FVE mají oproti klasickým zdrojům krátkou dobu potřebnou pro jejich výstavbu, může zde nastat problém. Výstavba nové síťové infrastruktury má také poměrně dlouhou reakční dobu, a tak například v době prudkého rozvoje FVE v letech 2010 – 2011 musel být vzhledem k technickým možnostem sítí vydán takzvaný stop stav, kdy nebylo možné připojovat nové FVE do sítě. Realizaci nových síťových prvků, především liniových vedení, je poměrně dlouhá. Dosahuje rozmezí od 5 do 10 let. Požadovaný časový horizont ze strany výrobců i odběratelů je ovšem rozmezí 2 – 3 let. Vzhledem k tomu, že výstavba zcela nových liniových vedení je obtížná i po stránce průchodnosti nových tras, je při rozvoji kladen větší důraz na modernizaci stávajících prvků a zvýšení jejich kapacity.

Ve střednědobém horizontu do roku 2020 se připravuje výstavba 507 km nových vedení 400 kV, kdy přibližně polovina z této délky bude realizována zdvojením linek ve stávajících koridorech. V dlouhodobém horizontu jsou připravované různé koncepce, které se ale liší dle toho, kterým směrem se bude energetika ubírat. Jedná se o varianty s klasickými velkými zdroji až po varianty, počítající s rozvojem smart grids a tím pádem menším územním celkům se samostatným bilančním řízením. Výraznou změnou v rozvoji ES je také předpokládaný přechod k decentralizované výrobě

a elektromobilitě. Předpokládá se útlum hladiny 220 kV. Do roku 2030 by mělo přibýt okolo 700 km vedení PS, přičemž většina bude realizována na hladině 400 kV zdvojením stávajících koridorů [40].

Co se týče investiční činnosti společnosti ČEPS, tak tyto investice do posílení, výstavby a rekonstrukcí vedení nejsou prvořadě iniciovány výstavbou FVE a VTE. Připravované investiční projekty, které souvisejí s rozvojem OZE lze najít v plánu rozvoje přenosové soustavy ČR pro roky 2013 – 2022. Společnost ČEPS plánuje výstavbu nové 400kV rozvodny v lokalitě Verněřov, kde je jedním z důvodů výstavby této rozvodny i plánované budování větrného parku a tato rozvodna má sloužit k vyvedení jeho výkonu do ES. Výstavbou této rozvodny rovněž dojde k posílení přenosové soustavy na západě Čech a posílí se i propojení mezi ČR a Německem. Realizace toho záměru je plánovaná na rok 2016 – 2017 a náklady na rozvodnu by měli být cca 830 mil. Kč. Další rozvodnou plánovanou v úzké spojitosti s rozvojem OZE je 400kV rozvodna Vítkov. Tato rozvodna by se měla stavět v letech 2018 – 2019 a náklady na její vybudování by měly být přibližně 930 mil. Kč.

Podle výroční zprávy OTE [40] bude rozvoj a obnova ES ČR mezi lety 2014 až 2040 investičně velmi náročná. OTE odhaduje investiční náklady na rozvoj a obnovu, dle rozvoje výrobní základny, mezi 1,4 až 2,8 biliony korun. Z toho širokého rozpětí lze usoudit, že charakter výrobní základny má na celkovou výši investic velmi výrazný dopad. Největší investice OTE předpokládá u varianty lokální energetika, kde se počítá s rozvojem konceptu smart grids a s tím spojenými značnými investičními náklady.



Obrázek 11: Plánovaný rozvoj PS; zdroj [40]

Jak již bylo zmíněno, investice do ES po roce 2020 jsou závislé na směru, kterým se bude energetika ubírat. Vzhledem k tomu, že v této práci rozebírám pouze dopad FVE a VTE, které budou i v maximalistickém scénáři tvořit pouze část celé ES, je odhad potřebných investic vyvolaný zapojováním těchto zdrojů do soustavy velice nejistý. Pokud bychom se podívali na mnou navržené scénáře rozvoje FVE a VTE, budou zde investiční náklady na rozvoj ES, v tomto případě především distribuční a přenosové sítě, nejvyšší u maximálního scénáře a nejnižší lze očekávat u minimalistického scénáře.

Ve střednědobém horizontu bude rozvoj distribučních soustav podmíněn především regionálními potřebami. Vzhledem k růstu požadavků odběratelů bude potřeba rozvíjet sítě 110 kV. Do roku 2020 se počítá se zprovoznění nových kabelových či klasických vedení na hladině 110 kV v délce 300 km a s posílením stávajících linek na hladině 110 kV v délce přibližně 1000 km. Rozšíření rozptýlené výroby vede ke změně dosavadního charakteru DS a klade dodatečné nároky na jejich řízení.

Co se stanoví celkových nákladů vynucených investic způsobených zapojováním FVE a VTE do ES ČR týče, tak v takto dlouhém časovém horizontu se mi bohužel podařilo najít pouze odhady

celkových investic. Rozklíčování, jak velká část z této sumy připadá na vrub instalaci nepredikovatelných zdrojů, se mi bohužel nepodařilo.

V souvislosti s rozvojem OZE, tentokrát ovšem nikoli v ČR, ale v sousedním Německu vyvstal další problém. Konkrétně se jedná o neplánované tranzitní přetoky elektrické energie přes území ČR. Této problematice je věnována samostatná kapitola, ale jelikož jedním z důsledků je i výstavba transformátorů s řízeným posunem fáze v rozvodně Hradec u Kadaně, považuji za správné tento problém zmínit zde, v části týkající se investiční činnosti. Celkové náklady investice jsou odhadovány na 2,5 mld. Kč, přičemž 1 mld. Kč připadá na dva speciální transformátory, které mají ochránit ES ČR před neplánovanými přetoky způsobené Německou nadvýrobou z OZE.[28] Jako jeden z hlavních důvodů investice je hrozba blackoutů, ke kterým může docházet v případě, když nekontrolované přetoky naruší ES a ta se začne kvůli ochraně vypínat. Transformátory mají být uvedeny do provozu v roce 2016.

Název	Plánovaný rok ukončení stavby	Plánované náklady [mil. Kč]
Rozvodna Verněřov	2017	830
Rozvodna Vítkov	2019	930
PST v rozvodně Hradec	2016	2 500

Tabulka 9: Vybrané plánované investiční akce společnosti ČEPS, zdroj [27], [28]

12 Mezinárodní propojení přenosových soustav

Elektrizační soustavy jednotlivých zemí nelze chápat jako oddělené jednotky, soustavy jsou v rámci regionů propojeny pomocí přenosových soustav. Jednotlivé země udržují výkonovou bilanci své soustavy samostatně, ovšem pro bezpečný provoz jednotlivých soustav je jejich propojení klíčové a ekonomicky výhodné. Evropské přenosové soustavy byly z historických důvodů budovány propojeně. Menší soustavy jsou hůře říditelné a náchylnější na výpadky velkých zdrojů. V celé síti dochází k neustálým změnám v dodávce i spotřebě, odpojení nebo připojení jednoho zdroje či spotřebiče je ve velkých soustavách téměř nepostřehnutelné, kdyžto v případě malých soustav může způsobit vážné komplikace.

Mezi nejvýznamnější přínosy propojování menších přenosových soustav do větších celků lze zařadit:

- Optimalizace využití instalovaných kapacit
- Zvýšení spolehlivosti
- Snížení dopadu výpadku
- Lepší řízení frekvence a minimalizace rušení
- Stabilita napěťové hladiny
- Snížení nutné rezervy výkonu
- Vzájemná pomoc ve stavech nouze

Dále je vhodné zmínit, že některé země Evropy nejsou ve výrobě elektřiny soběstačné, jiné země, mezi ně patří i Česká republika, jsou naopak exportéry elektrické energie. Česká republika je stálý exportér elektrické energie. Saldo importu a exportu elektrické energie se od roku 2000 pohybuje v rozmezí 10 až 17 TWh.

Provozovatel přenosové soustav v ČR, společnost ČEPS a.s., je členem organizace ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), což je organizace 41 evropských provozovatelů přenosových soustav z celkem 34 zemí Evropy. Náplň činností a vazby na ostatní orgány EU jsou odvozeny z tzv. 3. Energetického liberalizačního balíčku EU. ENTSO-E navazuje na předchozí evropská sdružení (UCTE, NORDEL a jiné)[29]. Česká republika je připojena k sousedním státům pomocí 17 vedení.



Obrázek 12: Členské země ENTSO-E; zdroj [29]

V současné době je řízení jednotlivých soustav v rukou jednotlivých přenosových operátorů a zahraniční propojení je využíváno pro obchod či ve stavech nouze. Možnou budoucnost využití propojených soustav ukazuje projekt e-GCC mezi ČEPS a.s. a provozovatelem slovenské přenosové soustavy SEPS a.s., který byl uveden do testovací fáze v roce 2012. Cílem je zamezení dodávky regulační energie v opačných směrech a tím k omezení nutné aktivace PpS již na sekundárním stupni regulace. Výměna probíhá v reálném čase a reaguje na aktuální situaci. Pro výměnu regulační energie jsou použity přeshraniční kapacity zbylé po ukončení vnitrodenního přidělování, díky čemuž nedochází k omezení kapacity pro účastníky trhu a je zajištěna vysoká bezpečnost provozu.

12.1 Přeshraniční toky mezi Českou republikou a Německem

Elektrická energie se řídí fyzikálními zákony, které nelze změnit, a nerespektují hranice. Toky elektrické energie jsou ovlivněny umístěním výroben a místy spotřeby, elektřina tedy teče dle možnosti propojených soustav. Geografická poloha České republiky ve středu Evropy, spolu s napojením na všechny okolní státy a poměrně robustní vnitrostátní síť, nás předurčuje k roli jakéhosi přirozeného tranzitního systému, což s sebou ale nese i nebezpečí v podobě vystavení se externím vlivům tranzitních toků. Německo oznámilo po havárii v Japonské jaderné elektrárně Fukušima, v roce 2011 svůj plán na odstavení svých jaderných elektráren a přechod na obnovitelné zdroje. V březnu téhož roku bylo odstaveno 8 nejstarších bloků německých JE a postupně bude docházet k vyřazení zbývajících 17 bloků JE do roku 2022. Spolu s plánem na odstavení jaderných elektráren byl předložen i plán na jejich nahrazení obnovitelnými zdroji. V roce 2013 byl podíl OZE na výrobě elektřiny v Německu 23,4% a do roku 2020 by se podle plánu měl zvednout až na 35%.

Problémem jsou neplánované toky elektrické energie. Tyto toky jsou definovány jako rozdíl mezi fyzickými a komerčními (plánovanými) toky na vedení spojující dva státy. Hlavními příčinami vzniku těchto toků z Německa jsou nedostatečná přenosová kapacita spolu s prudkým rozvojem OZE a dále obchodní zóna Německo - Rakousko.

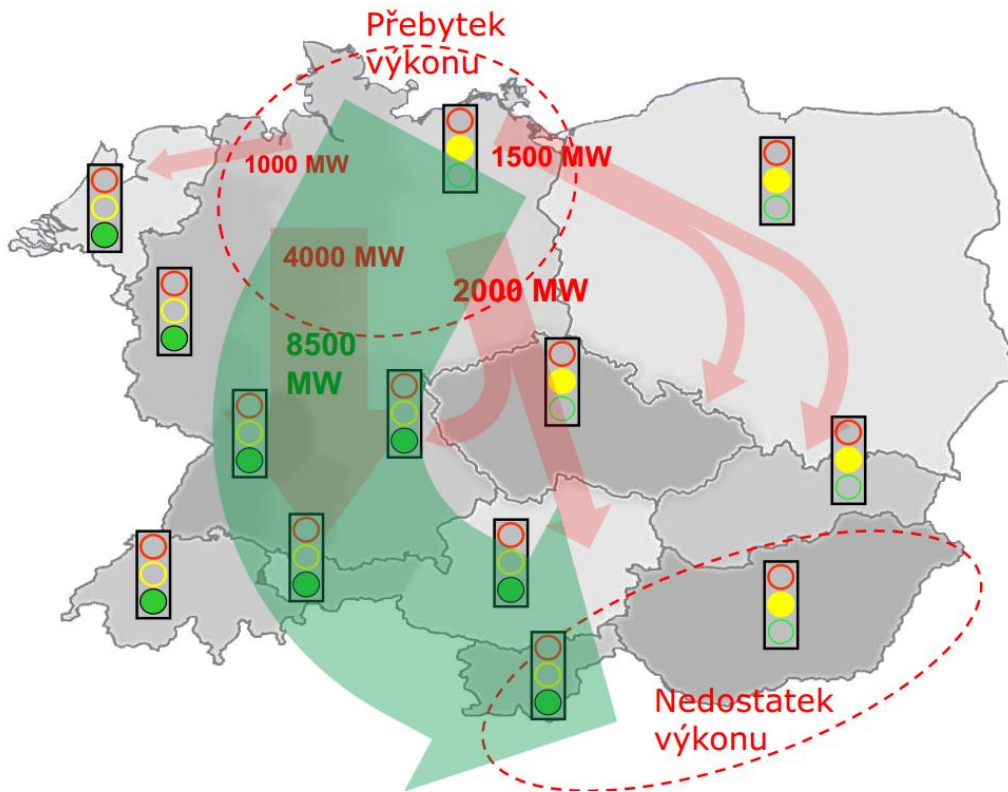
Velký podíl na celkové vyrobené elektřině z OZE mají v Německu offshore větrné farmy v Severním a Baltské moři a FVE. Z hlediska umístění větrných elektráren se jedná o téměř ideální místo, kde se roční využití zde umístěné větrné elektrárny pohybuje okolo 45% (v České republice se koeficient ročního využití VTE pohybuje okolo 20%). Je ovšem třeba si uvědomit kde se tyto farmy nacházejí, tedy na severu Německa, kdežto potenciální spotřebitelé jsou převážně na jihu. Stávající německá přenosová soustava je orientována východo-západním směrem. Byl tedy přijat plán na výstavbu nových vysokonapěťových vedení, ovšem reakční doba VTE je průměrně 5-7 let a reakční doba nového vedení je přinejmenším dvojnásobná (v průměru 12 – 15 let). Proto byl v roce 2012 schválen německým parlamentem plán na zrychlení výstavby 2800 km nových vysokonapěťových

vedení a rekonstrukce stávajících 1500 km vedení. Podle nového plánu by se doba výstavby měla zkrátit z původně plánovaných 10 let na 4 roky a stát cca 10 mld. Eur.[30]

Německo a Rakousko tvoří jednotnou obchodní zónu, obchodně je kapacita přeshraničních vedení mezi těmito dvěma státy neomezená. Z fyzikálního hlediska ovšem omezená je a mezi těmito dvěma státy dochází k obchodům, které tuto fyzikální kapacitu překračují. Proto po vyčerpání fyzikální kapacity rakousko-německého přeshraničního vedení, teče elektřina přes Českou republiku a Polsko (a v menší míře přes Slovensko a Maďarsko) a vrací se zpět do Německa či Rakouska. Vznikají tzv.: kruhové toky elektrické energie.

Problém neplánovaných toků elektrické energie je zesílen ještě fyzikální realizací obchodních transakcí. Elektřina se chová podle fyzikálních zákonů a nerespektuje obchodní smlouvy či hranice států. Proto zatímco z obchodního hlediska je elektrická energie přenášena z Německa do Rakouska, Slovinska či dalších států, fyzikálně je přenášena přes území ČR či Polska. To je hezky ilustrováno na případu, který nastal v období 25. 11. – 16. 12. 2012. V tomto období se sešlo několik nepříznivých faktorů a jejich kombinací vznikla možnost lokálního blackoutu. V tomto období nastala zvýšená výroba německých větrných elektráren v Baltském moři a zároveň byl na Balkáně nedostatek vody pro provoz vodních elektráren. Z těchto důvodů došlo k nárůstu toků z Německa na 1960 MW, přičemž bezpečný limit je stanoven na 1700 MW.

Je zřejmé, že nevyžádané přeshraniční přetoky mají i ekonomický dopad na ES ČR. Jedná se především o navýšení ztrát v přenosové soustavě vlivem přetoků, dále se jedná o snížení disponibilní kapacity na přeshraničních profilech či případné nutné použití redispečinku. Navíc podle evropské legislativy nelze tranzitní toky elektrické energie nikterak zpoplatnit, jako je tomu například u jiných, tradičnějších, odvětví a produktů. Bohužel, pro potřebné ocenění těchto nevyžádaných toků elektrické energie se mi nepodařilo získat podklady, a proto se zde nebudu pokoušet o nějaké spekulace ohledně jejich celkové výše. Ohodnocení těchto nákladů by bylo jistě vhodným pokračováním této práce. Tyto náklady tedy nebudou zahrnuty v celkových nákladech rozvoje FVE a VTE pro ES ČR, je nutné však mít na paměti, že existují a mají také reálný dopad na skutečnou hodnotu těchto nákladů a dále zdražují provoz FVE a VTE.



Obrázek 13: Obchodní (zelené) a fyzické (červené) toky elektrické energie 25. 11. – 16. 12. 2012; zdroj [31]

13 Celkové náklady do roku 2033

Náklady vzniklé podporou OZE jsem rozdělil na náklady přímé, nepřímé, náklady na regulační energii, vynucené investice a náklady nevyžádaných přeshraničních přetoků. Jako konečný rok hodnocení jsem stanovil rok 2033, jelikož v tomto roce končí státem garantovaná podpora OZE uvedených do provozu roku 2013. Zaměřil jsem se na FVE a VTE, jelikož tyto výroby mají z podstaty své funkčnosti velmi proměnlivý výkon a jsou velice závislé na okolních podmínkách, zejména na počasí. Tyto výroby byly také vybrány proto, že v letech 2009 až 2011 došlo k obrovskému rozmachu FVE výroben na našem území. Podstata a příčiny tohoto rozmachu jsou uvedeny v jiné části této práce.

Pro modelování možného rozvoje FVE a VTE na našem území jsem použil tři různé scénáře jejich budoucího rozvoje. Pro každý z těchto scénářů logicky vycházejí i jiné náklady. V následující tabulce jsou uvedeny náklady pro jednotlivé kategorie.

	Přímá podpora	Podpůrné služby	Regulační energie
Minimalistický scénář	511 mld. Kč	14 mld. Kč	7,5 mld. Kč
Střední scénář	511 mld. Kč	20 mld. Kč	11 mld. Kč
Maximalistický scénář	511 mld. Kč	30 mld. Kč	16,5 mld. Kč

Tabulka 10: Hodnocení nákladů pro různé scénáře; zdroj vlastní tvorba

Zcela největší položkou ve všech scénářích jsou náklady na přímou podporu, které dosahují přibližně 500 mld. Kč. Co se týče nákladů vynucených investic, tak zde jsem narazil na problém, kdy jsem nedokázal zcela jasně oddělit náklady, které souvisí pouze s rozvojem mnou hodnocených FVE a VTE. Pro výpočty byla použita aplikace MS Excel 2010, kdy použité výpočty jsou k dispozici na přiloženém CD.

Některé náklady se mi nepodařilo vyčíslit, u některých jsem se o jejich ohodnocení ani nepokoušel, jelikož se mi nepodařilo získat dostatečné množství vstupních dat, a tak jsem alespoň uvedl, co výši těchto nákladů ovlivňuje.

14 Externí náklady FVE a VTE

V poslední době se velice často hovoří o otázce externalit a jejich spojení s energetikou. Existuje řada metodik, jak externí náklady pro jednotlivé zdroje energie vyčíslit. V případě klasických uhelných elektráren se počítá dopad znečištění ovzduší na ekosystém, náklady na rekultivaci po těžbě uhlí a podobně. U jaderných elektráren se počítají náklady na skladování jaderného paliva, jsou pokusy o ohodnocení pocitu nebezpečí a podobně. Obnovitelné zdroje v drtivé většině studií dopadají velice dobře v porovnání právě s klasickými zdroji energie. Za externí náklady FVE a VTE jsou nejčastěji považovány dopady na krajinný ráz, zábor zemědělské půdy, pokles cen nemovitostí v okolí atd. O negativních dopadech FVE a VTE na ES se velice často mlčí, nebo je tento dopad podceněn.

V úvodu práce je popsána teorie externích nákladů. Negativní externalita podle teorie vzniká, pokud původce nenese veškeré náklady, které vzniknou jeho produkční či spotřební činností. Z toho důvodu je, dle mého mínění, možné považovat předchozí náklady za externalitu. V případě regulační energie se sice původce odchylky přímo podílí na krytí těchto nákladů, v případě, že se jedná o subjekt zúčtování, nebo nepřímo, v případě přenesené odpovědnosti za odchylku. V konečném důsledku jsou ale téměř veškeré náklady na krytí nákladů, vzniklých přímou a nepřímou podporou, investicemi či nutným nákupem další regulační energie, přeneseny na konečného odběratele, který tuto cenu zaplatí ve formě příspěvku na OZE. Většinu nákladů, které vzniknou provozováním FVE a

VTE tedy nese koncový odběratel, provozovatel přenosové či distribuční soustavy, operátor trhu či stát.

Tyto negativní externality jsou tedy zohledněny pouze částečně, zatímco v případě pozitivních externalit, jako je v případě FVE a VTE snížení emise škodlivin, snížení závislosti na primárních energetických surovinách a podobně, jsou tyto externality zohledněny a tyto zdroje jsou (vzhledem ke zrušení podpory by se spíše hodilo napsat byly) štedře podporovány, negativní dopad těchto zdrojů postižen není a v důsledku nesou zvýšené náklady na provoz ES výše jmenované subjekty.

15 Vyhodnocení vlivu FVE a VTE na elektrizační soustavu ČR

V předchozí části práce byly uvedeny některé dopady zavádění FVE a VTE do elektrizační soustavy České republiky. Pro vybrané dopady bylo vypracováno ekonomické zhodnocení a určení potřebných finančních prostředků nutných k jejich pokrytí. Jednalo se konkrétně o zvýšení potřebných PpS, navýšení čerpání regulační energie a některé vynucené investice do PS, které vznikly právě zavedením většího využívání FVE a VTE v elektrizační soustavě. Dále byly zmíněny dopady rozvoje OZE v Německu a dopad tohoto rozvoje na ES ČR a byl naznačen princip, jak OZE vytlačují kvůli nízkým, v některých případech i nulovým, marginálním nákladům ostatní zdroje elektrické energie.

Tímto ovšem výčet vlivů OZE na ES nekončí. Proto se v následující části práce pokusím o nastínění dalších vlivů, které rozvoj využívání OZE přináší s ohledem na ES. V první řadě je třeba si uvědomit, že zavádění OZE mění celkovou podobu ES. V kapitole 4 je popsáno, že vlivem OZE se dříve centralizovaná soustava pozvolna mění na soustavu decentralizovanou. Právě OZE patří mezi hlavní představitele rozptýlené výroby. Právě menší, rozptýlené zdroje, jsou velice často připojovány do distribuční soustavy, nikoli do přenosové, jak je tomu u velkých centrálních výroben. Připojení do DS je výhodnější z několika důvodů. Přenosová síť je často umístěna ve velké vzdálenosti od vhodného umístění výroben OZE a pro připojení je tedy výhodnější použít bližší distribuční síť. Dále je výhodnější pro připojení menších zdrojů použít distribuční síť z důvodů velkých nákladů na vysokonapěťové generátory a spínače. Připojení zdroje do sítě vvn či vn je tedy drahé, pokud připojujeme zdroj do sítě nn, je nutné dbát na to, aby nemělo jeho připojení nadměrný vliv na lokální síť.

Distribuční síť nebyla koncipována pro připojování mnoha zdrojů a proto s růstem výroben, které jsou do DS připojeny, vyvstávají i další problémy. Pokud se výrobná připojuje do sítě, je jedním z hlavních požadavků to, aby nepříznivě neovlivňovala kvalitu dodávané elektřiny. Při výběru místa

připojení do DS hraje velkou roli zkratová odolnost tohoto místa. Jedná se o klíčový parametr při návrhu sítě při zkratových proudech a pro odhad výkonnosti za běžného provozu a při zvýšeném napětí. Zkratová odolnost v místě připojení také ovlivňuje to, jak se bude připojená výroba chovat ve vztahu k síti. Pokud by byla zkratová odolnost v místě připojení nízká, znamenalo by to vysoký vnitřní odpor sítě a v místě připojení by docházelo k velkým změnám napětí způsobených odebíraným či přivedeným výkonem.

Rozptýlená výroba mění tok energie v lokální síti. Tekoucí proud způsobuje zahřívání prvků sítě – vedení, kabelů a transformátorů. Tyto prvky mají teplotní limity, které určují, jak velký maximální proud je jimi možno vést. Z toho ohledu je poté nutné koncipovat i maximální velikost připojovaného zdroje. U sítí nn jsou prvky provozovány většinou pod teplotními limitami. Je to zejména kvůli nutnosti zabránit poklesům napětí a tím pádem využití větších vodičů, než je stanoveno teplotními limitami. Energetické ztráty ve větších vodičích jsou nižší. Na vyšších napěťových hladinách mohou být teplotní limity již důležitějším argumentem. Regulace napětí je zde méně náročná. Prvky v této hladině by tedy měly být v ideálním případě dimenzovány tak, aby zvládly i nejhorší možnou situaci, tedy moment, kdy se maximální očekávaný příkon z OZE kryje s maximálním odběrem energie. Výhodou venkovního vedení oproti kabelovému je fakt, že toto vedení je chlazeno větrem. Tedy v případě, kdy dochází k velké výrobě u VTE je venkovní vedení více chlazeno a to zvyšuje jeho výkonnost.

S připojením zdrojů do DS dochází ke zvýšení ztrát v sítích. Distribuční soustava je pro přenos elektrické energie daleko méně efektivní, než soustava přenosová. Proto je možné říci, že aby došlo ke snížení ztrát vlivem lokální výroby, bylo by nutné, aby zdroje elektrické energie a spotřebiče byly umístěny velmi blízko u sebe a navíc by se profil výroby musel rovnat profilu spotřeby.

Dalším dopadem připojení zdroje do distribuční soustavy je zvyšování napětí v okolí místa připojení. Toto zvýšené napětí v některých případech může vyvolat přepětí pro okolní odběratele, a proto je nutné dbát na velikost připojeného zdroje právě s ohledem na možné přepětí v okolí. Vždy záleží na konkrétním zdroji a jeho parametrech. V některých případech je ekonomicky výhodnější použít silnější linku, v jiných je zase ekonomicky výhodnější po určitou dobu omezit výrobu tak, aby nedocházelo k nepovolenému nárůstu napětí.

15.1 Systémové a lokální vlivy FVE a VTE na ES

Tato práce se zaměřuje na FVE a VTE a jejich vliv na ES. Zaměření na FVE a VTE pramení z povahy těchto zdrojů, kdy jejich rušivé dopady na ES jsou z hlediska všech OZE největší.

15.1.1 Vliv na zařízení HDO

Hromadné dálkové ovládání (HDO) je soubor zařízení, který umožňuje řízení elektrických spotřebičů, měření či jiné služby. Pro komunikaci se využívá řídicí signál, který je přenášen tónovým kmitočtem po sítích distribuční soustavy. HDO jsou obvykle provozována na vymezených frekvencích v rozmezí 183,3 až 283,3 Hz. Místně použitou frekvenci je zapotřebí zajistit u provozovatele distribuční soustavy a vysílací úroveň je obvykle 1,6% až 2,5% jmenovitého napětí. [1]

Ovlivnění zařízení HDO způsobují převážně výrobní a zařízení pro kompenzaci účinníku. Tato zařízení připojená do přípojnice, do níž je vysílán signál HDO, ovlivňují přidavným zatížením vysílače HDO, který plyne z[1]:

- Vlastního zařízení výrobní
- Zvýšení zatížení sítě, které je v důsledku výroby k síti připojeno

Úroveň signálu nesmí klesnout o více než 10 – 20% pod požadovanou hodnotu, aby byla zajištěna správná funkčnost zařízení využívající HDO. Pokud hrozí překročení tohoto limitu, je nutné přistoupit k potlačení nepříznivých vlivů, které k tomuto poklesu vedly. Pro potlačení těchto nepříznivých vlivů se používá podpurná impedance, pomocí které je upraven impedanční poměr v daných místech sítě.

Kromě poklesu signálu HDO nesmí být též produkována nežádoucí rušivá napětí. Obecně platí, že výrobou vyvolané rušivé napětí, jehož frekvence odpovídá místně použité frekvenci HDO nebo leží v její bezprostřední blízkosti, nesmí překročit 0,1% jmenovitého napětí. [1]

Výrobní zařízení, která mají z hlediska impedancí na frekvenci HDO charakter točivých strojů (větrné výrobní, kogenerace, turbogenerátory) připojované k sítím vn distribuční soustavy, musí být od instalovaného výkonu 1 MW a výše paušálně vybavena hradicím členem.

15.1.2 Flicker

Kolísání napětí, neboli flicker, je rychlé kolísání napětí které může způsobit změny světelného toku u zdrojů světla, což může mít neblahý vliv na psychiku člověka. Pro své důsledky je tento jev také v českém prostředí znám jako blikání. Je způsoben rychlými změnami činných a jalových výkonových toků v síti. Jedním z příčin vzniku flickru jsou mimo jiné i VTE a FVE

Pro posouzení jedné či více výroben v jednom předávacím místě je nutné se zřetelem na kolísání napětí dodržet ve společném napájecím bodě nn a vn hodnotu dlouhodobé míry vjemu blikání pod hodnotou 0,46 a ve společeném napájecím bodě 110kV mezní hodnotu pod 0,37 [1].

15.1.3 Harmonické

Harmonické se dají definovat jako integrální násobky základní křivky. Ke kompenzaci harmonických se využívají harmonické filtry. V případě, že jsou však harmonické příliš veliké, může dojít k přehřátí či dokonce zničení těchto filtrů.

Problematika u FVE je taková, že FVE články dodávají stejnosměrný proud. Ten je poté pomocí střídačů měněn na proud střídavý. V současných zařízeních již problém se vznikem harmonických při tomto převodu není, ovšem u starších zařízení docházelo právě při této transformaci ke generování vyšších harmonických. K zabránění vzniku vyšších harmonických se používá pulsní šířková modulace (PWM).

15.1.4 Ostrovní provoz

Ostrovní provoz, neboli stav, kdy určitá část sítě pracuje nezávisle na ostatních, je ve většině případů problém. Provoz FVE je navržen tak, aby se v případě poruchy v síti daný úsek odpojil od dodávek elektrické energie a tím se předešlo poškození či zničení zařízení. Ovšem v případě FVE je zde možnost, že v případě poruchy v síti bude FVE i nadále neúmyslně dodávat do sítě. Pokud k tomu dojde, nazývá se tento jev jako nechtěný ostrovní provoz.

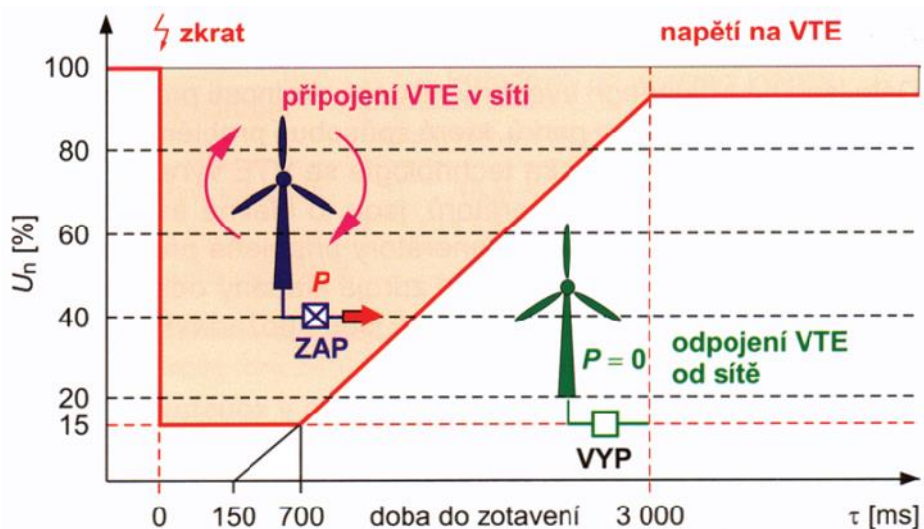
Problémem v případě ostrovního provozu je zvýšení rizika nehody. V případě poruchy se tedy daný úsek odstaví od dodávek elektrické energie a je možné na něm pracovat. V případě lokální FVE či VTE, která je napojena do DS, je ovšem možnost, že tato výrobná bude i nadále dodávat energii do sítě a to může vést k úrazu pracovníků, kteří provádějí opravu.

15.2 Požadavky na chování VTE v ES

Pravidla pro provoz elektrických sítí jsou dány kodexem sítí. V případě VTE jsou definovány především požadavky na [1]:

- Chování VTE při zkratech
- Chování VTE při změnách frekvence

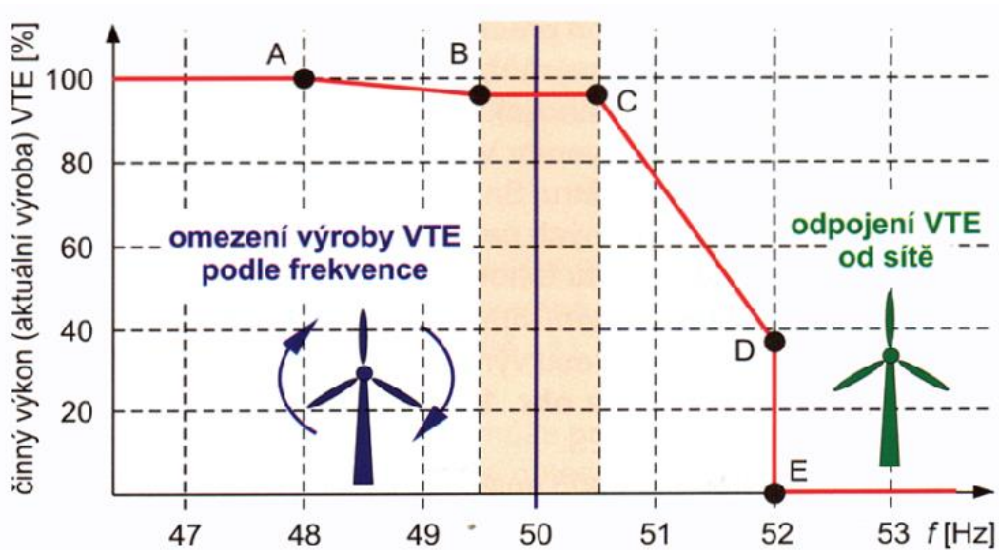
Chování VTE při zkratech je dáno především požadavkem jejich co nejrychlejšího odpojení v případě zkratu. Toto rychlé, téměř okamžité odpojení, je důležité pro zmenšení výskytu zkratových poměrů a předcházení poškození zařízení. Okamžité odpojení ovšem není žádoucí vždy. Například, pokud je v síti 110kV a PS zapojeno více VTE, jejich okamžité odpojení by znamenalo výpadek velkého výkonu. Proto je na větrné elektrárny připojené do přenosové sítě kladen požadavek odolnosti proti odpojení při vzdálených zkratech. Po zkratu dojde k poklesu napětí v místě VTE na hodnotu 15% jmenovitého napětí a po přibližně 0,7 s se začne napětí zotavovat. Během této doby nesmí být odpojeny žádné další VTE. [1]



Obrázek 14: Provoz VTE při zkratech; zdroj [1]

Při změnách frekvence je vyžadováno, aby VTE zůstaly připojeny do ES a pomáhaly vyrovnávat bilanci výkonu. Chování VTE lze rozdělit do tří skupin v závislosti na hodnotě frekvence v síti [1].

- Frekvence 49,5 až 50,5 Hz – při frekvenci v tomto rozsahu se výroba VTE v síti nijak nezmění
- Frekvence vyšší než 52 Hz – v případě takto vysoké frekvence je vyžadované odpojení VTE
- Frekvence nižší než 49.5 Hz – je vyžadováno zapojení VTE do sítě s maximálním možným výkonem



Obrázek 15: Provoz VTE při změnách frekvence; zdroj [1]

16 Nastínění možné budoucí integrace OZE do ES formou Smart Grids

U obnovitelných zdrojů s obtížně predikovatelnou výrobou, vzniká kvůli charakteru jejich dodávky často velké nebo záporné odchylky. Tyto odchylky je nutné regulovat a tím narůstají náklady na provoz těchto zdrojů. Předchozí části práce se problematikou a vzniklými náklady z důvodů regulace zabývají podrobněji. Jako jedno z možných řešení toho problému se jeví koncept chytrých sítí, Smart Grids.

V současné energetice je pojem Smart Grids často považován za jakýsi buzzword, něco jako v případě IT cloudové technologie. Jedná se přitom o velmi dobrý koncept. Spousta klíčových konceptů ze Smart Grids je již v praxi běžně používán a například pod pojmem HDO si chytré sítě představí málokdo. Ale právě třeba i systém HDO nese mnoho prvků Smart Grids. Tyto sítě se označují za chytré z toho důvodu, že v sobě nesou prvky aktivního monitoringu, automatizovaného řízení a schopnosti adaptovat se na právě vzniklé podmínky. Důležitá je zde obousměrná komunikace mezi výrobcí, dispečinkem a spotřebiteli.

Koncept Smart Grids odpovídá novým požadavkům odběratelů i výrobců elektrické energie. Zahrnuje „vylepšenou“ distribuční síť, která je schopna zohlednit a začlenit do svého fungování chování všech uživatelů, od velkých výrobních celků a menších lokálních zdrojů (zde je právě možná budoucnost OZE jako malých dislokovaných výrobních celků) přes velké spotřebitele až po jednotlivé domácnosti. Důležité je zde aktivní zapojení všech zúčastněných stran a začlenění nových způsobů akumulace energie. V případě akumulace energie se hovoří poměrně hodně o nutnosti rozšíření elektromobilů, jako akumulčních prostředků.

Podrobnosti o Smart Grids zde nebudu rozebírat, neboť tato práce s nimi souvisí jen okrajově, ovšem je nutné brát je na zřetel z důvodů budoucího vývoje. Především pro lokální menší zdroje elektrické energie se jeví koncept Smart Grids velice zajímavě. Jelikož je tato práce věnována FVE a VTE, považuji zde za vhodné se o konceptu Smart Grids alespoň krátce zmínit.

17 Závěr

Cílem práce bylo odhadnout celkovou výši vícenákladů vzniklých zaváděním FVE a VTE do ES ČR a poukázat, že tyto náklady lze z části považovat za externality. Tyto náklady byly rozděleny na náklady na přímou podporu, nepřímé náklady, náklady na regulační energii, vynucené investice a náklady vzniklé přeshraničními přetoky.

Vzhledem k dlouhému časovému horizontu byly pro další rozvoj FVE a VTE na našem území vypracovány tři možné scénáře jejich rozvoje. Celkový společný instalovaný výkon FVE a VTE pro

jednotlivé scénáře na konci sledovaného období (rok 2033) dosahuje přibližně 2900 MW pro minimalistický scénář, 3500 MW pro střední scénář a 6500 MW pro maximalistický scénář.

Náklady na přímou podporu, podpůrné služby a regulační energii pro jednotlivé scénáře byly stanoveny na 530 mld. Kč pro minimalistický, 540 mld. Kč pro střední a 560 mld. Kč pro maximalistický scénář, přičemž většina, cca 510 mld. Kč, tvoří náklady na přímou podporu formou zelených bonusů či výkupních cen, které jsou shodné pro všechny scénáře. Bohužel, v případě nákladů vynucených investic a přeshraničních přetoků se výši celkových nákladů nepodařilo zjistit.

Dále nebyly uvažovány některé externality FVE a VTE, které je téměř nemožné ohodnotit celkově, jelikož se z podstaty jedná o individuální ocenění každé jednotlivé instalace. Mezi tyto externality patří například vliv instalace na krajinný ráz, pokles ceny okolních nemovitostí či zábor zemědělské půdy.

Dále je třeba brát v potaz problém s implementací většího množství OZE do ES, kterým je možné budoucí omezení možnosti obstarání potřebných PpS, které poskytují klasické zdroje elektrické energie. Tyto klasické zdroje jsou totiž, vzhledem k podpoře OZE, vytlačovány právě na úkor OZE. Vzhledem k větší potřebě PpS kvůli FVE a VTE tím pádem může docházet k růstu nákladů na obstarání těchto služeb.

Jako časový horizont byl zvolen rok 2033 a to proto, že státem garantovaná podpora pro nové zdroje v letech 2009 až 2013 byla časově omezena právě na 20 let. Ve svých predikcích nejčastěji vycházím z dat, které veřejně poskytují společnosti ČEPS, OTE, ERU a dále MPO. Vývoj řady důležitých faktorů jsem byl nucen odhadnout a tento odhad velice často vycházel z minulého vývoje. Ovšem v odvětví, jako je energetika, je velká řada neznámých, které se mohou v průběhu let měnit. Navíc je energetika velice úzce spjata s legislativními normami. To spolu s rozdílným časovým charakterem těchto dvou odvětví případné predikce velice znepríjemňuje, ne-li přímo vylučuje. Političtí představitelé jsou voleni na čtyřleté volební období, které navíc v poslední době v České republice nebývá ani celé dodrženo. To v porovnání s energetikou, kde se plánují projekty na 20, 30 i více let dopředu vede k dramatickým změnám. Tento problém ovšem není problémem jen u nás, jako příklad celoevropského podobného problému lze uvést například zmatky okolo emisních povolenek a jejich ceny.

Je velice obtížné odhadnout, jakým směrem se bude energetický sektor odvíjet. Od letošního roku byla zastavena podpora pro nově vybudované obnovitelné zdroje elektrické energie a do roku 2020 se nepředpokládá nějaká nová forma podpory OZE. Indikativního cíle EU 20/20/20 se bude ČR

snažit dosáhnout nejspíše za pomoci tepla z obnovitelných a druhotných zdrojů, nikoli výstavbou dalších velkých FVE a VTE.

Významnou roli v budoucí integraci OZE do ES by mohla hrát přeshraniční spolupráce, kdy by teoreticky bylo možné řídit soustavy s menšími riziky i náklady. V dnešní době je již v testovacím režimu několik takových pilotních projektů, například mezi ČR a SR. Toto propojení s sebou ale přináší i další rizika, především v podobě rychlého šíření chyb a výpadků. V souvislosti s přeshraniční spoluprací je třeba zmínit i problémy vzniklé nerespektováním fyzikální podstaty elektřiny. Elektřina se šíří podle Kirchofových zákonů a nerespektuje tedy obchodní dohody a hranice. Pokud například obchody probíhají na trase Německo, Rakousko, Slovinsko atd., ve skutečnosti elektřina teče přes území České republiky a Polska. Právě z toho důvodu dochází na hraničních rozvodnách k výstavbě speciálních transformátorů.

Celkové náklady, které vznikají provozem FVE a VTE nejsou nikterak zanedbatelné a ve své podstatě je zaplatí koncoví odběratelé elektřiny ve formě různých regulovaných složek ceny elektřiny.

Zdroje

- [1] Mastný, P., Drápela, J., Mišák, S., Macháček, J., Ptáček, M., Radil, L., Bartošík, T., Pavelka, T., *Obnovitelné zdroje elektrické energie*. Praha: ČVUT v Praze, 2011, 256 stran, ISBN 978-80-01-04937-2
- [2] Směrnice Evropského Parlamentu a Rady 2001/77/ES; [online], dostupné z <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=DD:12:02:32001L0077:CS:PDF>; cit. dne [28. 2. 2014]
- [3] Zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů; [online], dostupné z <http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/zakon-c-165-2012-sb-o-podporovanych-zdrojich-energie-a-o-zmene-nekterych-zakonu>; cit dne [1. 3. 2014]
- [4] BECHÍK, Bronislav; ŠMEJKALOVÁ, Iva; KRAVČÍKOVÁ, Jana; *Fotovoltaika na začátku roku 2010*; [online], dostupné z http://www.pvlegal.eu/fileadmin/free/100125_FotovoltaikaZacatekRoku.pdf; cit. dne. [2. 3. 2014]
- [5] Energetický Regulační Úřad - Roční zpráva o provozu ES ČR 2012; [online], dostupné z http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2012/RZ_elektro_2012_v1.pdf; cit. dne [28. 2. 2014]
- [6] Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, [online], dostupné z <http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/zakon-c-458-2000-sb-o-podminkach-podnikani-a-o-vykonu-statni-spravy-v-energetickych-odvetvich-a-o-zmene-nekterych-zakonu-energeticky-zakon> , cit dne [15. 3. 2014]
- [7] Zákona č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií, [online], dostupné z <http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/zakon-c-406-2000-sb-o-hospodareni-energii>, cit dne [14.3.20014]
- [8] Zákon č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů ve znění pozdějších předpisů, [online], dostupné z <http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/zakon-c-180-2005-sb> , cit dne [16. 3. 2014]
- [9] Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, [online], dostupné z <http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/zakon-c-165-2012-sb-o-podporovanych-zdrojich-energie-a-o-zmene-nekterych-zakonu>, cit dne [18. 3. 2014]
- [10] BECHNÍK, B. *Změna systému výplat podpory obnovitelných zdrojů od 1. ledna 2013*, [online], dostupné z <http://oze.tzb-info.cz/9299-zmena-systemu-vyplaty-podpory-obnovitelnych-zdroju-od-1-ledna-2013>, cit dne [10. 3. 2014]
- [11] ŠÁLOVKÁ, Božena. *Makroekonomie a mikroekonomie*. Praha: Česká technika – nakladatelství ČVUT, 2009. 201s. ISBN 978-80-01-04373-8
- [12] MEADE, James E. *The theory of economic externalities: The control of environmental pollution and similar social costs*. Sijhoff: Institut Universitaire de Hautes Etudes Internationales, 1973. 99s. ISBN 90-286-0433-2.

- [13] PIGOU, Arthur C. *The Economics of Welfare*: Macmillan and Co. London, 1932. [online], dostupné z <http://econlib.org/library/NPDBooks/Pigou/pgEW20.html#Part II, Chapter 9>, cit. dne [20.11.2013]
- [14] GOULLI, R. Externality, netržní a tržní činnosti: stručná teze a nové přístupy. *Externality a možnost jejich řešení: Sborník referátů z teoretického semináře*. Katedra veřejné ekonomie. Masarykova univerzita. Brno, 1998. ISBN: 80-210-1884-4.
- [15] JEŽEK, P. Externality, problém a jejich řešení. Externality a možnosti jejich řešení: Sborník referátů z teoretického semináře. Katedra veřejné ekonomie. Masarykova univerzita. Brno, 1998. ISBN :80-210-1884-4
- [16] VÍTEK, Leoš. *Ronald H. Coase: Společenské náklady, teorie externalit a jejich řešení*. [online], dostupné z http://nb.vse.cz/~urbanek/EVS/Vitek_Coase.pdf, cit. dne [20.11.2013]
- [17] Externality obnovitelných zdrojů energie, Vupek – Economy, spol. s.r.o. [online], dostupné z <http://www.mpo-efekt.cz/dokument/008104.pdf>, cit. dne [20.11.2013]
- [18] Česká národní banka, Inflace, [online], dostupné z <https://www.cnb.cz/cs/statistika/inflace/>, cit. dne [10. 2. 2014]
- [19] Energetická burza PXE, [online], dostupné z <http://www.pxe.cz/On-Line/Futures/>, cit dne [25. 3. 2014]
- [20] Cenová rozhodnutí ERÚ, [online], dostupné z <http://www.eru.cz/cs/poze/cenova-rozhodnuti>, cit dne [20. 1. 2014]
- [21] PVGIS, [online], dostupné z <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>, cit dne [1. 4. 2014]
- [22] ČEPS a.s., *Jednotlivé kategorie podpůrných služeb*, [online], dostupné z <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podpurne-sluzby/KategoriePpS/Stranky/default.aspx>, cit dne [9.12.2013]
- [23] ČEPS a.s., Příprava provozu pro jednotlivé roky, [online], dostupné z http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Dispecerske_rizeni/Priprava_provozu/Stranky/default.aspx, cit dne [5. 3. 2014]
- [24] ČEPS a.s., Vážené průměry cen PpS 2012, [online], dostupné z <http://www.ceps.cz/CZE/Data/Jak-seobstaravaji-PpS/Stranky/Vazene-prumery-cenPpS2012.aspx>, cit dne [10.12.2013]
- [25] Operátor trhu energií, [online], dostupné z <https://www.ote-cr.cz/>, cit. dne [2. 4. 2014]
- [26] ČEPS a.s. – systém Damas Energy, [online], dostupné z <https://dae.ceps.cz/>, cit dne [7. 4. 2014]
- [27] ČEPS a.s. Plán rozvoje PS ČR 2013 – 2022, [online], dostupné z http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Technicka-infrastruktura/Documents/Rozvoj%20PS/2012/PI%C3%A1n%20rozvoje%20PS%20%C4%8CR%202013-2022_final_20120522.pdf, cit dne [8. 4. 2014]

- [28] Paljakov, N. Česko ochrání před blackouty Italové. Zvítězili v miliardovém tendru na stavbu transformátorů, [online], dostupné z <http://byznys.ihned.cz/c1-61942090-cesko-ochrani-pred-blackouty-italove-tendr-na-vystavbu-transformatoru-vyhrala-skupina-tamini>, cit. dne [11. 4. 2014]
- [29] ČEPS a.s., ENTSO-E, [online], dostupné z <http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Zahranicni-spoluprace/Stranky/ENTSO-E.aspx>, cit dne [1. 4. 2014]
- [30] CHAMBERS, Madeline, German cabinet agrees to expand power grid faster, [online], dostupné z <http://www.reuters.com/article/2012/12/19/us-germany-grid-idUSBRE8BI0T520121219>, cit dne [1.4.2014]
- [31] ČEPS a. s. FAQ, [online], dostupné z <http://www.ceps.cz/CZE/Media/Stranky/FAQ.aspx>, cit dne [1. 4. 2014]
- [32] Toman, P., Drápela, J., Mišák, S., Orságová, J., Paar, M., Topolánek, D., a kol, *Provoz distribučních soustav*. Praha: ČVUT v Praze, 2011, 264 stran, ISBN 978-80-01-04935-8
- [33] Freris, L., Infield, D., *Renewable energy in power systém*. A John Wiley & Sons, Ltd, Publication, Great Britain 2008, 284 stran, ISBN 978-0-470-01749-4
- [34] VASTL J., Přednášky a cvičení z předmětu A1M16MES, [online], dostupné z https://ekonom.feld.cvut.cz/web/index.php?option=com_content&task=view&id=399&Itemid=215, cit dne [2. 5. 2014]
- [35] Směrnice Evropského Parlamentu a Rady 2009/72/ES; [online], dostupné z <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:CS:PDF>; cit. dne [2. 5. 2014]
- [36] Snižujeme.cz – slovník; [online], dostupné z <http://www.snizujeme.cz/slovník/operator-trhu-s-elektrinou/>, cit. dne [2. 5. 2014]
- [37] Snižujeme.cz – slovník; [online], dostupné <http://www.snizujeme.cz/clanky/energeticky-regulacni-urad/>, cit. dne [2. 5. 2014]
- [38] BLAŽÍČEK j.; Ceny elektřiny na rok 2011, [online], dostupné z <http://www.tzb-info.cz/ceny-paliv-a-energie/7131-ceny-elektriny-na-rok-2011>, cit. dne [2. 5. 2014]
- [39] VINKLER K., Pavlátka P.; Obchodování na energetických trzích, [online], dostupné z <http://www.energetickyklub.cz/docs/ObchodovaniNaEnergetickychTrzich.pdf>, cit. dne [2. 5. 2014]
- [40] Operátor trhu energií; Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu, [online] dostupné z http://www.ote-cr.cz/statistika/files-dlouhodobé-bilance/Zprava_o_cekavane_rovnovaze_mezi_nabidkou_a_poptavkou_elektriny_a_plynu.pdf, cit. dne [8. 11. 2014]
- [41] Národní akční plán pro obnovitelné zdroje; [online], dostupné z <http://www.mpo.cz/assets/cz/2012/11/NAP.pdf>, cit. dne [25. 10. 2014]
- [42] Aktualizace státní energetické koncepce České republiky; [online], dostupné z [file:///C:/Users/N73J/Downloads/priloha001%20\(3\).pdf](file:///C:/Users/N73J/Downloads/priloha001%20(3).pdf), cit. dne [25. 10. 2014]

[43] ŠTEKL, J.; Větrná energetika na území ČR a u sousedů, [online], dostupné z <http://www.tzb-info.cz/3975-vetrna-energetika-na-uzemi-cr-a-u-sousedu>, cit. dne [11. 12. 2014]

[44] Potenciál větrné energie ČR, [online], dostupné z <http://www.csve.cz/clanky/potencial-vetrne-energie-cr/495>, cit. dne [11. 12. 2014]

[45] Zpráva nezávislé odborné komise pro posouzení energetických potřeb České republiky v dlouhodobém časovém horizontu, [online], dostupné z <http://www.vlada.cz/assets/media-centrum/aktualne/Pracovni-verze-k-oponenture.pdf>, cit dne. [12. 12. 2014]

[46] HAVEL, P., HORÁČEK, P., JANEČEK, E., Vliv výroby z fotovoltaických elektráren na náklady na řízení přenosové soustavy ČR, [online], dostupné z http://www2.humusoft.cz/www/papers/finsem10/FinSem_2010_Havel.pdf, cit. dne [20. 11. 2014]

