

České vysoké učení technické v Praze

Fakulta elektrotechnická



Diplomová práce

2017

Bc. Václav Žižka

České vysoké učení technické v Praze

Fakulta elektrotechnická

*Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních
věd*

Analýza změn trhu s regulační energií

*Analysis of changes of the electricity
balancing market*

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Žižka** Jméno: **Václav** Osobní číslo: **382653**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Analýza změn trhu s regulační energií

Název diplomové práce anglicky:

Analysis of changes of the electricity balancing market

Pokyny pro vypracování:

Popis elektroenergetické soustavy v ČR

- trh s elektrickou energií

- systémová odchylka

- podpůrné služby

Plánované změny trhu s podpůrnými službami

Ekonomické vyhodnocení změn trhu s podpůrnými službami

Seznam doporučené literatury:

ČEPS a.s., Kodex přenosové soustavy Část II. Podpůrné služby, 2015

ČEPS a.s., KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY, Část 1. Základní podmínky pro užívání přenosové soustavy, Prague, 2016

Úvod do liberalizované energetiky: Trh s elektřinou, 2016, Asociace energetických managerů; ISBN 978-80-260-9212-4

Článek Topic 2 ? Standard products, 2016, ENTSO-E.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Adéla Holasová, katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **17.02.2017**

Termín odevzdání diplomové práce: **26.05.2017**

Platnost zadání diplomové práce: **25.05.2018**

Podpis vedoucí(ho) práce

Podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

Podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Čestné prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci s názvem Analýza změn trhu s regulační energií vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje. Nemám závažný důvod proti užití tohoto školního díla ve smyslu § 60 zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon).

V Praze dne

Podpis

Poděkování

Rád bych poděkoval své vedoucí diplomové práce Ing. Adéle Holasové za poskytnutí zdrojových materiálů k fungování energetického trhu v ČR a za důkladné směrování zpracování této práce. Také bych rád poděkoval zaměstnanců firmy ČEPS, a. s. za poskytnuté konzultace a materiály, týkajících se změn trhu s elektřinou, zejména Ing. Karlu Vinklerovi, Ing. Liboru Štefflovi a Ing. Tomáši Bednářovi.

Abstrakt

Cílem této diplomové práce je analýza možných dopadů změn trhu s regulační dle budoucí směrnice EU, která má zajistit lepší spolupráci mezi sousedními členskými státy EU v oblasti regulace elektrizační soustavy. Analýza je provedena pomocí obecné metodologie ENTSO-E pro CBA. Výstupem práce je doporučení pro přijetí navrhovaných změn nebo vhodné úpravy návrhu.

Klíčová slova

Regulační energie, podpůrné služby, trh s elektrickou energií, CBA, standardní produkty, zúčtovací perioda, seznam merit order

Abstract

Aim of this thesis is to assess possible impact of changes of the electricity balancing market as proposed by the future EU regulation, which should ensure better cooperation between neighboring members of EU in electricity balancing. The assessment is done by following ENTSO-E general methodology for CBA. The outcome of this thesis should be recommendation of accepting proposed changes in electricity balancing or a suggestion for adjustment of changes in electricity balancing.

Keywords

Balancing energy, ancillary services, electricity balancing market, CBA, standard products, imbalance settlement period, merit order list

Obsah

1	Úvod	8
2	Popis elektroenergetické soustavy v ČR	8
2.1	Trh s elektrickou energií.....	8
2.1.1	Liberalizace trhu v EU	8
2.1.2	Legislativa v energetice	10
2.1.3	Účastníci trhu.....	12
2.1.4	Typy trhů	15
2.1.5	Způsob obchodování.....	17
2.2	Systémová odchylka	20
2.2.1	Příčiny vzniku	20
2.2.2	Zúčtování odchylek.....	21
2.3	Podpůrné služby.....	23
2.3.1	Primární regulace frekvence	25
2.3.2	Sekundární regulace výkonu	26
2.3.3	Minutová záloha.....	26
2.3.4	Snížení výkonu	26
2.3.5	Sekundární regulace napětí U a jalového výkonu Q	27
2.3.6	Schopnost ostrovního provozu.....	27
2.3.7	Schopnost startu ze tmy	27
2.4	Přeshraniční obchodování s elektřinou v ČR	28
2.4.1	Přeshraniční kapacity.....	28
2.4.2	Metody výpočtu přenosových kapacit.....	29
2.4.3	Market Coupling a Splitting.....	30
3	Plánované změny trhu s podpůrnými službami	31
3.1	Standardní produkty	32
3.1.1	aFRR.....	36
3.1.2	mFRR.....	38
3.1.3	RR.....	40

3.1.4	Srovnání	40
3.2	Nové způsoby zúčtování odchylek.....	42
3.2.1	Model PPS-SZ	43
3.2.2	Model PPS-BSP	44
3.2.3	Model PPS-PPS	45
3.3	Přechod na čtvrt hodinové zúčtování odchylek	50
3.4	Seznam Merit Order nabídek s regulační energií	52
4	Ekonomické zhodnocení - CBA	53
4.1	Varianty CBA.....	54
4.2	Postup hodnocení v CBA.....	54
4.3	Model CBA pro závěrečnou práci.....	57
4.3.1	Přijaté předpoklady.....	57
4.3.2	CBA pro čtvrt hodinové zúčtovací intervaly	58
4.3.3	CBA pro aFRR.....	60
5	Závěr	62
6	Zdroje	63

1 Úvod

V současné době je v Evropské unii důraz na kooperaci mezi státy v oblasti elektroenergetiky a v této práci se budu zabývat podoblastí elektroenergetiky, kterou je trh s regulační energií. V rámci bližší spolupráce sousedních členských států je v návrhu integrování jednotlivých trhů s vyrovnávací energií do jednoho lokálního. Za takové situace by docházelo ke sdílení podpůrných služeb, nicméně k jednotnému lokálnímu trhu jsou potřeba i jednotná pravidla. K tomu jsou nutné změny jak v principech zúčtování a standardizaci obchodovaných komodit, tak v určitých technických záležitostech. Než se dostanu k navrhovaným změnám, tak nejprve popíši dosavadní stav trhu s elektřinou obecně. Po uvedení navrhovaných změn provedu zhodnocení jejich dopadu pomocí analýzy přínosů a nákladů, tzv. CBA. Rád bych zdůraznil, že převážná většina použitých materiálů je v angličtině a v době vytváření práce neexistovaly žádné oficiální překlady, a proto je možné, že v budoucnu nemusí mnou přeložené termíny odpovídat oficiálním překladům. Výstupem závěrečné práce by mělo být doporučení, zda přijmout návrh v současné podobě, nebo zahájit jednání o úpravách návrhu.

2 Popis elektroenergetické soustavy v ČR

V této části své práce uvedu současnou podobu elektroenergetické soustavy České republiky, a to zejména její tržní aspekt. Nebudu zde uvádět celý historický vývoj trhu s elektrickou energií, nicméně se zmíním o několika zákonech a směrnicích Evropské unie, díky kterým započala liberalizace trhu s energiemi u nás.

2.1 Trh s elektrickou energií

2.1.1 Liberalizace trhu v EU

Nejprve bych se zmínil o příčinách, které vedly k liberalizaci trhů s energiemi. Elektřina je chápána jako veřejná služba, tedy právo na připojení a dodávku za rozumné ceny. V Evropě byly společnosti vyrábějící elektřinu vlastněné nebo regulované státem a stát také určoval tarify. Tato regulace byla založena na výnosovosti, a pokud byla ekonomika stabilní, byly stabilní i koncové ceny elektřiny. Stabilní a rostoucí energetika byla narušena první a druhou ropnou krizí v letech 1973 a 1979. To mělo za následek zabezpečení energetických zdrojů a větší soustředěnost vlád na rozvoj energetiky, zejména na monopolizaci odvětví. U soukromých společností, regulovaných státem docházelo k neshodám s regulátorem, a to mělo za následek zvyšování cen energie pro konečného spotřebitele a zároveň ke stagnaci zisku v odvětví. Řešením byla liberalizace trhu. [1]

Mezi prvními byla Velká Británie, která privatizovala výrobce a distributory elektřiny. V roce 1991 vláda rozdělila kvazimonopolní podnik CEGB¹ na tři výrobní společnosti a jednu přenosovou společnost, Všechny tyto společnosti, s výjimkou společnosti spravující nukleární elektrárny, byly zprivatizovány. Členství na trhu bylo povinné a vznikl nezávislý regulační orgán OFFER². [1]

Následně přišla reforma trhu v Norsku v roce 1992, ve Finsku v roce 1998 a ve Švédsku v roce 1996. Systémoví operátoři založili společnou burzu pro Švédsko a Norsko s názvem Nordpool, který se postupně rozšířil o Finsko a západní Dánsko. Účast v poolu byla dobrovolná a byla založena na bilaterálních smlouvách. [1]

Evropská unie se snažila vytvořit jednotný celoevropský konkurenční prostor, kde by došlo ke zlepšení konkurenceschopnosti a sjednocení pravidel trhu, a tak bylo v 1996 kodifikováno rozhodnutí o liberalizaci trhu Směrnicí 1996/92/EC. Tato liberalizace probíhala vydáním třech liberalizačních balíčků. První směrnice, zmíněná výše, obsahovala následující pravidla pro otevírání trhu:

- Způsob zajištění přístupu k sítím,
- způsob zajištění rozvoje zdrojů,
- nezávislý dohled nad odvětvím a regulace monopolních činností,
- zajištění závazků veřejné služby,
- zavedení nezávislých provozovatelů sítí,
- oddělené účetnictví za jednotlivé regulované činnosti,
- minimální postup otevírání trhu pro oprávněné zákazníky.

Druhý liberalizační balíček prohluboval požadavky a pravidla trhu stanovené předchozím balíčkem. Jeho součástí byla Směrnice 54/2003/EC, Nařízení o přeshraničních přenosech a rozhodnutím o Transevropských energetických sítích. Hlavní body třetího balíčku:

- Existence nezávislého regulátora,
- právní oddělení systémových operátorů od výroby a obchodu,
- oddělení provozovatelů distribučních soustav od dodavatelů elektřiny,
- jednotné tarify pro všechny uživatele soustavy (regTPA³),
- otevřený a jednotný režim a zrušení tarifů za přeshraniční přenos a zavedení kompenzace nákladů mezi provozovateli sítí,
- garantovaný přístup k sítím pro všechny odběratele a ochrana zranitelných zákazníků, závazné termíny plného otevření trhu,
- odpovědnost členských států za udržení spolehlivosti dodávky a dostatečných kapacit.

¹ Central Electricity Generating Board

² Office of Electricity Regulation

³ Regulated Third Party Access

Součástí balíčku bylo také nařízení 1228/2003/EC, které stanovovalo povinnosti provozovatele přenosových soustav a dalších účastníků trhu ve vztahu k přístupu ke kapacitám, dále obsahovalo zrušení poplatků za přeshraniční přenos a zavedení kompenzačního nákladového mechanismu. [1]

V roce 2009 byl schválen třetí liberalizační balíček, který obsahoval právní normy pro liberalizaci trhů s elektřinou a plynem a ustanovil vznik agentury regulátorů. Balíček obsahoval pět norem:

- Směrnici 2009/72/EC o vnitřním trhu s elektřinou (ochrana zákazníka),
- nařízení 714/2009/EC o elektřině (transparentnost trhu, zřízení ENTSO-E),
- nařízení 713/2009/EC upravující vznik a působnost Agentury regulátorů ACER,
- směrnici 2009/73/EC o plynu upravující fungování trhu pro plyn,
- nařízení 715/2009/EC upravující přeshraniční spolupráci na trhu s plynem analogicky k elektřině

Již od roku 2007 se začaly národní trhy jednotlivých členských států sjednocovat. V roce 2009 se propojil denní trh České a Slovenské republiky, ke kterému se následně v roce 2012 připojilo Maďarsko a v roce 2014 Rumunsko. Skupina se nazývá dle projektu 4M MC⁴ a měla by se v horizontu let 2016/2017 propojit s trhem NWE, jehož součástí jsou trhy Francie, Německa, Nizozemí, Belgie, Dánska, Švédska, Finska a Norska.

V prosinci 2016 byl představen Zimní energetický balíček pod názvem Čistá energie pro všechny Evropany. Mezi hlavní cíle patří snížení ceny elektřiny pro domácnosti, omezení využívání neudržitelných bioenergetických surovin, zvyšování energetické účinnosti a zapojení obnovitelných zdrojů energie do trhu s elektřinou. Dále mezi cíle patří snížení energetické spotřeby o 30 % do roku 2030 a snížit emise CO₂ o 40 % také do roku 2030, kdy by nová hranice emisí pro nové elektrárny měla být 550 g CO₂ na kWh. Tato hranice začne platit pro stávající elektrárny v roce 2026. Podíl obnovitelných zdrojů elektřiny na celkové výrobě by měl být 50 % do roku 2030. Evropská unie vyčlení 177 miliard euro na veřejné a soukromé investice v oblasti energetiky. [10]

2.1.2 Legislativa v energetice

V této části bych přiblížil liberalizaci trhu v ČR od roku 2000 do roku 2006, kdy se plně otevřel trh, a legislativu, která s ní věcně souvisí.

Státní orgány, které mají největší vliv na chod energetiky, jsou Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR a Energetický regulační úřad. ERÚ dle třetího liberalizačního balíčku EU, nahradilo funkci orgánů veřejné správy v oblasti regulace energetiky. Zákon, který odstartoval liberalizaci trhu v ČR, je energetický zákon č. 458/2000 Sb. zastřešující tři energetická odvětví,

⁴ 4M Market Coupling

elektroenergetika, plynárenství a teplárenství. Dle směrnice EU započalo postupné uvolňování trhu.

Začalo to přechodem z chráněného zákazníka na oprávněného zákazníka, který nabyl právo vybrat si sám svého dodavatele elektřiny. Chráněný zákazník měl cenu dodávky elektřiny (včetně silové) každoročně stanovovanou ERÚ. Tato změna však také probíhala postupně. V roce 2002 se oprávněnými zákazníky staly subjekty se spotřebou přes 40 GWh, následně v roce 2003 subjekty se spotřebou přes 9 GWh. V roce 2004 se jimi stali všichni koneční zákazníci⁵ s průběhovým měřením (kromě domácností) a v roce 2005 všichni koneční zákazníci (kromě domácností). Nakonec od 1. ledna 2006 jsou oprávněnými zákazníky všichni koneční zákazníci.

Energetický regulační úřad hraje významnou roli v energetice. Jeho základní úlohy jsou zejména ochrana zájmů spotřebitelů (v oblastech, kde není možná konkurence), podpora využívání obnovitelných zdrojů energie, podpora hospodářské soutěže, rozhodování ve sporech vyplývajících ze smluvních vztahů a vydávání licencí. V jeho působnosti je také vydávání prováděcích právních předpisů, schvalování pravidel pro provoz přenosové a distribuční soustavy a obchodních podmínek operátora trhu s elektřinou. Dle posledního liberalizačního balíčku EZ zavedl transparentnost a předvídatelnost cenově regulační činnosti ERÚ, která je vztažena zejména na provozovatele soustav.

V ČR přibližně do roku 2003 vlastnil stát, pomocí společnosti Českých energetických závodů, jak výrobu, tak i přenos, distribuci a dodávku. Následná deregulace rozdělila jednotlivé prvky do samostatných útvarů. Největší podíl na výrobě má Skupina ČEZ, která je polostátní a vlastní naše dvě jediné jaderné elektrárny, většinu uhelných a vodních elektráren. Přenosovou soustavu provozuje ČEPS, a. s., která provozuje soustavu na hladinách 420 kV, 220kV a vybraná vedení 110 kV. Je také zodpovědná za systémové služby, jejichž funkci přiblížím v dalších částech práce. V ČR vznikli tři velcí distributoři, kterými jsou ČEZ Distribuce, E.ON Distribuce a PRE Distribuce. Distributor vlastní a udržuje elektrické vedení o napěťových hladinách pod 110 kV a stejně jako provozovatel přenosové soustavy je zodpovědný za kvalitu elektrické energie. Dodavatelů elektrické energie je po liberalizaci mnoho, největšími „hráči“ jsou ČEZ, PRE a E.ON. Dodavatelé se zabývají obchodováním s energií a nabízejí zákazníkům ceny, za které mohou elektřinu odebrat.

Podmíněnou součástí EZ je zřízení dodavatele poslední instance, díky kterému je zákazník chráněn před turbulencemi dodávky elektřiny ze strany dodavatelů. Tento subjekt má v zákonem stanovených případech povinnost dodávat elektřinu za ceny stanovené ERÚ, tedy pokud stávající dodavatel není schopný dodávat nasmlouvanou elektřinu, tak zákazníci využijí služby dodavatele poslední instance.

⁵ Fyzická či právnická osoba, která nakupuje elektřinu/plyn pro své vlastní užití

Vyhláška 140/2015 Sb. podrobněji specifikovala způsob a postup regulace cen v elektroenergetice. Regulované jsou například společně povolené výnosy pro dané období, vstup na trh a ceny elektřiny. Konečná cena elektřiny, kterou platí spotřebitel, má dvě složky: fixní a regulovanou. Fixní složkou je cena silové elektřiny (Kč/kWh), která vzniká sesouhlasením poptávky a nabídky na trhu s elektrickou energií. Regulovaná složka se sestává z poplatků za systémové služby, distribuci, rezervovaný příkon, činnost operátora trhu, vícenáklady spojené s podporou výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů (druhotných zdrojů a kombinované výroby elektřiny a tepla) a daň z elektřiny. [5]



Sesouhlasení nabídky a poptávky na trhu s elektřinou pro 20. leden 2017; Zdroj: OTE a.s.

2.1.3 Účastníci trhu

Dle EZ jsou účastníci trhu definováni jako:

- Výrobci elektřiny,
- provozovatel přenosové soustavy,
- provozovatelé distribučních soustav,
- operátor trhu,
- obchodníci s elektřinou,
- zákazníci.

Účastníci trhu s elektřinou zároveň dle EZ nesou odpovědnost za odchylku. Jsou tedy subjekty zúčtování odchylek, není tomu tak v případě, když tuto odpovědnost přenesou na jiný subjekt na základě smlouvy o zúčtování odchylek.

Výrobcem elektřiny v ČR se může stát každý, kdo obdrží licenci na výrobu elektřiny a splní technické parametry pro připojení do přenosové (distribuční) soustavy. Tuto licenci vydává ERÚ na 25 let a osoba, ať už fyzická, či právnická musí prokázat finanční a technické předpoklady k zajištění výkonu licencované činnosti. [5]

Provozovatelem přenosové soustavy v ČR je společnost ČEPS, a. s., která je ze sta procent vlastněna českým státem a působí jako výhradní provozovatel přenosové soustavy. Vlastnická práva ve společnosti vykonává MPO. Stejně jako výrobci elektřiny i provozovatel přenosové soustavy musí být licencovaný od ERÚ, v tomto případě je to licence na dobu neurčitou. V souladu s EZ ČEPS zajišťuje provoz české přenosové soustavy, poskytuje přenosové služby a služby spojené se zajištěním rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektřiny v reálném čase, tedy systémové služby. ČEPS dále zajišťuje přeshraniční přenosy pro export, import a tranzit elektrické energie. Společnost se také dlouhodobě aktivně podílí na formování liberalizovaného trhu s elektřinou v ČR i v Evropě. Udržuje a spravuje páteří síť, jejíž součástí je 41 rozveden se 71 transformátory, které slouží na převod elektrické energie z vyšší napěťové hladiny na přenosové soustavě na nižší napěťovou hladinu na distribuční soustavě. ČEPS pro svoji činnost využívá 3508 km vedení na napěťové hladině 400 kV a 1910 km vedení s napěťovou hladinou 220 kV. [7]

Schéma sítě 400 a 220 kV

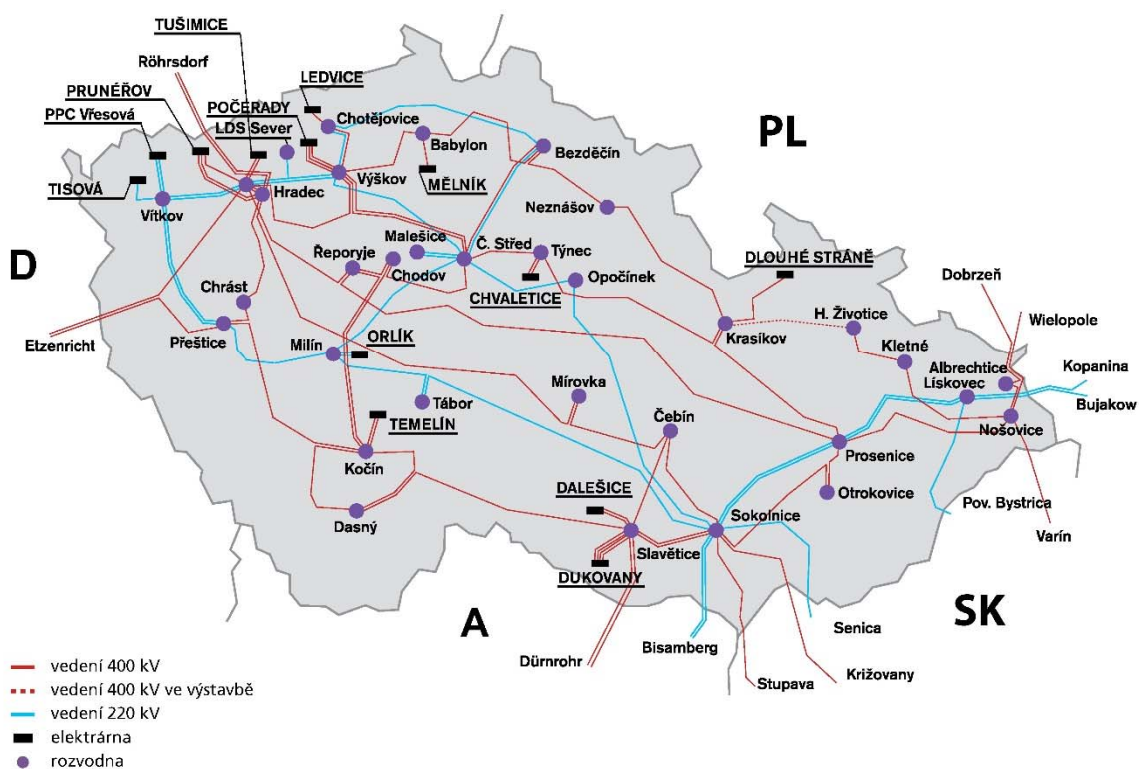


Schéma přenosové soustavy ČR; Zdroj: ČEPS, a. s.

Budu zde uvádět některá práva a povinnosti provozovatele přenosové a následně i u ostatních účastníků trhu. Veškerá práva a povinnosti jsou k dohledání v zákonně č. 458/2000 Sb. Povinnosti provozovatele přenosové soustavy jsou například připojit k přenosové soustavě zařízení každého, kdo o to požádá a splňuje podmínky připojení a obchodní podmínky, musí zajistit zřízení technického dispečinku, nebo například dodržovat parametry a zveřejňovat ukazatele kvality

dodávek elektřiny a služeb. Pro určování systémové odchylky je provozovatel přenosové soustavy povinen zajišťovat měření v přenosové soustavě včetně jejich vyhodnocování a předávat operátorovi trhu. Jednou zajímavou povinností je také hrazení příspěvků k ceně elektřiny z KVET⁶ (či výrobě z druhotných zdrojů) výrobcům, kteří jsou přímo připojeni na přenosovou soustavu. [6]

Jak již bylo zmíněno dříve, v ČR je mnoho lokálních provozovatelů distribučních soustav, přesněji je dle ERÚ v současnosti 255 držitelů licencí na distribuci elektřiny. Největšími a nejvýznamnějšími provozovateli distribučních soustav v ČR jsou ČEZ Distribuce a. s., E.ON Distribuce a. s., PŘEdistribuce a. s. a LDS Sever s. r. o.. Provozovatel distribuční soustavy má podobné povinnosti jako provozovatel přenosové soustavy (například připojení kohokoli, kdo splňuje podmínky obchodní a pro připojení) dále musí například průběžně zveřejňovat informace o možnostech distribuce elektřiny v distribuční soustavě, dodržovat parametry a zveřejňovat ukazatele kvality dodávek elektřiny a služeb, nebo také zpracovávat a předávat operátorovi trhu s elektřinou údaje z měření pro potřeby tvorby typových diagramů dodávek. [6]

Operátorem trhu v ČR je společnost OTE, a. s., která je vlastněna státem a stejně jako ERÚ byla založena v roce 2001 dle EZ. Ke své činnosti také potřebuje licenci vydanou ERÚ. Mezi povinnosti operátora trhu patří organizování krátkodobého trhu s elektřinou a ve spolupráci s provozovatelem přenosové soustavy vyrovnávacího trhu s regulační energií, zajišťovat zúčtování a vypořádání odchylek mezi subjekty zúčtování. Zajímavou povinností je například spravovat veřejně přístupný rejstřík obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů. Pro hladké fungování trhu musí zpracovávat zprávy o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou. Bylo by vhodné zmínit, že operátor trhu s elektřinou není v Evropě obvyklým účastníkem trhu, jeho činnosti v mnoha zemích vykonává provozovatel přenosové soustavy a ČR je v tomto jedna z mála výjimek. [5]

Obchodníci s elektřinou mohou vykonávat svou činnost pouze v případě obdržení licence od ERÚ, která se uděluje na dobu 5 let. Dále je nutné zaplatit poplatek ve výši 100 000 Kč. V současné době je v ČR 388 držitelů licencí pro obchod s elektřinou. Povinnosti obchodníků s elektřinou jsou vázány na typ smlouvy, které uzavřou (přenos či distribuce). Jednou z jejich povinností je také udržovat své zákazníky informované a s předstihem (nejpozději 2 měsíce) jim hlásit jakékoli změny smluvních podmínek. Stejně jako provozovatelé přenosových a distribučních soustav, obchodníci musí dodržovat nasmlouvané parametry dodávek elektřiny. Obchodník je také povinen vykonávat (a odděleně účtovat) činnost dodavatele poslední instance. [5]

Zákazník v ČR má možnost vybrat si svého vlastního dodavatele, jak bylo uvedeno dříve. Základním právem zákazníka je uzavření smlouvy o připojení a na připojení svého odběrného

⁶ Kombinovaná výroba elektřiny a tepla

elektrického zařízení k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě (samozřejmě pokud splňuje podmínky obchodní a pro připojení) a samozřejmě nákup elektřiny od držitelů licencí na krátkodobém organizovaném trhu. Zejména má právo na změnu dodavatele, která je bezplatná. [5]

Co se týká povinností zákazníka, tak jeho aktivita je minimální. Povinnosti spočívají v umožnění přístupu provozovateli přenosové či distribuční soustavy k odběrnému místu, kde je povinen mít měřicí zařízení. Pokud se jedná o vlastníka nemovitosti, kde jsou jiní zákazníci, musí vlastník udržovat elektroinstalaci v objektu dle daných norem. Zákazník je samozřejmě povinen hradit část oprávněných nákladů provozovatelů soustav. Je například povinen dohodnout se s provozovateli příslušných soustav, pokud chce provozovat svůj vlastní náhradní zdroj. [5]

Zákazníky lze dělit podle řady kritérií, například dle velikosti odběru na maloodběratele (NN) a velkoodběratele (VVN a VN), nebo dle typu na domácnosti, podnikatele atd.

Do účastníků trhu s elektrickou energií můžeme také zařadit Energetický regulační úřad, který uděluje licence a stanovuje tarify pro regulovanou část ceny elektřiny, a burzu, která organizuje trh s elektřinou a usnadňuje zákazníkům obchodování, v ČR je to společnost PXE, a. s..

Je důležité zmínit rozdíl mezi registrovaným účastníkem trhu (RÚT) a subjektem zúčtování (SZ). Pouze subjekt zúčtování má oprávnění obchodovat na trhu. Každý subjekt zúčtování je registrovaným účastníkem trhu, ale ne každý registrovaný účastník trhu je subjekt zúčtování. Subjekt zúčtování je fyzická či právnická osoba, která je odpovědná za systémovou odchylku, buď vlastní, nebo na ni smluvně přenesenou. [6]

2.1.4 Typy trhů

Trh s elektrickou energií lze rozdělit na několik typů dle způsobu obchodování. Jsou jimi velkoobchodní a maloobchodní trhy, dlouhodobé a krátkodobé trhy, a nakonec trh s podpůrnými službami tzv. vyrovnávací trh.

Maloobchod je založen na zabezpečení dodávky elektrické energie koncovému spotřebiteli. Obchod vždy probíhá za účasti jedné stálé protistrany a tou je koncový zákazník (KZ), tedy mezi KZ a výrobcem, KZ a obchodníky a také mezi dvěma obchodníky, z nichž jeden se zaměřuje na dodávky KZ. Cena neregulované složky elektřiny je odvozena od velkoobchodních cen a cena regulované části je dána každoročně ERÚ plus ekologická daň. Cena a délka dodávky je stanovena zpravidla na jeden rok. Na tomto trhu je subjektem zúčtování registrovaný účastník trhu, který má přímou vazbu na velkoobchodní trh. RÚT mohou měnit svého odběratele či dodavatele pouze v zákonem stanovených termínech. Existují tři základní typy smluv, které sjednávají přenesení odpovědnosti za odchylku, jsou to:

- Smlouva o dodávce elektřiny s převzetím závazku dodat elektřinu do elektrizační soustavy,

- smlouva o dodávce elektřiny s převzetím závazku odebrat elektřinu z elektrizační soustavy,
- smlouva o dodávce elektřiny dodavatelem poslední instance. [5]

Účastníci MOT se nemohou účastnit organizovaného krátkodobého trhu s elektřinou.

Velkoobchod je od maloobchodu rozlišen následovně. VOT není primárně určen pro koncové odběratele a všichni účastníci na tomto trhu odpovídají za vlastní odchylku. Obchod primárně probíhá mezi výrobcí elektřiny a dalšími obchodníky (B2B⁷) a výjimečně mezi samotnými obchodníky, pokud splňují dodatečné podmínky pro vstup na trh. VOT je na rozdíl od MOT osvobozen od regulované složky ceny elektrické energie a následně určuje cenu silové elektřiny na MOT. Mimo organizovaný trh je možné obchodovat s elektřinou také na základě bilaterálních smluv tzv. OtC⁸ obchody. Obchodování může probíhat přes brokerskou platformu se standardizovanými smlouvami, nebo přes clearing⁹. Na organizovaném trhu existuje pouze jedna centrální protistrana, kterou je burza. Zde se určuje konečná cena průsečíkem křivek nabídky a poptávky. Dle časového horizontu lze VOT rozdělit na krátkodobý a dlouhodobý trh. Na dlouhodobém trhu se nejčastěji obchoduje s futures kontrakty, proto se mu také občas říká futures trh. Cenu zde nejvíce ovlivňuje rozvoj infrastruktury, ekonomické trendy a dlouhodobá očekávání vývoje poptávky a nabídky. Trh slouží spíše k finančnímu zajištění elektřiny v dlouhodobém horizontu. Zpravidla se obchoduje s dodávkami elektřiny na jeden měsíc dopředu a déle. Dalšími kontrakty, se kterými se obchoduje, jsou forwards, opce nebo CfD¹⁰. [1]

Krátkodobý trh se nazývá spotovým trhem, kde se obchoduje s dodávkou v řádu hodin a dní před jejím uskutečněním. Dle způsobu obchodování jej můžeme rozlišit na trh blokový, denní, vnitrodenní a vyrovnávací. Všechny tyto trhy jsou organizovány operátorem trhu.

Na blokovém trhu, jak už název napovídá, se obchoduje s tzv. bloky neboli se standardizovanými produkty, které se dělí na Base, Peak a Off-Peak. Tyto produkty se dělí dle denního období, kdy je dodávka uzavírána. Produkt Base je určen pro celodenní dodávku, Peak, tedy špička, je určen pro dobu od 8 do 20 hodin a produkt Off-Peak pro dobu od 20 do 8 hodin. Minimální obchodovatelná úroveň je 1 MW. [6]

Denní trh je organizovaný v den před dnem dodávky. Obchoduje se na každou hodinu dne dodávky. Více o způsobu obchodování v další části kapitoly.

Vnitrodenní trh slouží k vyrovnání obchodní pozice obchodníků v době blízké hodině dodávky. Tento trh se uzavírá hodinu před uskutečněním dodávky a je otevřen den předem v 15.00 hodin. Tento trh v posledních letech velmi rychle vzrostl stejně jako jeho význam. Důvodem je nárůst

⁷ Business to business

⁸ Over the Counter

⁹ Účtování vzájemných bezhotovostních operací přes třetí stranu (banku)

¹⁰ Contract for Difference

provozu obnovitelných zdrojů elektřiny (zejména solární a větrné výroby), jejichž provoz závisí na výkyvech v počasí. Více o způsobu obchodování dále.

Vyrovňovací trh je pouze pro provozovatele přenosové soustavy a slouží k obchodování regulační energie při řešení nerovnovážných stavů elektrizační soustavy. Regulační energie vzniká aktivací podpůrných služeb, může být také nakoupena na vyrovnávacím trhu, který organizuje OTE, nebo nakoupena v zahraničí. Vyrovnávací trh tedy slouží k vyrovnání systémové odchylky a o tom, jak vzniká, se budu zmiňovat v samostatné podkapitole. O způsobu obchodování na tomto trhu a na předchozích se budu zabírat v následující části. [1, 6]

2.1.5 Způsob obchodování

Jak jsem již v předchozí části několikrát zmínil, zde uvedu způsob obchodování na jednotlivých trzích s elektrickou energií.

Na maloobchodním trhu funguje obchodování na základě bilaterálních smluv a jedná se o neorganizovaný trh. Na tomto trhu stranu poptávky reprezentují KZ a stranu nabídky obchodníci, kteří jsou pojítkem na velkoobchodní trh. Cenu na maloobchodním trhu lze odvodit z nakoupených futures z minulého roku. A jak bylo zmíněno dříve, zde je cena elektřiny navýšena o regulovanou složku.

Obchodování na velkoobchodním trhu je rozděleno na stejné typy jako trh sám. Mimo organizovaný trh je možno obchodovat prostřednictvím bilaterálních smluv, které slouží k vyjednání specifických obchodů mezi stranami. Tento způsob byl již popsán v předcházející části.

Nyní k organizovanému dlouhodobému trhu. Na tomto trhu se zejména obchoduje s kontrakty futures s fyzickým vypořádáním a futures s finančním vypořádáním. Poslední typ kontraktů není ovlivňován omezením elektrizační soustavy. Zahrnuje Base Load a Peak Load na 6 měsíců, 4 čtvrtletí a 3 roky a místem dodání jsou přenosové soustavy v ČR, Slovensku, Maďarsku, Rumunsku a Polsku. V Polsku je ještě navíc rozšířený 15hodinový Peak Load, který je v pondělí až pátek od 7:00 do 22:00 hod. Kontrakty s fyzickým vypořádáním mají dodávku v ČR, Slovensku a Maďarsku a zahrnují stejné typy dodávek jako předchozí až na rozšířený 15hodinový Peak Load. Dostupnost fyzických dodávek vyplývá z otevřených pozic na českých finančních futures. K listopadu 2016 je v ČR 23 účastníků burzy PXE, kde je organizován tento trh. Minimální obchodovatelný výkon je 1 MWh. Objednávky lze zadávat prostřednictvím elektronického systému, a pokud dojde k sesouhlasení s nabídkou, obchod bude uzavřen. Může také docházet k registrovaným obchodům, kde burza slouží pouze jako clearingová platforma a kontrakt je uzavřen mimo burzu bilaterálně. Pokud se jedná o automatický systém, tak je obchodování anonymní. [8]

Na krátkodobém trhu se obchoduje s dodávkami v rámci období jedna hodina až jeden den. Organizátorem krátkodobého trhu je OTE. Uvedu obchodování pro každý typ krátkodobého trhu zvlášť.

Na blokovém trhu se obchoduje s dříve uvedenými produkty, jimiž jsou Base Load, Peak Load a Off-Peak Load, pro daný den dodávky je obchodování zahájeno v 9:30 hod 5 dní před uskutečněním dodávky a je uzavřeno v 13:30 hod jeden den před dodávkou. Poptávky a nabídky lze však podávat již 30 dní před obchodním dnem, záleží na typu bloku. Po zadání požadavků do systému dojde ke spárování poptávky a nabídky, poté bude obchod uzavřen. Minimální obchodovatelná úroveň je 1 MW v hodinách bloku. [1]

Denní trh, nebo také spotový trh, je určen pro obchodování s dodávkami elektřiny na následující den. Obchoduje se tedy na 24 obchodních hodin formou aukce, kde nabídky a poptávky jsou zadávány v eurech. Výsledky těchto aukcí udávají výslednou dosaženou cenu elektřiny na denním trhu, zobchodované množství elektřiny a celkový přenos elektřiny do nebo ze zahraničí. Při jejich sesouhlasení dochází k uzavření obchodu a finanční vypořádání se uskuteční následující pracovní den po dni dodávky. [6, 1]

Vnitrodenní trh se otevírá v 15:00 hod po skončení denního trhu a uzavírá se po hodinách a vždy jednu hodinu před uskutečněním dodávky. Vložené nabídky a poptávky se automaticky nepárují, jednotliví poptávající účastníci nabídky akceptují skrze systém OTE, nebo neakceptují. Na tomto trhu je možné dosahovat i záporných hodnot z důvodu nepřesné předpovědi výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů, které jsou závislé na aktuálním počasí či předpovědi spotřeby. Operátor trhu zahrnuje vypořádávání obchodů na tomto trhu do vyhodnocování a zúčtování odchylek. [6]

Na vyrovnávacím trhu poptává a nakupuje pouze jeden účastník, a to provozovatel přenosové soustavy. Tento trh také organizuje OTE. Na tomto trhu se obchoduje kladná a záporná regulační energie. Nabídky se podávají nejpozději 30 minut před začátkem obchodní hodiny a minimální obchodované množství je jedna MWh. Po vyhodnocení přijaté nabídky předá provozovatel přenosové soustavy uskutečněnou dodávku regulační energie operátorovi trhu k vypořádání. Operátor trhu pak přijaté nabídky zahrne do systému vyhodnocování a zúčtování odchylek. [6]

V průběhu liberalizace se způsob obchodování zjednodušil a můžeme jej rozdělit na obchodování na burze a na bilaterální obchodování. Bilaterální obchodování nebo také OTC je základní způsob obchodování. Princip je jednoduchý, dvě protistrany podepíší smlouvu, kde upřesní předmět dodávky, cenu kontraktu a také případné sankce za jeho nedodržení. Z důvodu velkého počtu uzavíraných transakcí se vytvořil standardizovaný model smluv. Tato smlouva se nazývá EFET (European Federation of Energy Traders) smlouva. Tato rámcová smlouva má tři části, a to základní textovou část, dodatky smlouvy a election sheet. Základní textová část je členěna do 23 paragrafů a obsahuje všechna základní ustanovení smlouvy pro všechny účastníky obchodování. Dodatky tvoří seznam používaných termínů ve smlouvě, vzory potvrzení transakcí apod. V části election sheet neboli stránkou voleb se blíže specifikují individuální požadavky subjektů transakce v rámci úpravy základní textové části. Produkty, se kterými se takto nejčastěji

obchoduje, jsou dodávky Base Load, Peak load, Off-Peak Load a dodávky ve vysokém a nízkém tarifu. Vypořádání bilaterálních obchodů se nejčastěji realizuje přes brokerskou platformu. Broker sám do transakce nevstupuje a je pouze zprostředkovatel obchodu mezi dvěma subjekty, za své služby si samozřejmě účtuje poplatek odvíjející se od velikosti uzavřené transakce. Nejprve se uplatňoval tzv. voice brokerage, tedy na bázi nepřetržitého telefonického spojení. V dnešní době se přechází na tzv. screen brokerage, tedy obchodování pomocí počítačů a internetového spojení, kde výhradním zprostředkovatelem tohoto systému je software od společnosti Trayport. Nejvýznamnější brokerské platformy u nás jsou TFS¹¹ a 42Finacial Services. [1]

Obchodování na burze je na rozdíl od bilaterálního zcela anonymní a protistranou každého obchodu je burza. Zde se obchodování rozděluje na trh spotový a termínový. Na spotovém trhu se obchoduje s fyzickou dodávkou elektřiny. Také se zde zajišťuje optimalizované nasazení jednotlivých výrobních bloků od elektráren s nejnižšími variabilními výrobními náklady až po elektrárny s nejvyššími. Obchoduje se zde s denními produkty (od dodávky na den dopředu, a výjimečně pár dní dopředu – víkend) pro celý den i špičku a s produkty hodinovými. Standardně se obchoduje aukčním mechanismem u hodinových produktů a kontinuálně u denních produktů. V aukci účastníci posílají své objednávky do systému, který je registruje a po uplynutí dané doby uzavře příjem a začne s výpočtem. Všechny objednávky, které nejsou hodinové, se rozloží do hodin a provede výpočet ceny, tedy sesouhlasení poptávky a nabídky, pro jednotlivé hodinové produkty. Poté, co se určí cena spotového trhu, se zveřejní spolu se seznamem uspokojených a neuspokojených objednávek. Termínované trhy slouží k zabezpečení cen budoucích dodávek a obchoduje se zde kontinuálně. Obchodují se zde kontrakty s dodávkou o délce 1 měsíc až 1 rok dopředu. Z toho vychází obchodovatelné produkty Base Load a Peak Load, které jsou pro tento trh základní. Produkty, které mají fyzickou dodávku, se vyplácejí následující den od uskutečnění dodávky. Produkty s finančním vypořádáním (futures) slouží k zajištění ceny energie. Vypořádání transakce probíhá po celou dobu kontraktu na denní bázi, kdy prodávající nahradí kupujícímu rozdíl mezi nasmlouvanou cenou a cenou na spotovém trhu, když na spotovém trhu bude cena vyšší než nasmlouvaná a naopak, kupující nahradí prodávajícímu rozdíl ceny, když bude na spotovém trhu nižší. [1]

Vypořádání na spotovém trhu probíhá na denní bázi a například u nás (OTE) může burza přímo provést platbu z účtu kupujícího na účet prodávajícího automaticky. Na termínovaném trhu dochází k vypořádání přes vypořádací centrum burzy (tzv. clearing house), což bývá separátní společnost, kde dochází k uzavírání burzovních transakcí. Bývají to velké banky nebo velcí účastníci trhu. [1]

¹¹ Traditional Financial services

2.2 Systémová odchylka

2.2.1 Příčiny vzniku

Systémová odchylka je rozdíl mezi nasmlouvanými a fyzicky realizovanými dodávkami a odběry elektrické energie. Ve vyhlášce 408/2015 Sb. je systémová odchylka definována jako součet kladných a záporných odchylek všech subjektů zúčtování v obchodní hodině. Vznik lze vysledovat do samotné podstaty elektrické energie, tato forma energie se totiž nedá bezztrátově uskladňovat. Fyzikálně nemůže elektřina v daném okamžiku někde přebývat či scházet, jelikož změna se šíří rychlostí světla a změny se proto projeví v soustavě okamžitě. Spotřebu a výrobu nelze přesně naplánovat, jelikož návyky spotřebitelů se mění a některé výrobní zdroje nelze plně ovládat (OZE). Odchylky tedy vznikají zejména díky vlivům OZE a poruchám výrobních zařízení. Spotřeba se odhaduje na základě statistickým metod a při vyšším počtu KZ se odchylky od průměru často vzájemně vyruší. Ze statistické metody se získává typový diagram dodávky, vybrané domácnosti mají navíc k neprůběhovému měření typu C také zavedeno průběhové měření, ze kterého se získává diagram pro určité typy domácností. Tím vznikají jednotlivé tarifní třídy. Důvodem zavedení typových diagramů dodávky je velký počet odběrných míst (cca 5 miliónů). [1, 6]

Obecně můžeme rozlišovat dva typy odchylek, kladnou a zápornou. Kladná odchylka vzniká, když je do ES dodáváno větší množství elektrické energie, než je odebíráno, v ES je tedy přebytek energie. Záporná odchylka nastává tehdy, když je v ES nedostatek elektrické energie, tedy dodávka je menší a zatížení vyšší než nasmlouvané množství. Pro zachování rovnováhy v soustavě musí platit základní bilanční rovnice v každém okamžiku.

$$P_{dod} + P_{imp} = P_{odb} + P_{exp} + P_{ztr} [1]$$

Kde P_{dod} je celková okamžitá dodávka elektřiny do ES v MW, P_{odb} je celkový okamžitý odběr elektřiny z ES v MW, P_{ztr} jsou celkové okamžité ztráty v ES v MW, P_{imp} je celkový dovoz v MW a P_{exp} je celkový vývoz v MW. Rovnováha je udržována pomocí regulačního výkonu, který provozovatel přenosové soustavy obstarává třemi způsoby. Prvním je aktivace podpůrných služeb, druhým je pořízení na vyrovnávacím trhu a posledním je nákup ze zahraničí. Je důležité zmínit, že existuje rozdíl mezi poskytovateli regulační energie a poskytovateli podpůrných služeb. Poskyvatelé regulační energie dostanou zapláceno za dodanou kladnou či zápornou regulační energii od OTE, poté co ji operátor vyhodnotí. Náklady na pořízení regulační energie jsou dále rozděleny mezi účastníky trhu, kteří se nesou odpovědnost za vzniklou odchylku. Výše je odvozena od podílu na celkové odchylce v soustavě. A tento podíl je stanoven právě na rozdíl mezi smlouvenou a naměřenou hodnotou odběru nebo dodávky. V EZ se můžeme také setkat s termínem protiodchylka, což je odchylka SZ, která má opačný směr než odchylka systémová (kladná odchylka SZ, když je systémová záporná a naopak). [1, 5]

2.2.2 Zúčtování odchylek

Vyhodnocování a zúčtování má na starosti OTE. Vyhodnocování probíhá za zúčtovací periodu, což je v ČR jedna hodina, na rozdíl například od Německa, kde je tato perioda 15 minut. Operátor trhu každý den zveřejňuje v 14:00 hod vyhodnocení odchylek za předcházející den, jeho obsahem je velikost a směr odchylky za každou obchodní hodinu v MWh, zúčtovací cenu odchylky v Kč/MWh a platbu SZ v Kč. Kromě EZ a vyhlášky 408/2015 Sb. tvoří normy pro vyhodnocení, zúčtování a vypořádání také cenová rozhodnutí ERÚ (např. minimální zúčtovací ceny) a obchodní podmínky OTE, a.s. pro elektroenergetiku (technické detaily komunikace, finančního jištění atd.). [1]

Nejprve operátor trhu stanoví odchylku SZ v MWh s rozlišením na tři desetinná místa tak, že stanoví skutečnou hodnotu dodávky a odběru elektřiny jako souhrn dodávek a odběrů ES v odběrných a předávacích místech (s využitím měření a typových diagramů) a odečte sjednané množství elektřiny. Do sjednaného množství elektřiny je také zahrnuta elektřina pořízená na krytí ztrát v přenosové a distribuční soustavě. Součástí je sjednaná dodaná a odebraná energie, energie vyvezená a dovezená a také sjednaná regulační energie. U bilaterálních přeshraničních obchodů je protistranou pro dovoz a vývoz provozovatel přenosové soustavy, který předává uskutečněné diagramy přenosů operátorovi trhu. Jsou-li trhy propojené¹², zahrnuje se vyhodnocení nabídek a poptávek souhrnného toku elektřiny do obchodní pozice provozovatele přenosové soustavy. Do sjednaných hodnot také patří regulační energie, kterou obstarává provozovatel přenosové soustavy. I zde nastane odchylka, pokud poskytovatel regulační energie neposkytne požadovanou kladnou či zápornou regulační energii. Systémová odchylka je poté součtem odchylek všech SZ. [1]

Nyní k samotnému zúčtování. Jak bylo uvedeno dříve, minimální cena je stanovena ERÚ, operátor trhu stanoví cenu odchylky jako nejvyšší z nabídkových cen regulační energie v obchodní hodině v opačném směru, než je systémová odchylka. Pokud je stanovená cena nižší než minimální, je použita minimální cena. Pro matematické vyjádření je nutné stanovit znaménkovou konvenci tak, aby platba za odchylku byla kladná ve směru k subjektu (dostává zapláceno) a záporná ve směru od subjektu (platí). Například, když má subjekt zápornou odchylku, tak platí při kladné ceně nebo dostává zapláceno při ceně záporné. [1]

Minimální zúčtovací cena stanovená ERÚ pro rok 2016 je:

$$\text{při } SyO \leq 0 \text{ je } ZC_{min} = 2350 + 5,5 \times SyO \text{ [Kč/MWh]}$$

$$\text{při } SyO \geq 0 \text{ je } ZC_{min} = 1 + 3,5 \times SyO \text{ [Kč/MWh]} \text{ [9]}$$

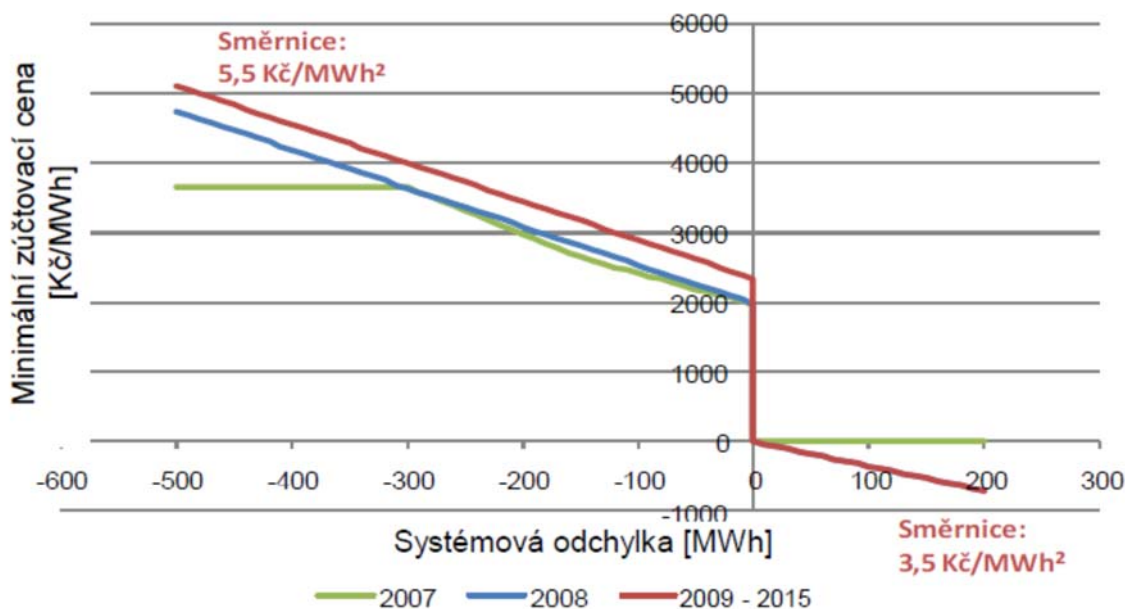
Kde SyO je absolutní hodnota systémové odchylky v MWh a ZC_{min} je minimální zúčtovací cena v Kč/MWh. Platba SZ za odchylku v dané obchodní hodině je logicky součin velikosti odchylky a

¹² Jedná se o Market Coupling a implicitní alokace přeshraničních kapacit

zúčtovací ceny v případě stejného směru odchylky SZ se systémovou odchylkou a jako součin velikosti odchylky SZ a zúčtovací ceny protiodchylky v případě směru opačného. Je-li odchylka SZ ve směru systémové, tak se situace v ES zhoršuje (zvyšování systémové odchylky) a subjekt je nucen platit za odchylku. V opačném případě, kdy je odchylka SZ v opačném směru systémové odchylky, se situace v ES zlepšuje a subjekt dostává zapláceno (výjimkou je případ, kdy poskytovatelé záporné regulační energie jsou ochotni zaplatit za snížení výkonu). Součet všech plateb v systému zúčtování odchylek bývá přebytkový. Důvodem je to, že zúčtovací cena odchylky placená SZ je nejdražší, ale cena protiodchylky, za kterou SZ dostanou zapláceno, je průměrná. Také SZ platí nejdražší cenu z nabídkových cen sjednané regulační energie a poskytovatelé dostanou zapláceno průměrnou cenou. Přebytek se však snižuje protiregulací, kdy je provozovatel přenosové soustavy nucen aktivovat jak kladnou, tak i zápornou regulační energii v dané obchodní hodině. [1]

	Kladná cena za regulační energii	Záporná cena za regulační energii
Kladná regulační energie	Platba z PPS do BSP	Platba z BSP do PPS
Záporná regulační energie	Platba z BSP do PPS	Platba z PPS do BSP

Směry plateb za odchylku



Minimální zúčtovací cena; Zdroj: ČEPS

Vyhodnocení odchylek má několik fází. První fáze je denní měření na následující den (do 14:00), kde se shromažďují hodnoty z měření typu A¹³, dále předběžné hodnoty z měření typu B¹⁴

¹³ Průběžové měření s denním dálkovým přenosem údajů

¹⁴ Průběžové měření s jiným než denním přenosem údajů

a C^{15} a hodnoty regulační energie. Další je fáze měsíční, kde se shromáždí opravné hodnoty měření a regulační energie. Poslední je fáze čtvrtletní, kde jsou finální hodnoty měření a regulační energie. Vztahy použité pro vyhodnocení odchylek jsou následující.

$$O_{SZ} = E_{SZ}^{skut} - E_{SZ}^{sjed}$$

O_{SZ} je odchylka SZ v MWh, E_{SZ}^{skut} je skutečně dodaná či odebraná energie v MWh a E_{SZ}^{sjed} je sjednaná energie v MWh. Skutečnou dodanou či odebranou energii zjistíme vztahem:

$$E_{SZ}^{skut} = \sum_{OPM \in SZ} E_{dod,SZ}^{měř} - \sum_{OPM \in SZ} E_{odb,SZ}^{měř}$$

Index $OPM \in SZ$ je množina všech OPM¹⁶, která jsou registrována v systému OTE k danému SZ. $E_{dod,SZ}^{měř}$ je měřená hodnota dodávky v MWh v daném OPM, kde je zahrnuta i kladná regulační energie, která byla reálně vyrobena či nespotřebována. $E_{odb,SZ}^{měř}$ je měřená hodnota odběru v MWh v daném OPM, kde je zahrnuta i záporná regulační energie nevyrobená či spotřebovaná. Sjednanou energii lze zjistit vztahem:

$$E_{SZ}^{sjed} = \sum_{RD \in SZ} E_{dod,SZ}^{sjed} - \sum_{RD \in SZ} E_{odb,SZ}^{sjed} + \sum_{RD \in SZ} E_{imp,SZ}^{sjed} - \sum_{RD \in SZ} E_{exp,SZ}^{sjed} + \sum_{RD \in SZ} E_{reg,SZ}^{sjed}$$

Index $RD \in SZ$ je množina všech realizačních diagramů sjednaných daným SZ s ostatními SZ. $E_{dod,SZ}^{sjed}$ ($E_{odb,SZ}^{sjed}$) je obchodně sjednaná výsledná hodnota závazku SZ dodat či odebrat elektřinu do (z) ES na základě registrace sjednaných hodnot na organizovaných trzích a z registrace domácích bilaterálních obchodů v MWh. $E_{imp,SZ}^{sjed}$ ($E_{exp,SZ}^{sjed}$) je obchodně sjednaná hodnota závazku SZ dodat či odebrat elektřinu do (z) ES na základě registrace přeshraničních bilaterálních obchodů dovozu (vývozu) elektřiny z (do) zahraničí v MWh. $E_{reg,SZ}^{sjed}$ je hodnota regulační energie registrovaná danému SZ předaná PPS do systému OTE nebo zobchodovaná na vyrovnávacím trhu. Cena, která je placena poskytovateli regulační energie je získána vztahem:

$$Platba_{reg,SZ} = \sum_{RD-RE \in SZ} E_{reg,SZ}^{sjed} * C_{reg,SZ}^{sjed}$$

Výše je uveden vztah pro platbu poskytovateli regulační energie za sjednanou regulační energii v Kč. Ceny regulační energie jsou dány rozhodnutím ERÚ. Zúčtování není vyrovnané a existuje přebytek, tedy výnos pro PPS. Je to rozdíl mezi platbami za odchylku a náklady na regulační energii. Nicméně PPS použije tento přebytek pro úhradu plateb za podpůrné služby. [1]

2.3 Podpůrné služby

Bavíme-li se o podpůrných službách, dále jen PpS, je nutné nejprve definovat služby systémové, dále jen SyS, jehož jsou PpS prostředkem pro zajištění.

¹⁵ Ostatní měření, odečty zpravidla jednou ročně

¹⁶ Odběrná a předávací místa

Systémové služby má na starosti provozovatel přenosové soustavy (ČEPS) dle EZ. Tyto služby zajišťují bezpečný a spolehlivý provoz PS, kvalitu přenosu a plnění mezinárodních závazků plynoucí z mezinárodní spolupráce s ENTSO-E. Dle Kodexu PS se kvalitou rozumí parametry frekvence a napětí, spolehlivostí dodávky se rozumí nepřerušenosť dodávky v odběrných místech z PS definovaná průměrným počtem a trváním dílčích výpadků dodávky v jednotlivých předacích místech. [2]

Do SyS udržování kvality patří udržování souhrnné výkonové zálohy pro primární regulaci frekvence, sekundární regulace frekvence a výkonu, sekundární a terciární regulace napětí, zajištění stability přenosu a zajištění kvality napěťové sinusovky. Kvalita se posuzuje z hlediska technických norem. [2]

Další SyS je udržování výkonové rovnováhy v reálném čase, do které patří sekundární regulace frekvence a výkonu, terciární regulace výkonu a využití dispečerské zálohy. Udržování rovnováhy výkonu a salda předávaných výkonů vychází z doporučení platných v ENTSO-E. [2]

Následující SyS je obnovení provozu, kde se využívá plánu obnovy, ve kterém je zahrnut ostrovní provoz a start ze tmy. Vychází z předpisů ČEPS a ENTSO-E. [2]

Poslední SyS je dispečerské řízení, tato služba zahrnuje kromě výše zmíněných i zajišťování bezpečnosti provozu prostřednictvím plánu obrany a provozních instrukcí a řízení propustnosti sítě (toků činných výkonů) pomocí zapojení sítě, redispečinku, protiobchodu. Předpisy opět vychází z instrukcí ČEPS a ENTSO-E. [2]

Zajímavé je, že pojem systémových služeb není v legislativě EU přímo používán, ale jsou tam zahrnuty jako povinnosti provozovatele přenosové soustavy. Podpůrné služby jsou prostředky pro zajištění výše zmíněných SyS a díky nim je možné vyrovnávat rozdíly mezi spotřebou a výrobou elektrické energie, provozovatel přenosové soustavy toho dosáhne pomocí změn spotřeby či výkonů výroby. Pokud subjekt splní technické a obchodní podmínky dané provozovatelem přenosové sítě, pak má právo nabízet PpS. Podpůrnými službami jsou:

- Primární regulace frekvence f bloku (PR)
- Sekundární regulace výkonu P bloku (SR)
- Minutová záloha (MZ_t)
- Snížení výkonu (SV_{30})
- Sekundární regulace napětí a jalového výkonu U/Q (SRUQ)
- Schopnost ostrovního provozu (OP)
- Schopnost startu ze tmy (BS)

Výše uvedené PpS jsou obstarávány v ES ČR, může však také obstarávat regulační energii ze zahraničí v rámci systémové služby Udržování výkonové rovnováhy v reálném čase, a to ve formě operativní dodávky elektřiny z a do zahraničí na úrovni PS, dále může regulační energii obstarat na domácím nebo na vyrovnávacím trhu. [3]

Aby se PpS mohly kategorizovat jako PpS je nutné, aby splňovaly obecné předpoklady, kterými jsou:

- Měřitelnost – se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření
- Garantovaná dostupnost služby během denního, týdenního a ročního cyklu s možností vyžádat si inspekci
- Certifikovatelnost – stanovený způsob prokazování schopnosti poskytnout služby pomocí periodických testů
- Možnost průběžné kontroly poskytování [3]

2.3.1 Primární regulace frekvence

Tato regulace se nachází přímo na výrobním bloku elektrárny, a jak bylo uvedeno výše, jedná se o primární regulaci frekvence f bloku. Pokud dojde k odchylce frekvence v síti od zadané hodnoty, tak primární regulace změní výkon elektrárenského bloku. Tuto změnu výkonu udává regulační rovnice:

$$\Delta P = -\frac{100 P_n}{\delta f_n} \Delta f, \text{ kde [3]}$$

ΔP je požadovaná změna výkonu bloku [MW],

P_n je nominální výkon bloku [MW],

Δf je odchylka frekvence od zadané hodnoty [Hz],

δ je statika primární regulace [%],

f_n je zadaná frekvence (převážně jmenovitá 50 Hz) [Hz]

Změna výkonu probíhá automaticky a v rámci 30 sekund od vzniku odchylky. Regulační záloha je vždy vyčleněna v rámci výkonového rozsahu bloku a její velikost závisí na technických parametrech bloku a na požadavcích provozovatele přenosové soustavy. Jedná-li se o výrobní bloky do 300 MW, použije se maximální rezervovaná velikost při změně frekvence o 200 mHz od zadané hodnoty a pro bloky nad 300 MW se maximální velikost použije při změně frekvence o 100 mHz. Aby se předcházelo výpadkům bloků je stanovena maximální velikost zálohy vykupované od jednoho bloku na 10 MW a minimální na 3 MW. [3]

Tato rezerva je rovnoměrně rozložena v jednotlivých regulačních oblastech, aby při aktivaci nedošlo k přetížení linek. V propojené přenosové soustavě kontinentální Evropy je velikost rezervy pro primární regulaci cca 3000 MW. V ČR je velikost primární zálohy 90 MW a zbytek je obstaráván ze zahraničí. Společný výbor všech PPS stanovuje přenosové limity, aby nedošlo k vyčerpání rezerv v jedné oblasti, či aby jeden PPS nevykoupil veškeré rezervy sousednímu PPS. V ČR primární regulaci poskytují zejména uhelné a paroplynové elektrárny a v případě nouze také

vodní, jaderné a plynové elektrárny. Primární regulace končí v řádu desítek sekund až minut, poté je nahrazena regulací sekundární. [1]

2.3.2 Sekundární regulace výkonu

V této PpS se využívá regulace výkonu P bloku, dle žádosti sekundárního regulátora frekvence a salda předávaných výkonů. Poskytovatel této služby má povinnost aktivovat ji nejpozději do 10 minut od zadání požadavku od ČEPS. Minimální rychlost změny výkonu je 2 MW/min, přičemž rozsah poskytované velikosti změny výkonu na jednom bloku je 10 až 70 MW. Velikost zálohy sekundární regulace může být alokována symetricky i asymetricky (tedy podílet se na regulaci různým podílem z více bloků). Pokud se jedná o asymetrickou alokaci, musí PPS respektovat provozní možnosti bloku a jeho technická omezení, jako jsou například vlastnosti paliva teplota chladící vody, či provoz vysokotlakého odběru na turbíně. V ČR poskytují sekundární regulaci stejné typy elektráren jako u regulace primární. Tato regulace je aktivována téměř nepřetržitě, reaguje na okamžitý vývoj odchylky a je ovládána automaticky. [3]

2.3.3 Minutová záloha

Tato služba změni požadovaný výkon po příkazu dispečinku ČEPS do t minut. Do této služby spadají bloky, které jsou schopny do 5 či 15 minut poskytnout sjednanou regulační zálohu. V roce 2013 tato služba nahradila PpS s názvem Quick Start 10 (rychle startující desetiminutová záloha), přesněji ji nahradila služba MZ5 (minutová záloha $t=5$). Regulační zálohou $RZMZ_t \pm$ se rozumí kladná nebo záporná změna výkonu na svorkách zařízení poskytujících tuto regulaci. Kladná regulační záloha může být provedena zvýšením výkonu bloku, odpojením přečerpání u PVE nebo odpojením zařízení od ES. Záporná záloha naopak připojením zařízení do ES či snížením výkonu bloku. [1, 3]

Pro $t=15$ je minimální velikost regulační zálohy jednoho bloku 10 MW a maximální 70 MW, přičemž doba regulace není omezena. Pro $t=5$ je minimální velikost regulační zálohy 30 MW a maximální určuje ČEPS dle zařízení. Minimální garantovaná doba poskytnutí této zálohy jsou 4 hodiny. Služba se průměrně aktivuje jednou a čtyřikrát do měsíce při pokrýváních větších výpadků výkonů. Doba využití služby není víc než 20 hodin za rok. [3]

2.3.4 Snížení výkonu

Služba má v Kodexu zkratku SV_{30} , jelikož zahrnuje elektrárenské bloky, které jsou schopny snížit výkon o předem sjednanou hodnotu zálohy do 30 minut od zadání požadavku od ČEPS, nebo plně odstavit či nenajet zdroj. Aktivace služby nastává mimořádně při významné kladné odchylce (velký přebytek energie), nejčastěji způsobené nedodržením sjednaných diagramů, kdy nestačí využití sekundární regulace ani minutové zálohy. Minimální velikost zálohy od jednoho poskytovatele je 30 MW a minimální garantovaná doba využití po aktivaci je 24 hodin. Každý

poskytovatel je povinen na požádání ČEPS doložit, na kterých blocích tuto službu aktivoval. Služba není automatická, nýbrž dálkově ovládaná. [3]

2.3.5 Sekundární regulace napětí U a jalového výkonu Q

Na rozdíl od služby snížení výkonu je tato služba automatická a využívá celý smluvně dohodnutý regulační rozsah jalového výkonu bloků a tím rozděluje jalový výkon na jednotlivé stroje a udržuje zadanou velikost napětí v uzlech ES. V Kodexu uvedená pod zkratkou SRUQ a je automaticky řízená. Proces regulace je ukončen cca do 2 minut od aktivace. Tato služba musí být schopna spolupracovat s prostředky terciární regulace napětí a jalových výkonů. [3]

2.3.6 Schopnost ostrovního provozu

Regulace této služby je velmi náročná z důvodu značných změn frekvence a napětí. Elektrárenský blok pracuje do izolované části soustavy tzv. ostrova. Do ostrovního provozu se přechází automaticky v případě poklesu frekvence pod 49,8 Hz nebo překročení frekvence 50,2 Hz. Blok musí nadále řešit regulaci napětí a frekvence autonomně, jelikož systémové služby nejsou k dispozici. V Kodexu jsou vypsány požadavky na schopnosti bloku ve čtyřech krocích, jsou to přechod do ostrovního provozu (např. změna režimu regulace bloku), samotný ostrovní provoz (např. stabilní spolupráce s paralelními bloky v ostrovu), následné opětovné připojení ostrova k soustavě (např. minimální doba práce v ostrovním provozu jsou 2 hodiny) a nakonec dostupnost služby (periodické testy). [3]

2.3.7 Schopnost startu ze tmy

Tato služba je schopnost najetí bloku bez pomoci vnějšího zdroje napětí na jmenovité otáčky a napětí, připojení k síti a napájení sítě v ostrovním provozu než se ostrov sesynchronizuje se zbytkem sítě. Využívá se jí v případě tzv. blackoutu, což je úplný nebo částečný rozpad sítě. ČEPS vybírá bloky vhodné pro tuto službu v dohodě s poskytovatelem této služby. Schopnost je součástí plánu obnovy ČEPS. V Kodexu jsou uvedeny čtyři požadavky na bloky, které jsou vybrány pro start ze tmy, je to dodržení postupu (jednotlivé kroky pro najetí bloku), koordinovatelnost postupu (kompatibilita postupů, instrukcí a předpisů dotčených subjektů), schopnost ostrovního provozu (nutnost certifikace bloku pro ostrovní provoz) a dostupnost služby (periodické testy). [3]

2.4 Přeshraniční obchodování s elektřinou v ČR

2.4.1 Přeshraniční kapacity

S rozvojem technologie výroby a akumulace elektřiny v Evropě vznikaly různé cenové oblasti a s tím přišel zájem o přenášení elektřiny z levnějších cenových oblastí do oblastí dražších. Hlavním limitujícím faktorem byla politika států, jejichž prvořadým zájmem bylo a je ochrana domácího výrobce, který je ve většině případů vlastněn státem, před zahraniční konkurencí. Paradoxně stejné vlády se snažily nalézt uplatnění nevyužité produkce svých výrobců v zahraničí. Uplatnění nevyužité produkce v zahraničí převážilo v druhé polovině 70. let nad ochranou domácího výrobce a přeshraniční přenosy začaly stoupat, nicméně nastalo omezení dané charakterem evropské sítě, kde byla přeshraniční propojení navržena pro vzájemnou výpomoc, a ne k přeshraničnímu obchodu. Nastal tedy problém s omezenými zdroji k přeshraničnímu přenosu a s určením stran, které budou mít k přenosu přístup. Před liberalizací trhu měly hlavní slovo v přidělování přístupu k přenosu spíše politické tlaky a dlouhodobé kontrakty na přeshraniční dodávku, které vznikaly mezi státy zavázané k hospodářské spolupráci (např. RVHP). [1]

Nařízení Evropského parlamentu č. 1228/2003 stanovilo, že přenosová kapacita na hraničních vedeních musí být, s ohledem na bezpečnostní hlediska provozu soustav, alokována pro účely přeshraničního obchodu, a že mechanismy alokace musí být tržní a transparentní. Společně s požadavky na unbundling částečně omezovala import z oblastí s nižší cenou. Členské státy si budovaly mechanismy přidělování přenosových kapacit v souladu s primární legislativou. Nařízení č. 714/2009 ustanovilo ENTSO-E jako hlavního vydavatele síťových kodexů. Dva z devíti takto vytvořených kodexů se týkaly přeshraničního obchodování. Jedním z nich je kodex s názvem Capacity Allocation and Congestion (CACM), který je závazný od srpna 2015, se zabývá: přeshraničním denním trhem s elektřinou, přeshraničním vnitrodenním trhem s elektřinou, způsobem a koordinací výpočtů přenosových kapacit včetně zavedení flow-based metody a způsobem stanovení tržních oblastí. Druhý kodex Forward Capacity Allocation (FCA) se věnuje dlouhodobým aukcím, přesněji ročním a měsíčním. [1]

Přeshraniční obchodování znamenalo omezení dispečerského řízení, jelikož provozovatelé přenosových soustav nemohli řešit všechny myslitelné scénáře pro rozložení výroby a spotřeby, proto bylo potřeba najít alespoň způsob, jak stanovit maximální limity pro tento typ obchodování. Hlavním limitem je samozřejmě samo vedení, nicméně přenos mezi dvěma státy probíhá také pomocí paralelních vedení, které mohou vést přes stát třetí. Největším ovlivňujícím faktorem je topologie sítě, kterou zejména ovlivňují odstávky či zapojení klíčových prvků, jako jsou rozvodny, transformátory nebo samotné výrobní zdroje. Dalším faktorem je lokalita výroby a spotřeby, tato informace o zdrojové a cílové oblasti je jediná, kterou mají provozovatelé přenosových soustav

k dispozici a dle toho určují, zda je výměna bezpečná. Při určování kapacit jsou také brány v potaz domácí toky elektřiny, které musí být realizovány bez ohledu na přeshraniční přenos. [1]

2.4.2 Metody výpočtu přenosových kapacit

Maximální kapacitu provozovatelé přenosových soustav určují pomocí sofistikovaných výpočtů, simulací a scénářů. Dle evropské legislativy je povinné, aby byla veškerá dostupná kapacita poskytnuta pro obchodní výměny s ohledem na zachování bezpečnost soustavy. Při výpočtu se musí dodržet kritérium N-1 a hodnota, která tuto podmínku splňuje, se nazývá celková přenosová kapacita neboli TTC¹⁷ a udává maximální přípustnou obchodní výměnu pro každý časový interval v určitém období mezi dvěma oblastmi. Tento výpočet se provádí pomocí retenčních scénářů, které na sobě nezávisle připravují provozovatelé přenosových soustav pro období zima a léto. Scénáře si mezi sebou provozovatelé vymění a provedou výpočet TTC pro každou regulační oblast, kdy se postupně na jednom území zvyšuje výroba a na druhém ve stejné míře snižuje a po každém zvýšení přeshraniční výměny o 1MW se provádí kontingenční analýza, ze které vychází upravené zatížení všech prvků sítě. Proces se opakuje tak dlouho, dokud nějaký prvek nedosáhne limitu, poté tento limit představuje TTC. Zvyšování a snižování výroby a spotřeby se provádí pomocí klíčů změny výroby (generation shift keys) a klíčů změny spotřeby (load shift keys), jejichž metodika stanovení je v Evropě jednotná. [1]

Od hodnoty TTC se odečítá spolehlivostní rezerva, jako ochrana před mimořádnými situacemi, jimiž jsou například nenadálé toky vyplývající z fyzikální podstaty regulace frekvence soustavy či mimořádné přeshraniční výměny s cílem pokrytí neočekávaných odchylek soustavy v reálném čase. Metodika pro stanovení spolehlivostní rezervy, nebo TRM¹⁸ není v Evropě jednotná, nicméně síťový kodex CACM ukládá provozovatelům soustav, aby navrhli a implementovali vlastní jednotnou metodiku na regionální úrovni. Rozdílem TTC a TRM dostaneme čistou přenosovou kapacitu, tedy NTC¹⁹, což je maximální obchodní výměna mezi dvěma oblastmi při dodržení bezpečnostních standardů a technické nejistoty podmínek provozu soustavy. NTC počítají provozovatelé nezávisle pro každou svou hranici, ta se následně harmonizuje mezi každými dvěma provozovateli a aplikuje se princip nižší hodnoty. NTC se následně alokují pro přeshraniční obchod, čímž se v průběhu času upravuje o již alokovanou kapacitu, neboli AAC²⁰, rozdílem NTC a AAC dostaneme současně dostupnou přenosovou kapacitu, tedy ATC²¹. [1]

Dle evropské legislativy se aplikuje pro výpočty ATC tzv. netting, který zohledňuje přidělené kapacity o opačném směru, než je směr ATC. Podmínkou však je záruka, že kapacita v daném

¹⁷ Total Transmission Capacity

¹⁸ Transmission Reliability Margin

¹⁹ Net Transmission Capacity

²⁰ Already Allocated Capacity

²¹ Available Transmission Capacity

směru bude skutečně využita. Poslední hodnotou výpočtu je určení kapacit, které budou nabídnuty v rámci konkrétního alokačního kola, je vedena pod označením OC²². Tato hodnota by neměla být vyšší než ATC a velmi často se s ní shoduje, což má za následek častou záměnu označení. [1]

Použitý alokační mechanismus má své mouchy v podobě výpočtových metod, které provozovatelé provádějí v různých časových horizontech, tedy nejprve ročním a pomocí zpřesňování až vnitrodenním, vše je totiž zatíženo chybami vyplývajícími z nepřesného odhadu chování výrobců a spotřebitelů. Proto se přichází s novým návrhem výpočetního mechanismu, který je zakotven ve fyzikálních zákonitostech s názvem flow-based metoda. Tento nový mechanismus zapojuje síťový model přímo do algoritmů přidělování přenosových kapacit a srovnává přeshraniční obchodní transakci s reálným a aktuálním modelem sítě před jejím potvrzením. Metoda je vhodná pro krátké období (maximálně den), jelikož v dlouhém období se setkává s větší mírou nejistoty. Pro dlouhodobý horizont by metoda musela pracovat s více provozními variantami a vždy vybírat nejhorší případ. Před vyhodnocením musí být do modelu vložen základní případ (base case), který zahrnuje všechny toky v síti za předpokladu žádné přeshraniční výměny, a navíc všechny dříve alokované transakce a toky vyplývající z aukcí na hranicích společného regionu. Podkladový síťový model může mít mnoho podob, záleží, do jaké míry chceme být přesní, můžeme do virtuálního modelu zahrnout pouze některé větší prvky (transformátory, vedení atd.) nebo všechny skutečné prvky, které se v síti vyskytují. [1]

2.4.3 Market Coupling a Splitting

Bavíme-li se o přeshraničním obchodování s elektřinou, musím zmínit rozdíly mezi explicitní a implicitní aukcí (alokací). Implicitní aukce se využívá při market couplingu a splittingu, tedy spojení trhů sousedních zemí do jednoho. Nejprve uvedu princip explicitní alokace.

Principem explicitní aukce je nabízení dostupné přenosové kapacity provozovatelem přenosové soustavy přímo účastníkům trhu na sousedním trhu. Účastníci trhu požadují konkrétní objemy přenosové kapacity, za které nabízejí aukční cenu v €/MWh, kapacita je poté přidělována v pořadí dle nabídkových cen až do vyčerpání dostupné kapacity nebo uspokojení všech nabídek. V EU se používá principu marginálních cen, marginální cenu utváří poslední akceptovaná nabídka v pořadí, tuto cenu zaplatí všichni účastníci trhu, kteří v aukci uspěli bez ohledu na jejich vlastní nabídkové ceny. Pokud neexistují neuspokojené nabídky, je aukční cena nulová. [1]

Využití implicitní aukce předpokládá užší kooperaci mezi provozovateli přenosových soustav a také mezi burzami s elektřinou (zejména denních trhů). Princip implicitní aukce se začal využívat nejprve ve Skandinávii v 90. letech a následně v Evropě od roku 2006. Využívá se výhradně pro propojování denních trhů s elektřinou a ve skutečnosti se nejedná o aukci

²² Offered Capacity

s přenosovou kapacitou. Při implicitní aukci účastníci trhu nenakupují kapacitu, ale poptávají a nabízejí elektřinu. Efektem takovéto aukce je zvýšení likvidity trhu a pohyb ceny na trhu. Principem implicitní aukce je uplatnění neuspokojené nabídky nebo poptávky na sousedním trhu, kdy v ideálním případě dojde k úplnému propojení sousedních tržních oblastí a vytvoření společných nabídkových a poptávkových křivek, které se protnou v jednom rovnovážném bodě. Míra propojení je dána dostupnou kapacitou mezi dvěma oblastmi. Existují historicky dva typy implicitní aukce, market splitting a market coupling. V případě market splittingu je na celém území pouze jedna burza, která přijímá nabídky a poptávky bez ohledu na lokaci účastníka trhu. Následuje jejich vyhodnocení bez ohledu na přenosová omezení, a pokud vyhodnocení vyhovuje všem přenosovým limitům, tak trh zůstává spojený a existuje rovnovážná cena. Pokud vyhodnocení nevyhovuje přenosovým omezením, burza musí část předběžně spárovaných transakcí anulovat a tím dojde k rozdělení trhů a vytvoření dvou různých rovnovážných cen. Pokud se jedná o market coupling, tak zpočátku existují dvě oddělené burzy, které provedou nezávisle vlastní vyhodnocení a následně si výsledky vymění. Poté se pomocí předem dohodnutého mechanismu pokusí spárovat dodatečnou poptávku v jedné oblasti s dodatečnou nabídkou v oblasti druhé. Pokud obě burzy používají shodný algoritmus a pravidla obou trhů jsou stejná, dojde k price couplingu. Pokud nelze provést vyhodnocení dle shodného algoritmu nebo jsou-li pravidla trhů odlišná, dojde k volume couplingu, kdy se stanoví objem přeshraničního toku a ten se poté zahrne do opakovaného vyhodnocení, ceny se stanoví v příslušných oblastech samostatně. [1]

Market coupling funguje v našem regionu CEE²³. Jsme tímto způsobem propojeni se Slovenskem, Maďarskem a Rumunskem. Toto propojení je označováno jako 4M MC neboli 4 Markets Market Coupling. Spolupracují zde provozovatelé přenosových soustav ČEPS, SEPS, MAVIR a TEL a propojují se zde trhy organizované společnostmi OTE, OKTE, HUPX a OPCOM.

3 Plánované změny trhu s podpůrnými službami

V této kapitole uvedu plánované změny trhu s podpůrnými službami navržené společností ENTSO-E. Rád bych zdůraznil, že informace obsažené v této práci nemusí být po jejím dokončení aktuální, jelikož změny jsou stále ve formě návrhů a také proto, že se jedná o změny ovlivňující kritickou infrastrukturu státu, jsou to informace citlivé a není možné je obstarat v čase, kdy se stále projednávají. Orientační dokončení návrhů změn je rok 2020, následné implementace by měla být postupná dle zavádění jednotlivých změn, jako orientační počátek se uvádí rok 2025. Využívat budu informace dohledatelné na oficiálních stránkách ENTSO-E a informace poskytnuté

²³ Central and Eastern Europe

provozovatelem přenosové soustavy společností ČEPS, a. s.. Nejprve uvedu plánované změny trhu a následně provedu porovnání se současným stavem v ČR.

3.1 Standardní produkty

Než se dostanu k samotným produktům, tak musím zmínit, že v současné době neexistuje oficiální český překlad těchto produktů, a proto budu používat anglické názvy a pokusím se co nejlépe přiblížit jejich význam.

Hlavním důvodem vytvoření návrhů podoby standardních produktů je zajištění bezpečnější a levnější dodávky elektrické energie, což je v souladu s obsahem třetího energetického balíčku EU a také zvýšení konkurenceschopnosti. Rámcové směrnice (Framework guidelines) vytvořené agenturou ACER²⁴, vyžadují jednoznačnou definici standardních kapacitních produktů a standardní regulační energie nejpozději rok před zařazením do síťového kódu pro regulaci (The Network Code on Electricity Balancing), který sestavuje ENTSO-E.

Evropa je dle ENTSO-E členěna do 6 regionů, ve kterých probíhá postupná implementace vydaných směrnic. Tyto regiony jsou CCE (Continental Central East), CCS (Continental Central South), CSE (Continental South East), CSW (Continental South West), BS (Baltic Sea) a NS (North Sea). ČR je spolu s Německem, Rakouskem, Slovenskem, Polskem, Maďarskem, Rumunskem, Chorvatskem a Slovinskem v regionu CCE. Provozovatelé přenosových soustav v jednotlivých zemích mají zodpovědnost za udržení jmenovité frekvence sítě a mají na starosti tzv. LFC (Load Frequency Control).

Při vyrovnávání odchylky by měla být zachována jakási „hierarchie“ a to následujícím způsobem: Frequency Containment → Frequency Restoration → Replacement Reserves. Frequency Containment (FCR) slouží ke stabilizaci frekvence po odchýlení od 50 Hz. Frequency Restoration (FRR) slouží k nastolení rovnováhy v kontrolní zóně během 15 minut a jimi se budu zabývat dále. Replacement Reserves (RR) slouží k uvolnění FRR, aby se mohly vypořádat s budoucí nerovnováhou frekvence. [13]

V rámci nové legislativy EU se počítá se zřízením regionálních operačních center, jejichž účelem je přechod z národního řízení elektrizační soustavy na evropské (resp. regionální), zejména udržení stability a bezpečnosti dodávek elektrické energie. Pravomoci těchto center jsou ve fázi návrhové a není pevně dáno, v jaké míře budou zasahovat do chodu národních provozovatelů přenosové soustavy. Jedním z návrhů je funkce center pouze jako kontrolního subjektu. Další významnější variantou je funkce řídicího uzlu v regionu, kde by zejména monitorovalo přeshraniční toky a spolupracovalo s národní PPS při vyrovnávání odchylek v síti. Při této variantě by LFC na regionální úrovni spadala do pravomoci operačního centra.

²⁴ Agency for the Cooperation of Energy Regulators = Agentura pro spolupráci energetických regulátorů

V návrhu jsou tyto standardizované produkty:

- aFRR - Automatic Frequency Restoration Reserve
- mFRR - Manual Frequency Restoration Reserve
- RR - Replacement Reserve

Standardní produkty budou obchodovány na společné evropské platformě a integrovány do trhů s regulační energií, čímž se zajistí hladší spolupráce mezi dvěma či více PPS. Na této platformě bude fungovat princip merit order vypořádání poptávek, který uvedu v jedné z následujících podkapitol. Model, který bude využíván, může být upravován, pokud všechny zúčastněné PPS po provedení CBA²⁵ naleznou nedostatky modelu a tím pádem bude možné implementovat model odlišný. [11]

Proto, aby PPS mohl efektivně a ekonomicky obstarávat regulační energii skrze tržní prostředí mimo své hranice, bude nutné zajistit v rámci integrace trhu metodologii na alokaci přeshraničních kapacit pro sdílení rezerv a výměnu regulačních kapacit. Dle zdroje [11] jsou ustanoveny tři metodologie. Prvním je spolu-optimalizační alokační proces, který by měl být prováděn den před obstaráním regulační kapacity, další je tržně založený alokační proces, který by se měl provádět ne více jak týden před obstaráním regulační kapacity. Posledním je proces založený na analýze ekonomické efektivnosti při obstarání regulační kapacity více jak týden dopředu v případě, že alokované objemy jsou omezené a zhodnocení procesu se provádí jednou ročně. Po schválení metodologie regulační autoritou na všech stranách dojde k její aplikaci, výsledné zkušenosti PPS by měly být sdíleny pro hladší aplikaci v ostatních PPS.

Minimální požadavky na standardní produkty jsou následující:

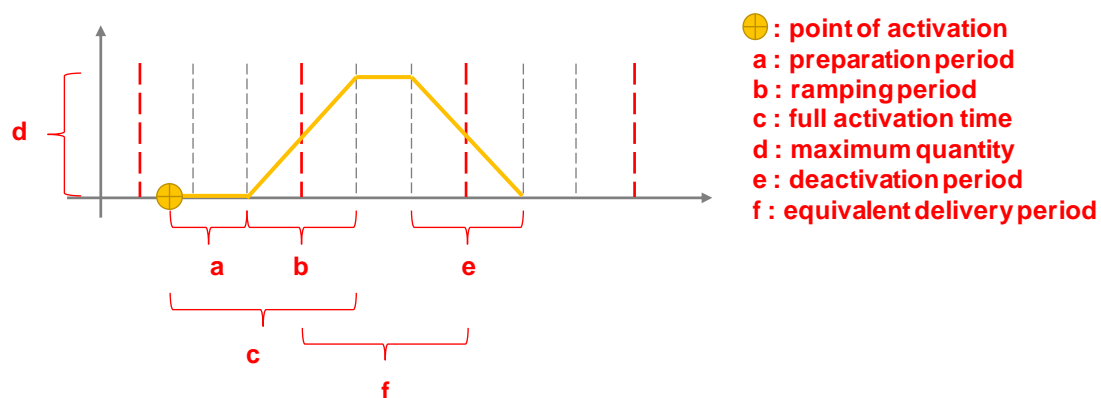
- Přípravná doba (a)
- Najížděcí doba (b)
- Čas úplné aktivace (c)
- Minimální a maximální množství (d)
- Deaktivační doba (e)
- Minimální a maximální trvání doby dodávky (h)
- Doba platnosti
- Způsob aktivace

Přípravná doba je období mezi požadavkem PPS v případě modelu PPS-PPS nebo zadávací PPS v modelu PPS-BSP²⁶ a začátkem najížděcí doby. Najížděcí doba je období, kdy jednotka poskytující regulační energii najíždí z pre-aktivační úrovně na plně aktivovanou kapacitu. Čas úplné aktivace je období mezi aktivačním požadavkem PPS v případě modelu PPS-PPS nebo zadávací PPS

²⁵ Cost Benefit Analysis

²⁶ Balancing Service Provider = poskytovatel regulační energie

v modelu PPS-BSP a příslušné úplné dodávky požadovaného produktu. Všechny produkty musí splňovat TRFF²⁷, v překladu čas do obnovy frekvence a čas úplné aktivace by jej neměl překračovat. Minimální a maximální množství, tedy minimální a maximální objem dodávky v MW. Deaktivační doba je období, kdy jednotka plynule sjíždí z úplné aktivace na výchozí bod jednotky před aktivací. Minimální trvání doby dodávky je nejkratší možné období, za které jednotka dokáže fyzicky dodat požadovanou energii. Maximální trvání doby dodávky je nejdelší doba, po kterou může být požadována fyzická dodávka požadované energie. Doba platnosti je období, po které může být regulační energie nabízená BSP aktivována s respektováním všech charakteristik produktu, toto období definováno časem začátku a konce. Způsob aktivace může být buď manuální, tedy spuštěný operátorem, nebo automatický v uzavřené smyčce. [11, 13]



Návrh tvaru standardního produktu; Zdroj: ENTSO-E

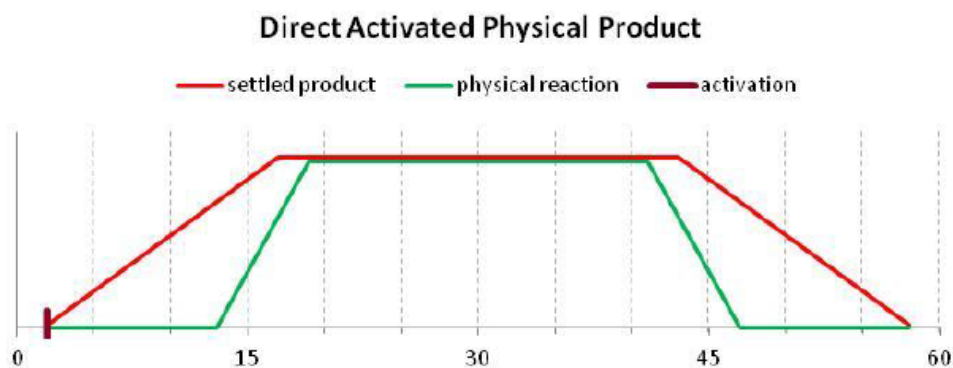
Minimální variabilní charakteristiky standardních produktů jsou následující:

- Cena nabídky
- Dělitelnost
- Lokace
- Minimální doba mezi deaktivační dobou a následující aktivací

Dělitelností je myšleno využití pouze části nabídky regulační energie nebo regulační kapacity nabízené BSP ve smyslu jak objemu (MW), tak časově. [11]

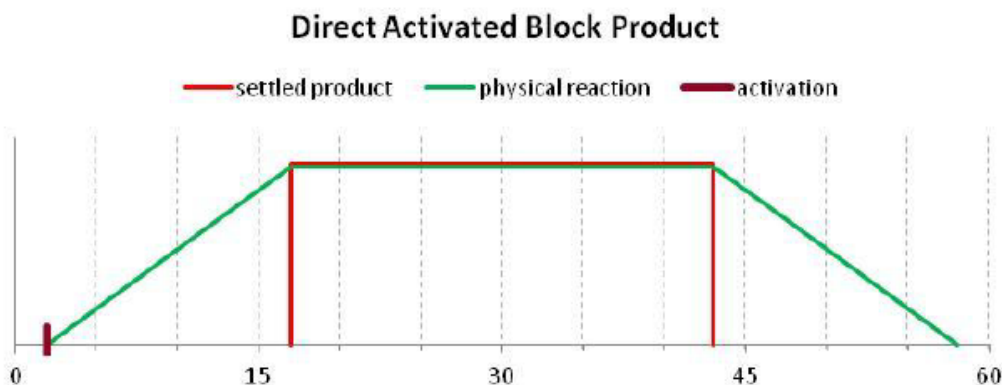
V návrhu jsou také dva odlišné přístupy k definici standardního produktu, které mají dopad na očekávaný výkon, dodávku BSP a zúčtování s BSP. Jedním je fyzický produkt, jehož charakteristiky (najížděcí doby) jsou více méně definovány technickou kapacitou generační jednotky. Takovýto produkt je charakterizován konečnou hodnotou najížděcí (či deaktivační) doby při startu (nebo na konci). Pro PPS to znamená, že sjednaná energie bude obstarána s ohledem na najížděcí či deaktivační poměr, který odráží schopnost BSP dodat produkt. Na obrázku níže je uvedena fyzická reakce na požadavek regulační energie (zelená linie) a zúčtování produktu (červená linie). [13]

²⁷ Time to Restore Frequency



Příklad tvaru fyzického produktu; Zdroj: ENTSO-E

Druhým je blokový produkt, nebo také finanční produkt, který je navržen nezávisle na technické kapacitě BSP. Je charakterizován nekonečnými hodnotami najížděcí (či deaktivační) doby při startu (nebo na konci). Tyto blokové produkty nabízejí více možností pro likviditu a konkurenci, avšak s nimi také omezení pro zúčtování a objem nerovnováhy pro BSP. [13]

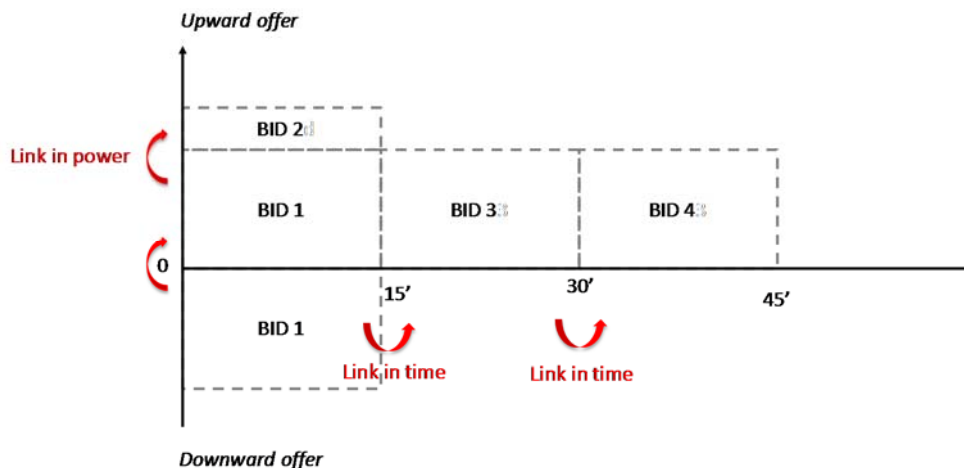


Příklad tvaru blokového produktu; Zdroj: ENTSO-E

Nyní bych uvedl obecné rysy standardních produktů. **Minimální velikost nabídky** je navržena na 5 MW, tato velikost je pro přeshraniční přenos, PPS může na vlastním území povolit nabídky o menší velikosti (např. 1 MW). **Maximální velikost nabídky** je navržena na 9999 MW, tato hodnota je orientační a je na IT týmu, aby určil tuto hodnotu v souladu s programovacím algoritmem. Dále by nabídky měly být celá čísla, bez desetín. Následujícím rysem je **lokace**, výběrový algoritmus by měl brát v úvahu kapacity mezi zónami a bezpečnostní limity, takže minimální informace obsažená v nabídce by měla být nabídková zóna. **Cena nabídky** by měla být určena BSP. Dalším rysem je **čas úplné aktivace**, což je součet přípravné a najížděcí doby, který je definován pouze pro manuálně aktivované standardní produkty (mFRR a RR), zatímco pro automatické (aFRR) je definována pouze přípravná doba. Pro aFRR je tato přípravná doba navržena na 30 sekund. Poslední obecný rys standardních produktů je **spojení mezi nabídkami**, dle návrhu by bylo výhodné umožnit spojení nabídek jak ve výkonu (2 nabídky k dispozici během stejné doby platnosti), tak v čase (2 nabídky v odlišné době platnosti). V diskusi jsou 2 typy propojení. První je skupinový, což znamená, že nabídka může být aktivována jen v případě aktivace další nebo

dalších nabídek (např. pokud je nabídka “1” aktivována, pak by nabídky “2” a “3” měly být také aktivovány – tedy 3 najednou). Druhým je exklusivní propojení, z čehož vyplývá, že aktivace seznamu nabídek je vzájemně exklusivní, může tedy být aktivována pouze jedna nabídka (např. pokud je aktivována nabídka “1”, tak nabídka “2” je nedostupná). Propojení mezi nabídkami dovoluje:

- BSP dosáhnout počátečních nákladů a popsat limity výkonů generační jednotky, kdy je zapotřebí (např. cena nabídky “1” je 70 €/MWh a zahrnuje počáteční náklady 1000 € zatímco cena nabídky “2” je pouze 50 €/MWh. Nejsou zde počáteční náklady, jenom energie ale užití této nabídky je závislé na předchozí aktivaci nabídky “1”)
- BSP dosáhnout výkonového omezení na svých nabídkách (např. pro nabídku schopnou dodat 100 MWh, BSP může poskytnout nabídku “1” na 400 MW během 15 minut nebo nabídku “2” na 200 MW během 30 minut. BSP dopředu neví jaká z nabídek bude aktivována PPS a spojením nabídek zvyšuje flexibilitu)
- BSP jasně popsat dostupnost flexibilních prostředků, které mohou být jak plánovaně, tak přímo aktivovány, když jsou poskytovány na několik sousedních period (např. možnost BSP “přímo” aktivovat nabídku na časové období, pokud nebyla plánovaně aktivovaná v předchozím časovém období)



Možné propojení nabídek; Zdroj: ENTSO-E

Než se pustím do jednotlivých produktů, tak uvedu rozdíl mezi regulační energií a rezervním produktem. Rezervní produkty jsou určeny k zajištění bezpečnosti dodávky a energetické produkty k operacím v reálném čase. [13]

Rád bych zmínil, že v následujících částech se uvažuje pouze s blokovým charakterem produktu a nikoliv fyzickým.

3.1.1 aFRR

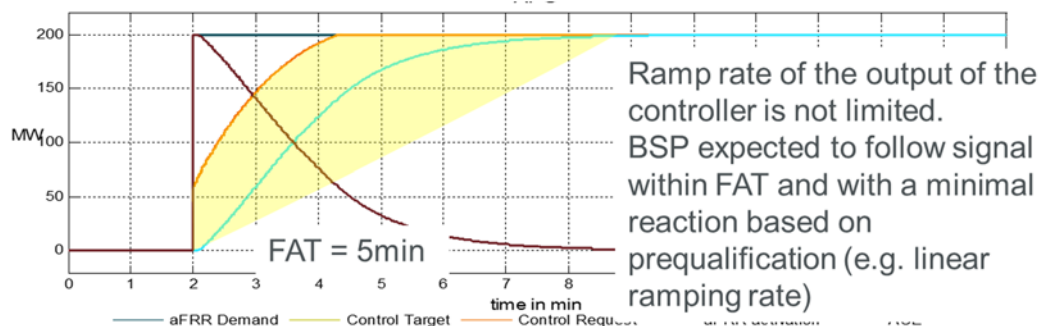
Automatic Frequency Restoration Reserve je jedním z navrhovaných standardních produktů. Produkt bude využíván pro nastolení rovnovážné jmenovité frekvence, tedy 50 Hz, v případě plánované či neočekávané události, která rovnováhu naruší. A právě tento produkt má na starosti

LFC. Tato služba odpovídá aktuální sekundární regulaci PPS. Nachází se tedy přímo na výrobním bloku zdroje a je aktivován automaticky a tím pádem provozován nepřetržitě. Snahou týmu, který navrhuje tento produkt je zajistit jednotnou podobu pro (zatím) jednu synchronní oblast, předpokládá se ovšem pozdější integrace do stále širší synchronní zóny díky přirozenému vývoji v oblasti PpS.

Vzhledem k tomu, že se jedná o automatickou službu, tak je požadována rychlá odezva regulace. Této odezvě odpovídá požadavek času plné aktivace, který byl určován s ohledem na již existující omezení napříč Evropou, díky kterým byly navrženy následující varianty času plné aktivace. Varianty uváděné v minutách jsou 2.5, 5, 7.5, 10 a 15. Dle dotazování evropských PPS se v regionu kontinentální Evropy přicházejí v možnost varianty 5 nebo 7.5 minut. Nicméně je přípravná doba shodná pro všechny varianty a ta by neměla být vyšší než 30 sekund. Dalším společným rysem pro všechny varianty je výkonová dělitelnost a jak jsem již zmínil výše, tak v potaz přichází pouze celočíselné dělení, kde je nejmenší možný takto dělený výkon 1 MW. Varianty automatických produktů se tedy liší pouze v času plné aktivace. Bohužel zatím není možné uvést menší počet variant díky faktu, že aFRR obsahuje mnoho komplexních procesů, jako jsou regulační přístroje na výrobních zařízeních, SCADA systémy či samotné kapacity výrobních modulů. [13]

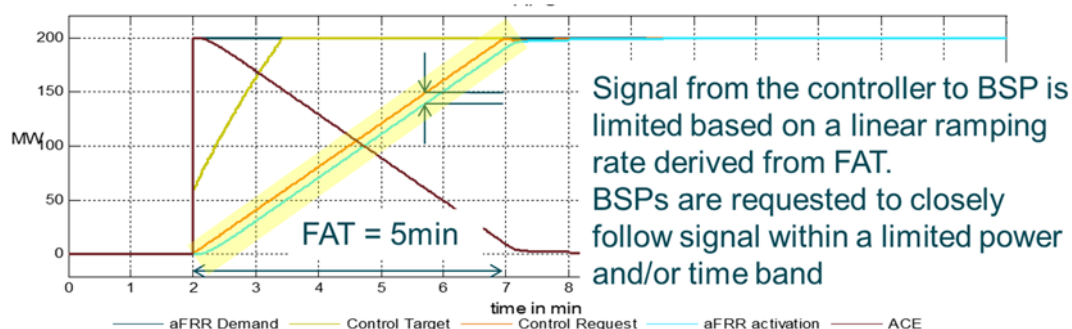
Co se týká doby platnosti, tak je pro aFRR důležitější než minimální a maximální trvání doby dodávky vzhledem k chování automatického ovladače. V současné době se pohybují doby platnosti u PPS od jednoho roku až k 15 minutám a čím delší je tato doba, tím víc se snižuje případné operativní riziko (nedostupnosti služby), ale na druhou stranu také snižují flexibilitu BSP, jejichž kapacita je závislá na rychle se měnících vnějších faktorech (např. počasí, spotové ceny). Kratší doby platnosti zvyšují likviditu a tržní efektivnost BSP a umožňují větší flexibilitu a účast na trhu jednotek s omezenou kapacitou. Dle dotazování přes 80 % PPS by upřednostňovala dobu platnosti ≤ 4 hodiny a také téměř polovina PPS dává přednost době platnosti 1 hodina. [13]

Pro aFRR jsou navrženy dva typy řídicího signálu k BSP, prvním je aFRR FAT produkt a druhý aFRR setpoint produkt. Signál aFRR FAT respektuje čas úplné aktivace a je založen přímo na požadavku PPS a není limitován najížděcím poměrem. Od BSP se očekává plná dodávka co nejdříve od zpoždění, které je rovno času úplné aktivace. Jsou zde také menší nároky na přípravnou dobu a najížděcí poměr. Na obrázku lze vidět, že najížděcí poměr není omezován.



aFRR FAT produkt; Zdroj: ENTSO-E

Signál aFRR setpoint bere v úvahu i najížděcí poměr BSP a dodržuje povel vydaný PPS. Na obrázku lze vidět, že signál poslaný na BSP je limitován na základě lineárního najížděcího poměru odvozeného z času úplné aktivace. Konečná podoba produktů zatím nebyla rozhodnuta. [13]

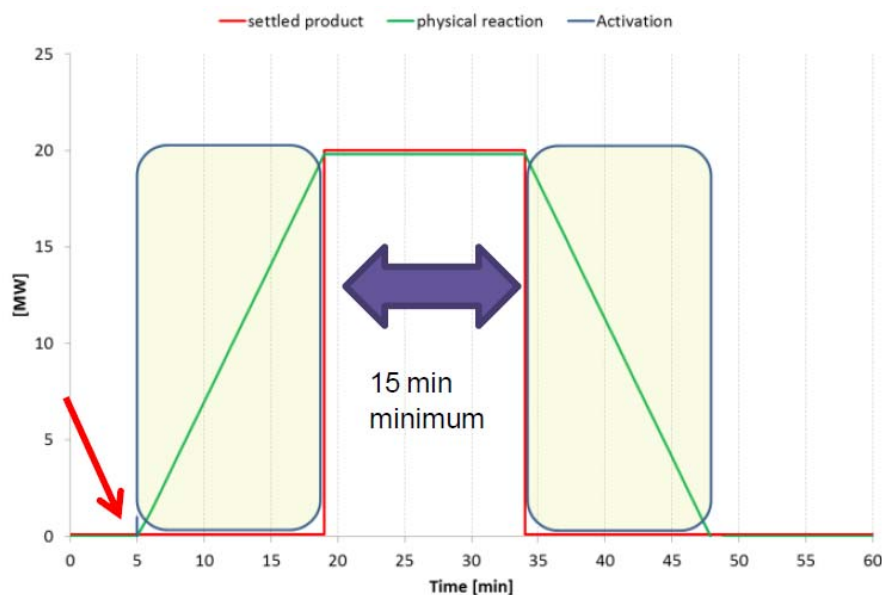


aFRR setpoint produkt; Zdroj: ENTSO-E

3.1.2 mFRR

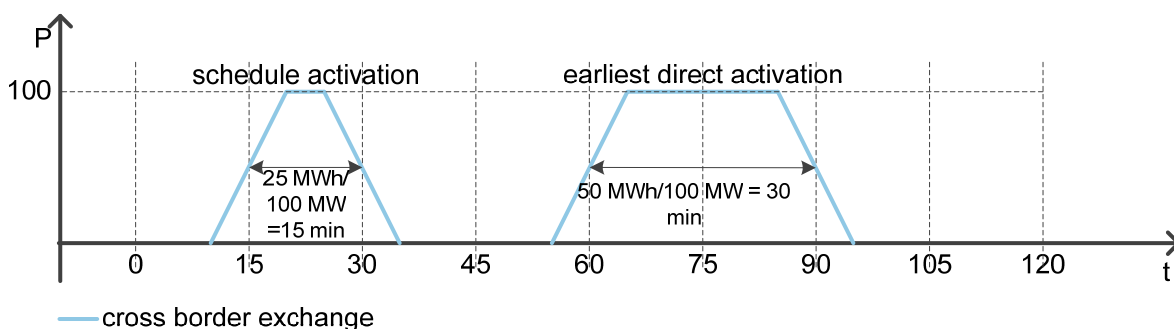
Manual Frequency Restoration Reserve je standardní produkt, který je na rozdíl od automatického produktu aktivován manuálně, a ne z pokynu LFC. V návrhu jsou dvě varianty produktů. Přípravná doba by měla být mezi 0 a časem úplné aktivace a stejné je to také pro dobu najížděcí. Existují dvě interpretace času úplné aktivace pro mFRR, jednou z nich je, že úplný čas aktivace by měl být roven 15 minutám a druhá je, že čas úplné aktivace musí být 15 minut. Proto byla v jednání možnost sloučit tyto časy dohromady a z toho vzešly 3 možnosti:

- 15 min FAT – všichni PPS s FAT <15 min změni tento čas na 15 minut
- FAT okolo 12,5 minut – všichni PPS by změnili čas na přibližně 12,5 minut (v budoucnu upřesněno)
- Odlišné FAT – všichni PPS by měli udržovat FAT mezi 10 a 15 minutami, ale existoval by pouze jeden tvar s FAT 10 minut pro přeshraniční výměnu, tak aby produkt mohl vypomoci co nejrychleji



Příklad platné nabídky pro produkt mFRR; Zdroj: ENTSO-E

Minimální objem dodávky je stanoven na 1 MW a maximální prozatím na 9999 MW, ze stejných důvodů jako u aFRR. Pro manuální produkty byla dohodnuta nedělitelnost aktivace, důvodem je omezení výrobní jednotky BSP, která často nemůže být zastavena, aby dodala požadovaný jmenovitý objem. Deaktivační doba je rovna času úplné aktivace. Minimální a maximální trvání dodávky není dána, místo toho je pro přeshraniční výměnu zavedena ekvivalentní dodací doba, která je definovaná jako požadovaná energie PPS dělená maximálním výkonem, který je požadován. Minimální ekvivalentní dodací doba je stanovena na 15 minut (při zachování flexibility BSP) a maximální na 30 minut (neměla by přesáhnou 45 minut kvůli překrývání s vnitrodenním obchodováním elektřiny). [13]



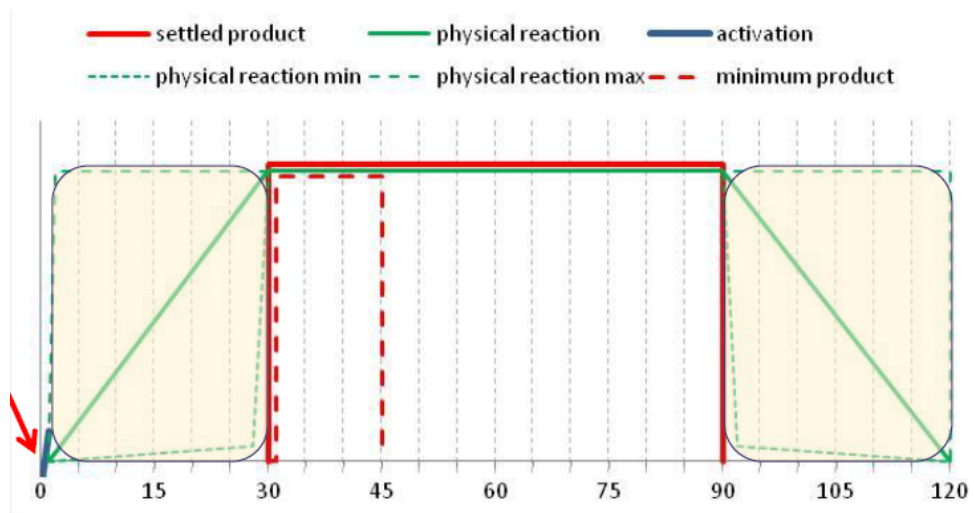
Příklad ekvivalentní dodací doby pro plánovanou aktivaci a nejbližší přímou aktivací mFRR; Zdroj: ENTSO-E

Způsob aktivace je rozdělen na dva principy, a to přímý a plánovaný. Povel pro přímou aktivaci může od PPS přijít kdykoliv, avšak s respektováním požadavků na produkt. Takto aktivovaný produkt může být vyměněn mezi PPS téměř v reálném čase. Povel pro plánovanou aktivaci je vydán v předem specifikovaném čase od PPS a dodávka je založena na plánovaném intervalu nebo intervalech, tak aby nezasahovala do vnitrodenního obchodování. Interval je buď 15 minut nebo

1 hodina, zde záleží na PPS a na hranicích. Plánovaná aktivace se využívá pro nahrazení aFRR nebo mFRR a tím zabraňuje aktivaci regulační energie v opačném směru a BSP pomáhá načasovat aktivaci, tak aby mohl následovně poskytnout svou kapacitu na jiných trzích. [13]

3.1.3 RR

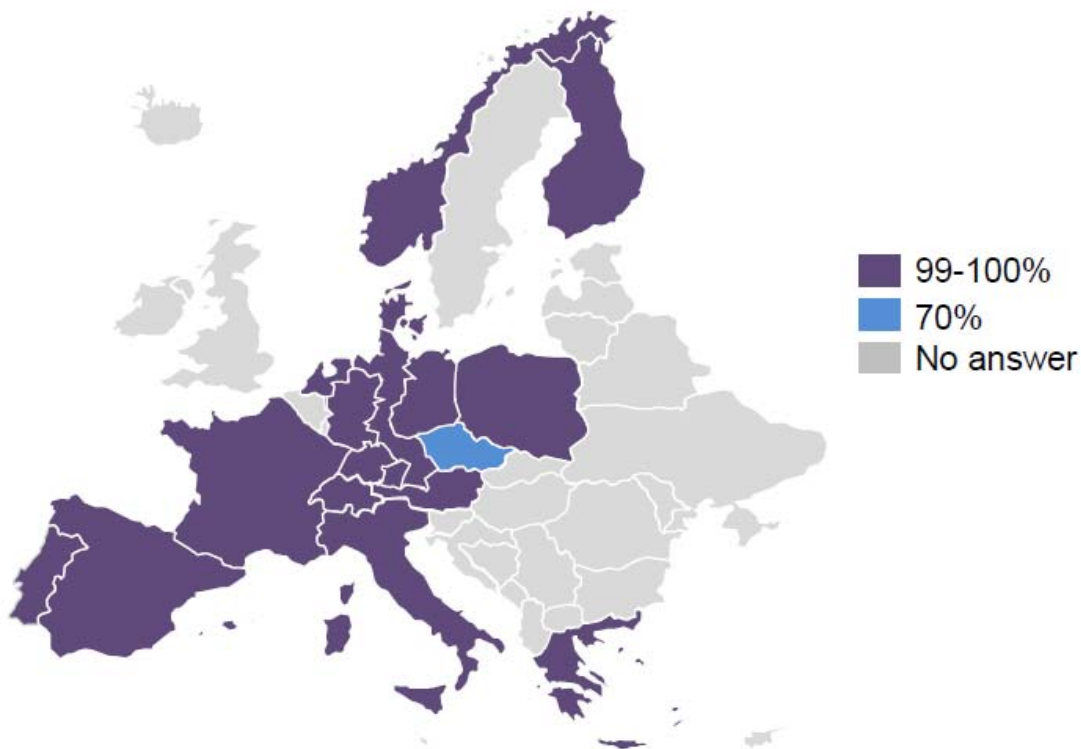
Standardní produkt Replacement Reserve se ve většině materiálů, ze kterých jsem čerpal většinou nerozlišuje od mFRR a jeho charakteristiky jsou většinou stejné. Jak jsem již uvedl výše tento produkt slouží k uvolnění FRR, aby se následně FRR mohly vypořádat s budoucí nerovnováhou frekvence. Na rozdíl od mFRR je RR téměř ve všech charakteristikách delší jak 15 minut. Přípravná doba je dána mezi 0 a 30 minut a stejné je to pro najížděcí dobu. Čas úplné aktivace je ustanoven na 30 minut. Minimální a maximální objem je shodný s ostatními produkty, tedy 1 MW a 9999 MW. S mFRR sdílí charakteristiku minimální ekvivalentní dodací doby a ta je zde stanovena na 15 minut a maximální ekvivalentní dodací doba na 15 nebo 60 minut. Pro tento produkt je zvolen pouze princip plánované aktivace. [13]



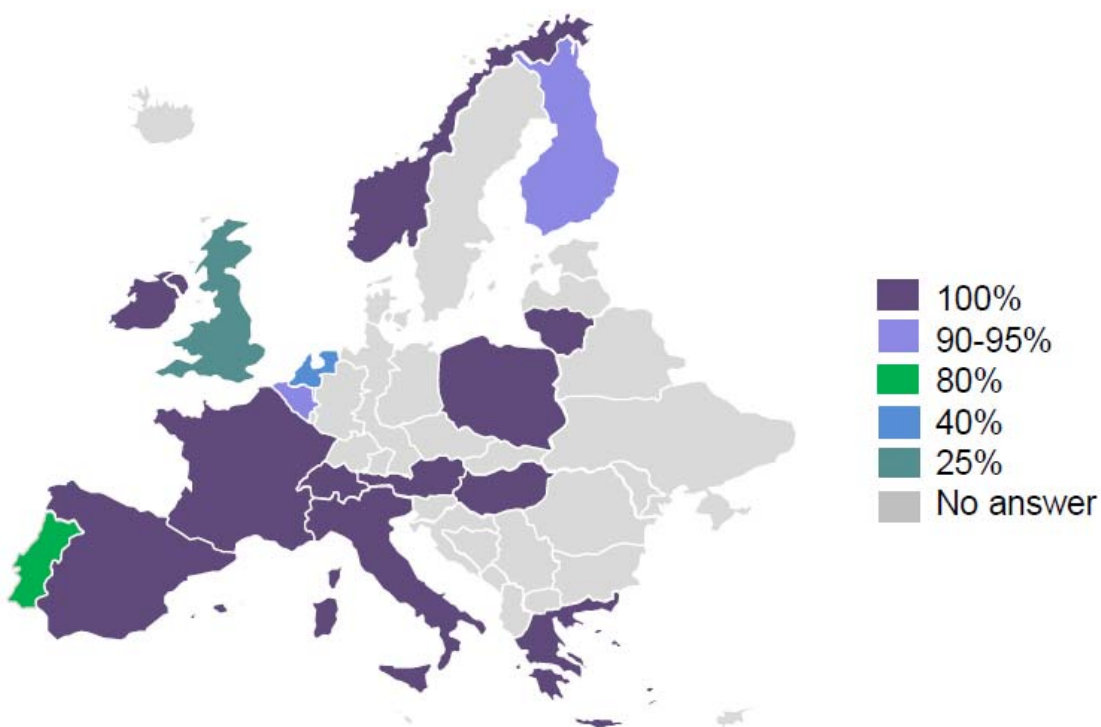
Příklad tvaru standardního produktu RR; Zdroj: ENTSO-E

3.1.4 Srovnání

Nyní bych provedl srovnání standardních produktů se současným stavem vyrovnávání odchylek v ČR, kde se pokusím najít již existující paralely mezi standardními produkty a PpS. Nejdříve bych však ukázal výsledek průzkumu evropských PPS o spokojenosti s navrženými standardními produkty.



Spokojenost PPS s navrženým produktem aFRR; Zdroj: ENTSO-E



Spokojenost PPS s navrženými manuálními produkty mFRR a RR; Zdroj: ENTSO-E

Jak lze vypožorovat z obrázků výše, ČR (ČEPS) se vyjádřila pouze k automatickým produktům, s jejichž návrhem s větší částí souhlasí. [13]

Dále bych chtěl zmínit, že standardní produkty nebudou jedinou možností regulace odchylky pro PPS. Na národní (lokální) úrovni budou k dispozici, již zavedené postupy pro regulaci odchylky, jen však ty, které nebudou nahrazeny standardními, a budou vystupovat pod názvem specifické produkty.

Nyní ke srovnání s aktuálním systémem v ČR. aFRR odpovídá z části dosavadní sekundární regulaci napětí a primární regulaci frekvence, ale pro implementaci by bylo nutné vytvořit zcela nový způsob řízení výrobních bloků jako náhradu aktuální paralelní (proporcionální) aktivace. Do způsobu řízení, vydávání povelů a hodnocení podpůrných služeb bude mít významný dopad požadavek začlenit co nejvíce spotřebitelů, drobných výrobců a obnovitelných zdrojů do poskytování PpS.

mFRR je produkt velmi podobný dosavadní sekundární regulaci výkonu a minutové záloze. Jedná se o manuálně aktivovaný produkt na povel PPS, kdy by jeho minimální aktivační doba neměla být menší než 15 minut, tím se podobá minutové záloze, jejíž maximální doba aktivace je 15 minut. Největším rozdílem je minimální aktivované množství regulační energie, které je u současné sekundární regulace výkonu 10 MW, požadavek na standardní produkt je minimum 1 MW. To znamená, že na regulaci by se museli podílet drobní výrobci a obnovitelné zdroje, které jsou v tomto ohledu velmi protěžovány. O obnovitelných zdrojích mohu ze zběžného sledování současných trendů říci, že EU velmi tlačí na jejich, co největší integraci. V návrhu je také možnost vytvořit samostatnou kategorii pro energii z OZE na tržních platformách. To také vyvolalo jejich zavedení do seznamu merit order pro regulaci odchylky, o kterém se budu zmiňovat v pozdější části této práce.

RR produkt nemá v současné době paralelu v aktuálním systému regulace v ČR. Je to produkt velmi podobný mFRR (o 15 minut delší časové charakteristiky), proto by bylo možné ho spojit se sekundární regulací napětí a minutovou zálohou jako manuálně aktivovaný produkt, nicméně jeho funkce není stejná, jak jsem již uvedl výše.

3.2 Nové způsoby zúčtování odchylek

S novými produkty přicházejí ruku v ruce také nové způsoby pro zjišťování odchylek a jejich následné zúčtování. Největší změny by měly nastat v přeshraničním zúčtování vyrovnávání odchylek.

Třetí energetický balíček vedl ke zvýšení likvidity evropských trhů s elektřinou a výraznému nárůstu přeshraničního obchodu. Odběratelé v řadě členských států mají nyní větší možnost volby. Posílení hospodářské soutěže zejména na velkoobchodních trzích napomohlo k udržení kontroly nad velkoobchodními cenami. V rámci třetího energetického balíčku byla zavedena nová práva spotřebitelů, jež jednoznačně zlepšila pozici odběratelů na trzích s energií. Díky dodržování evropských nařízení a pokroku technologií podíl elektřiny vyráběné z obnovitelných zdrojů

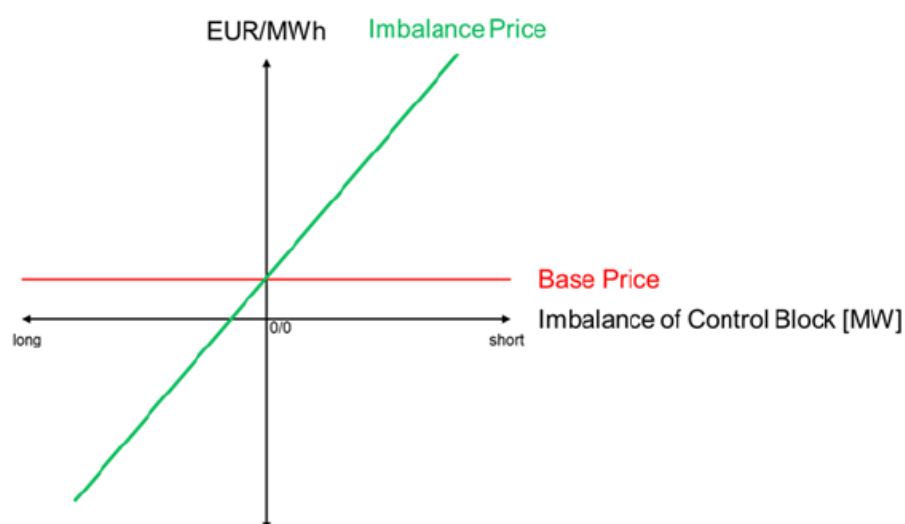
energie prudce vzrostl. Přechod na elektřinu z obnovitelných zdrojů energie bude pokračovat vzhledem k tomu, že se jedná o klíčovou podmínku plnění závazku EU dle Pařížské dohody. Charakteristické rysy elektřiny z obnovitelných zdrojů energie – větší variabilita, menší předvídatelnost a větší decentralizace ve srovnání s tradiční výrobou – vyžadují, aby se trh a pravidla pro provozování sítě přizpůsobily flexibilnější povaze tohoto trhu. Současná iniciativa pro nové uspořádání trhu s elektřinou tedy usiluje o přizpůsobení stávajících pravidel trhu novým tržním skutečnostem tím, že umožní volný přesun elektřiny tam, kde je jí nejvíce zapotřebí, v době, kdy je to nejvíce zapotřebí, a to prostřednictvím nezkreslených cenových signálů, a současně posílí pozici odběratelů, dosáhne maximálního přínosu pro společnost díky přeshraniční hospodářské soutěži a poskytne vhodné signály a pobídky k investicím, které jsou nutné pro dekarbonizaci naší energetické soustavy. [15]

V návrhu jsou 3 modely zúčtování pro standardní produkty typu FRR. První je model zúčtování mezi PPS a BSP, druhý je mezi dvěma PPS a třetí mezi PPS a SZ.

3.2.1 Model PPS-SZ

Nejprve k modelu PPS-SZ. Obecná metodologie by měla obsahovat tyto cíle:

- Podněcovat SZ k tomu, aby byl vyvážený nebo aby podporoval rovnováhu systému
- Podněcovat (nepřímo) BSP k doručení požadované regulační energie
- Nespoléhat se na případnou výhodnost regulační energie mimo vnitrodenní trh
- Odrážet omezené množství regulační energie (rozdíl mezi cenou odchylky a referenční tržní ceny by měl růst ve správném směru, viz obrázek níže)



Princip vztahu mezi tržní referenční cenou a cenou odchylky; Zdroj: studie EXPLORE

Dle SOGL²⁸ je PPS v LFC bloku povinná regulovat významné odchylky směrem k nule do 15 minut. Na lokální bázi je možné, aby SZ vyrovnával odchylku ve svém portfoliu a tím přispíval k regulaci systému, čímž by podporoval PPS v LFC bloku. Za správných okolností by cena odchylky mohla podněcovat SZ optimalizovat své působení na větší území. Cena za odchylku na lokální úrovni dovoluje menší rozdíly v oceňování vzhledem k místní legislativě či rozdílné aktivační strategii. Takovéto rozdíly nemohou být tolerovány při přeshraniční výměně, jelikož by mohly přitížit sousednímu LFC, kde může být aktivační strategie výrazně odlišná. [14]

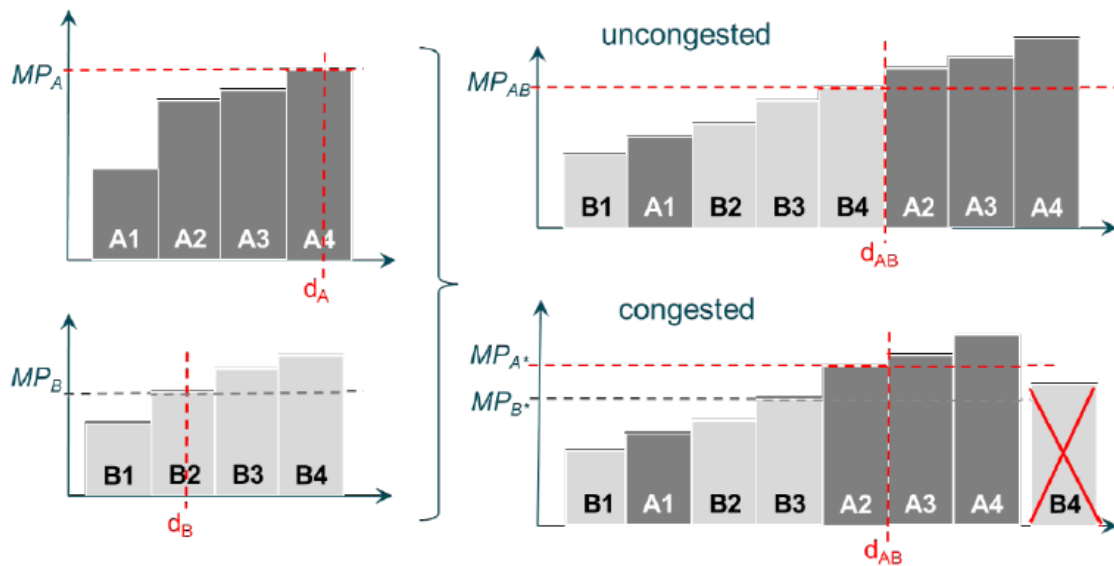
3.2.2 Model PPS-BSP

Nyní k modelu PPS-BSP, kde se k oceňování může přistupovat dvěma způsoby. Jedním je pay as bid a druhým je marginální oceňování. Princip pay as bid, tedy cena se rovná nabídce, není ovlivněn exportními nabídkami na lokální úrovni, což znamená, že LFC se strukturálně nižšími cenami nabídek (nízké z důvodu zdrojového mixu) a nižší poptávkou si udrží nízké ceny, i když větší část regulační energie bude exportována. Tento princip je používán ve většině zemí Evropy, ale není preferován EBGL. [14]

Princip marginálních cen je poněkud složitější, jelikož vyžaduje specifické požadavky na trh. Například umožnění tzv. dobrovolných nabídek (jinak také volných či mimo-kontraktních), které by mohly zabránit navyšování cen. Další je homogenita komodit a také větší nabídka než poptávka (čili prostor pro konkurenci). Jako poslední jsou stejné smluvní podmínky pro nabídkové ceny. Pro aFRR je problém v různosti aktivačních cyklů a délky doby zúčtování. Kdyby se totiž postupovalo dle merit order, tak by na konci zůstali jen poskytovatelé s nízkou kapacitou a vysokými cenami. Řešením tohoto problému by mohl být přechod na čtvrt hodinové zúčtovací intervaly, otázkou však zůstává, zda cena doopravdy bude korespondovat se situací na LFC bloku. EBGL je více nakloněn modelu oceňování marginálními cenami. [14]

Pro marginální ceny je velmi důležitý faktor omezených a neomezených zón, míněno ve smyslu kapacity. Na obrázku níže je uvedeny příklad dvou LFC bloků (A a B), které dohromady spolupracují pomocí FRR. Na levé straně je lokální merit order a lokální poptávka po regulační energii (d_A a d_B) a k ní korespondující marginální cena (MP_A a MP_B). Pravá strana ukazuje situaci po integraci dvou bloků, kdy horní je případ s neomezenou zónou (uncongested) a spodní s omezenou zónou (congested).

²⁸ System Operations Guideline



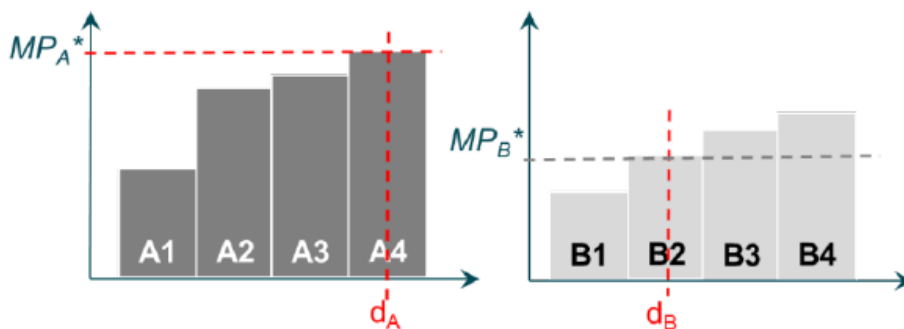
Příklad marginálního oceňování; Zdroj: EXPLORE

Lze vypožorovat, že u neomezené zóny všechny nabídky obdrží marginální cenu MP_{AB} a u omezené zóny všechny nabídky z bloku A obdrží marginální cenu MP_A a nabídky z bloku B obdrží marginální cenu MP_B . Nabídky B4 se neuplatní z důvodu nedostatečné přeshraniční kapacity.

Jednou z dalších otázek je, zda by se produkty aFRR a mFRR měly oceňovat zvlášť nebo dohromady. V případě pay as bid je jedinou možností separátní ocenění. Společné ocenění tedy lze uvažovat pro marginální ceny. Návrh se více kloní k separátnímu oceňování, jelikož tyto produkty nejsou dostatečně srovnatelné. Bohužel by to mohlo vést k přeplácení poskytovatelů mFRR. Nejvýhodnější metodou se zdá být vzájemné oceňování produktů, avšak pouze na přeshraniční výměně. Vzájemné ocenění zachovává konzistenci mezi různými způsoby vložení a odebrání energie ze systému v daném regulačním období. [14]

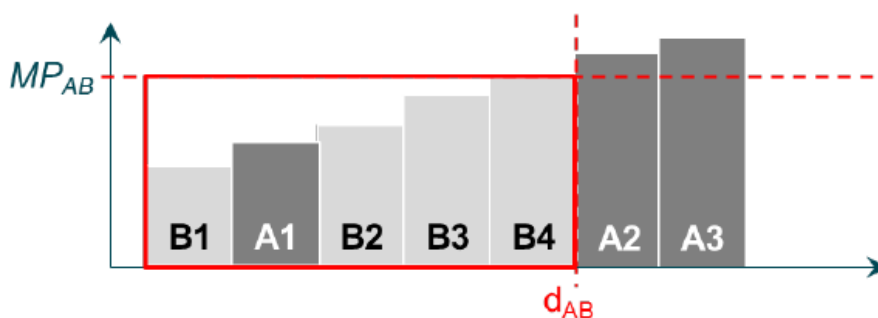
3.2.3 Model PPS-PPS

Role zúčtování PPS-PPS je v alokaci regulačních nákladů tomu PPS, jehož aktivace služeb způsobuje poptávku. PPS následně alokuje náklady na SZ, čímž je dána finanční neutralita. To vede k distribuci regulačních nákladů k LFC blokům, které způsobili aktivaci, což vyústí k finančním tokům mezi PPS. PPS takto neztratí ani nezískají peníze, jelikož fungují jako médium pro alokaci nákladů. V návrhu jsou dvě možnosti alokování aktivačních nákladů, jedním je proporcionální sdílení nákladů a dalším jsou náklady z příčiny. Proporcionální sdílení nákladů funguje tak, že náklady jsou sdíleny přes všechny individuální poptávky v každém LFC bloku. Uvedu příklad, kde poptávka LFC bloku A (d_A) je 3,5 a poptávka LFC bloku B (d_B) je 1,5. Výsledné lokální marginální ceny bez spolupráce jsou MP_A^* = cena nabídky A4 a MP_B^* = cena nabídky B2.



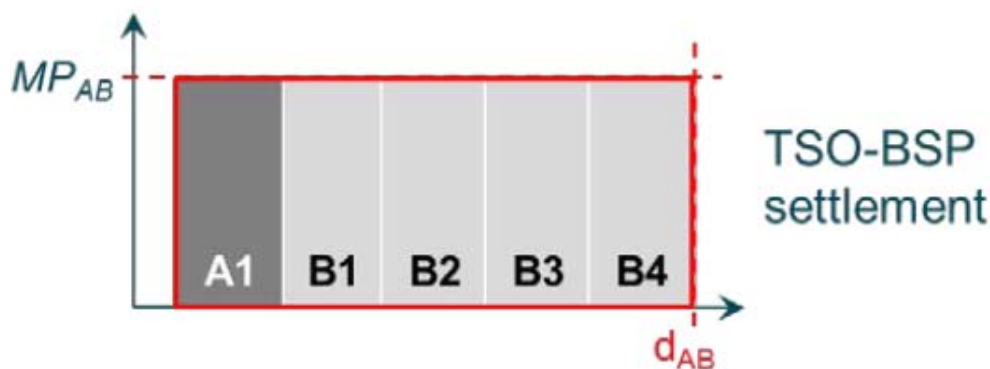
Příklad přeshraničního marginálního oceňování v zóně bez omezení; Zdroj: EXPLORE

Aktivace společné nabídky d_{AB} ze společného seznamu merit order vede odlišné aktivaci a ceně MP_{AB} nabídky B4.



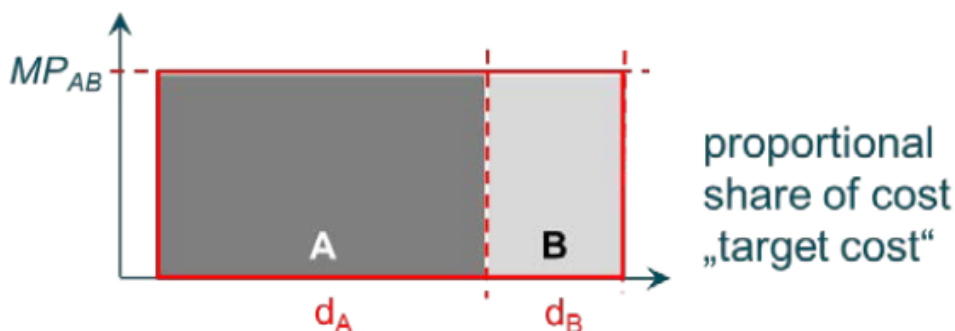
Aktivace společné nabídky d_{AB} ; Zdroj: EXPLORE

Celkové aktivační náklady jsou na dalším obrázku ohraničeny červenou čarou. Každému BSP je přidělena marginální cena za spolupráci (B4) a všichni PPS zaplatí lokální aktivované nabídky zúčtovací cenou MP_{AB} .



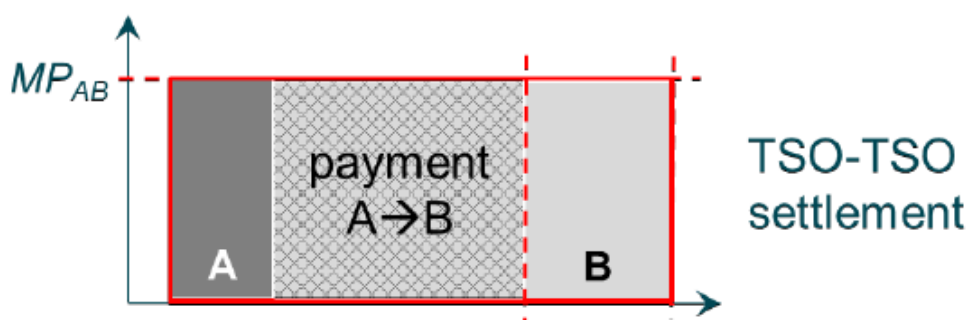
Zúčtování PPS-BSP; Zdroj: EXPLORE

Koncové náklady jednotlivých LFC bloků jsou výsledkem lokální poptávky (d_A a d_B) a ceny PPS-BSP zúčtování (MP_{AB}).



Koncové sdílené náklady LFC bloků; Zdroj EXPLORE

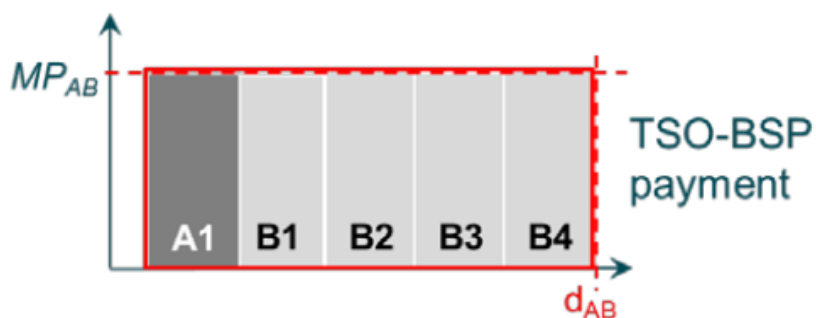
Rozdíl mezi náklady, které PPS hradí lokálnímu BSP a koncovými náklady se rozdělí v PPS-PPS zúčtování.



PPS-PPS zúčtování při proporcionálním sdílení nákladů; Zdroj: EXPLORE

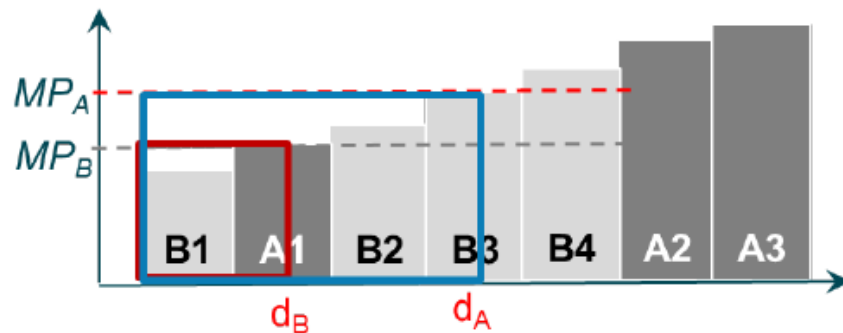
Princip nákladů z příčiny je ve dvou krocích. V prvním kroku je rozdělení PPS, tedy berou se náklady takové, jaké by byly při aktivaci regulační energie vyvolané pouze jedním PPS ze seznamu merit order. To povede k nejnižším cenám nabídek, přičemž skutečné ceny jsou vyšší v případě aktivace vyvolané více PPS. Dodatečné náklady jsou poté sdíleny v dalším kroku, kde jsou určeny rozdílem aktivačních nákladů jednoho PPS a druhého PPS (v případě přeshraničního přenosu pouze dvou PPS). Na následujících obrázcích je znázorněno přeshraniční marginální zúčtování v zóně bez omezení s náklady z příčiny. [14]

Aktivace společné poptávky (d_{AB}) ze společného seznamu merit order vede ceně mezi PPS a BSP (MP_{AB}) za poptávku B4. Celkové aktivační náklady jsou zvýrazněny červenou čarou. Každému BSP je uhrazena cena MP_{AB} .



Celkové aktivační náklady mezi PPS a BSP; Zdroj: EPLORE

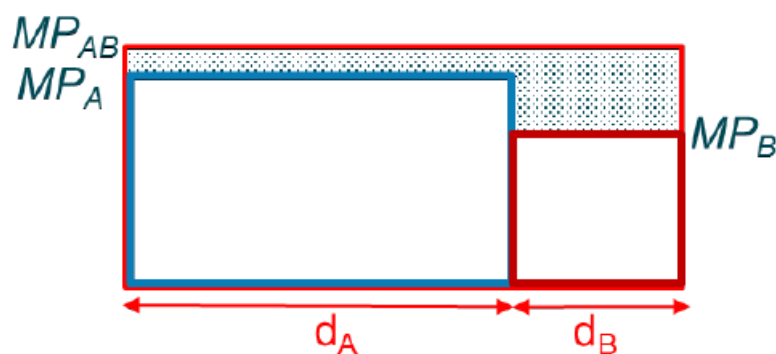
V prvním kroku vyberou PPS A a B lokální aktivační náklady ze společného seznamu merit order bez ohledu na výběr druhého. Červený čtverec ukazuje náklady PPS B v prvním kroku a modrý obdélník náklady PPS A.



Náklady jednotlivých PPS v prvním kroku; Zdroj: EXPLORE

V druhém kroku se zbytkové náklady musí nasdílet mezi PPS. To lze provést různě např. proporcionálně k dané poptávce.

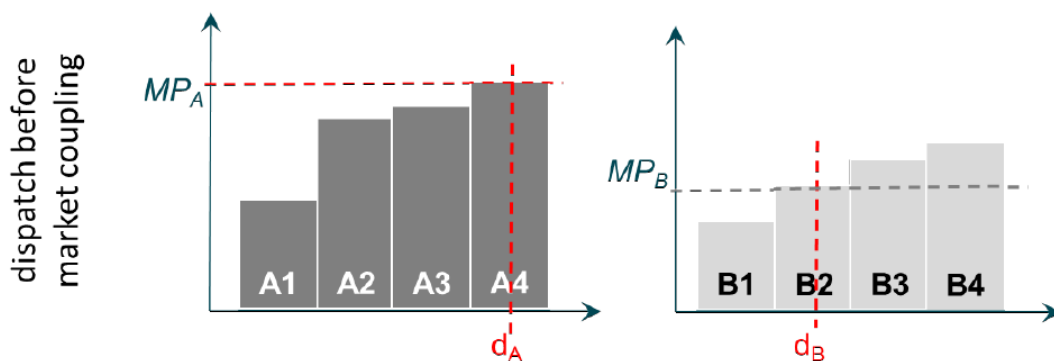
 cost to allocate in step 2



Sdílení nákladů mezi PPS; Zdroj: EXPLORE

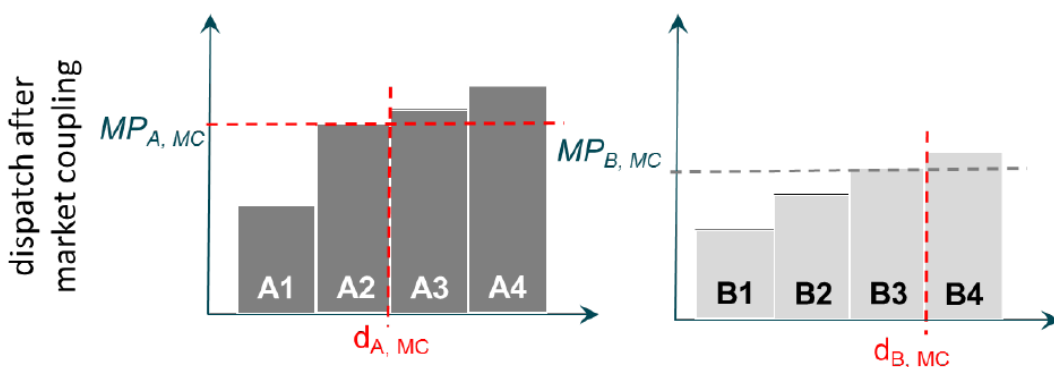
Rozdíl mezi lokálními náklady od BSP a cílovými náklady bude zúčtován mezi PPS.

Při propojených trzích v rámci market couplingu na úrovni regulace je obtížné zachovat lokální podněty na tvorbu cen regulační energie, a přitom respektovat oceňování na propojeném trhu. Příklad na obrázcích níže.



Lokální poptávka na dvou trzích před market couplingem; Zdroj: EXPLORE

PPS A a B mají poptávku d_A a d_B a 4 nabídky v lokálním seznamu merit order. Marginální ceny mezi PPS a BSP určují ceny za odchylku MP_A a MP_B . V další instanci aktivují oba PPS ze společného seznamu merit order a tím se zúčtovací ceny mezi PPS a BSP změň.



Poptávka na dvou trzích při market couplingu; Zdroj: EXPLORE

Tato nová ocenění již neodrážejí lokální situaci, ceny odchylek jsou určeny bez ohledu na integrační náklady. Náklady a výnosy se pro tuto iterační čtvrthodinu nerovnají a je tím porušena finanční neutralita. I když finanční neutralita není zachována pro tuto čtvrthodinu, k rovnováze může dojít v té následující, nebo dalším dni, týdnu, měsíci či roku díky lokální poptávce po regulační energii, kterou uspokojí PPS ze zdrojů na vlastním území. [14]

Ve studii jsou obsaženy výše zmíněné principy pro oceňování nabídkového schématu pro přeshraniční export regulační energie. Tato studie se více kloní k přístupu pay as bid, zatímco EBGL spíše preferuje princip marginálního oceňování. [14]

Po posouzení návrhu Evropské komise a studie EXPLORE je patrné, že pro co nejhladší fungování zúčtovacího procesu by PPS měli na svém okolí volit metody jim nejvíce vyhovující a pro přeshraniční obchod zvolit v souladu se sousedícím PPS metodu podporovanou směrnicí EU, která s největší pravděpodobností bude metoda marginálního oceňování.

3.3 Přechod na čtvrt hodinové zúčtování odchylek

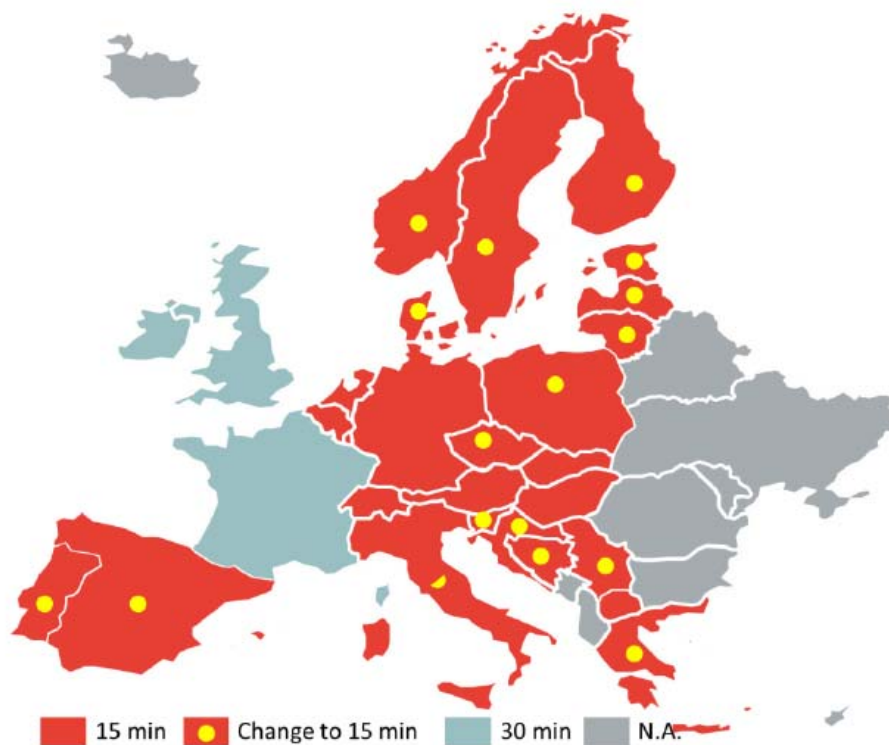
Jak jsem zmínil v kapitole 1. 2. 2. v současné době je zúčtovací perioda v ČR 1 hodina. Návrh Evropské komise navrhuje přechod na zúčtovací periodu 15 minut. Zúčtovací perioda se v materiálech, které jsem použil, vyskytuje pod zkratkou ISP (Imbalance Settlement Period), budu tuto zkratku používat i zde. Také bych rád zmínil, že se v použitých materiálech bere PPS jako subjekt, který má na starosti zúčtovací proces, pro ČR to však je operátor trhu OTE, který se zabývá finančním vypořádáním odchylek. K současnému roku všichni naši sousedi, kromě Polska, přešli na 15minutové zúčtovací periody.

ISP definuje dobu, během které se zúčastněné strany dosahují systémové rovnováhy. Důvodem pro stanovení doby právě 15 minut je průzkum provedený ENTSO-E, jehož výsledkem je daná minimální doba. Neexistuje žádný podnět pro kratší dobu zúčtování. Shoda ohledně této zúčtovací doby je důležitá, jelikož na ní jsou závislé např. čas, kdy PPS bude přijímat nabídky či poskytovat regulační energii ze společného seznamu merit order v regulační zóně. Analýza ENTSO-E nepočítá pouze s jedinou možností, tedy pouze 15minutovou periodou (i když tak to navrhuje ACER), ale bere v úvahu více scénářů. V úvahu se bere zúčtovací perioda 15 až 30 minut, přičemž podmínkou je, že nově určená ISP nebude delší než současná ISP dané země. Plán pro změnu ISP může být v některých zemích také ovlivněn plánovanou aplikací smart-meteringu. [16]

Jedním scénářem je status quo trvání ISP, dále jsou uvedeny 3 optimální případy pro podněty k výhodám, ze kterých by měli vycházet ostatní scénáře:

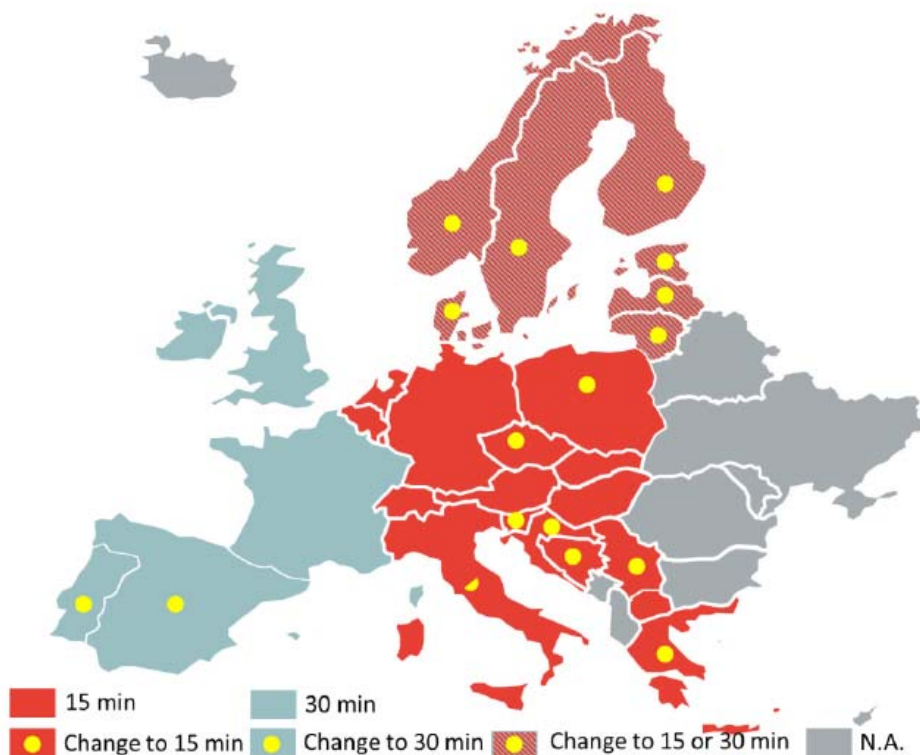
- A. Minimalizace nákladů díky minimalizaci změn ISP (minimalizace trvání ISP a maximalizace harmonizace s okolím)
- B. Maximalizace výhod důraznější změnou harmonizace (nezkracování doby ISP)
- C. Maximalizace výhod díky plné harmonizaci zkrácením doby ISP, čímž se razantně zvednou náklady

V případě A jde zejména o snížení nákladů spojených s úpravou softwaru a měřících zařízení, proto je zde snaha změnit dobu ISP u co nejméně zemí. Podmínky zemí na změnu ISP se odvíjejí zejména od současného stavu sousedících zemí. Pokud má daná země ISP delší jak 30 minut, což je případ ČR, rozhodnutí, zda přejde na ISP 15 či 30 minut tedy záleží na ISP sousedů. Jelikož ISP 75 % našich sousedů je 15 minut, tak by se ČR měla rozhodnout pro stejnou ISP, kvůli co největší harmonizaci.



Přechod na 15 min ISP pro země s ISP > 30 min; Zdroj: ENTSO-E

Případ B klade důraz na zvýšení harmonizace sousedících zemí, přičemž minimalizuje náklady tím, že minimalizuje nutné změny. Pro země s ISP > 30 min, by to znamenalo přechod na ISP svého největšího souseda. Pro ČR by to znamenalo přechod na 15 min ISP jako v předchozím případě.



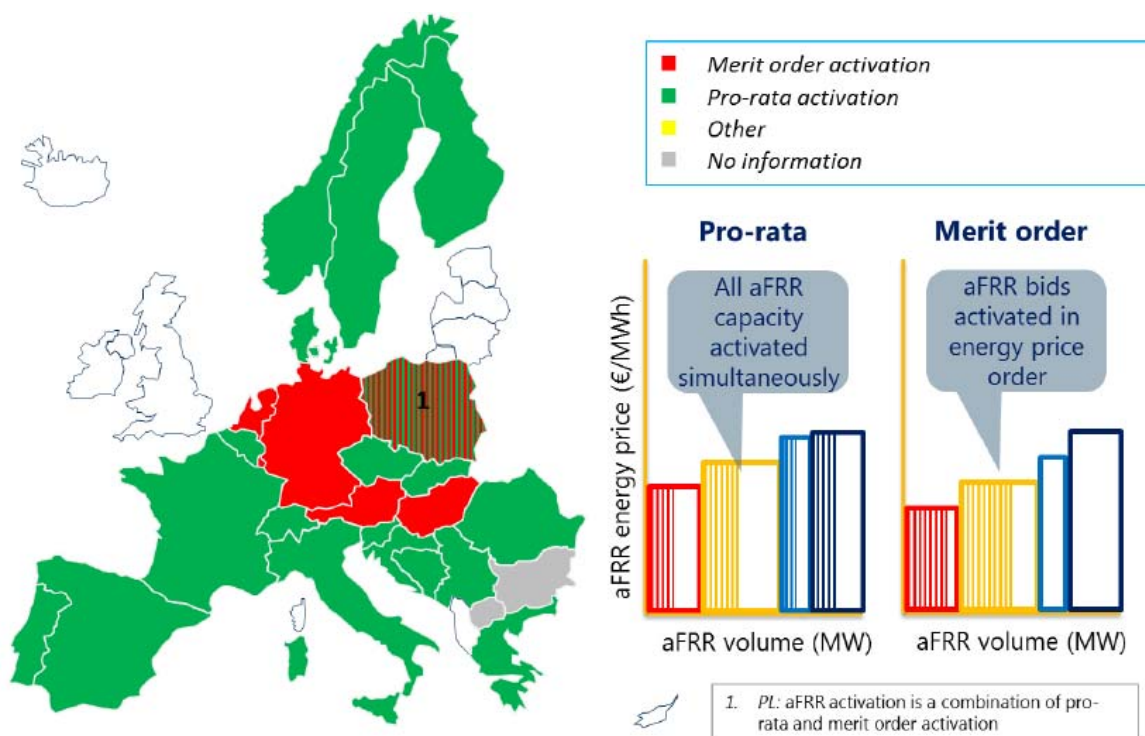
Maximální harmonizace ISP s její minimální změnou; Zdroj: ENTSO-E

Případ C znamená přechod všech zemí na nejkratší možnou ISP, tedy 15 min. Při tomto řešení se předpokládají největší náklady. [16]

Dle všech případů ČR by měla přejít na 15 min ISP spolu s Polskem a tím by naše okolí bylo plně harmonizováno, čímž by zvýšila konkurenci a likviditu produktů nabízených BSP.

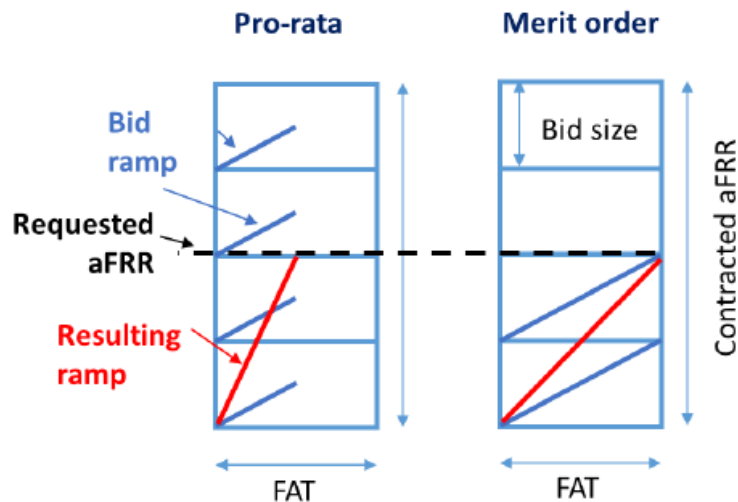
3.4 Seznam Merit Order nabídek s regulační energií

V současné době většina zemí Evropy používá pro aktivaci regulační energie systém pro rata (výjimku tvoří Německo, Rakousko, Maďarsko a Nizozemí. Princip pro rata systému uvedu na příkladu aFRR. Při požadavku aFRR jsou aktivovány všechny výrobní jednotky poskytující aFRR zároveň, což zajistí využití celé dostupné najížděcí rychlosti. Tento systém nebere v úvahu cenu energie či náklady na ni vynaložené. Výhodou systému pro rata je rychlost reakce na požadavek aFRR.



Evropské země využívající aktivační systémy pro rata a merit order: Zdroj: ENTSO-E

Systém merit order aktivuje nabídky aFRR po jedné a s návazností na sebe dle pořadí určené cenou energie. Na obrázku výše je uvedeno porovnání v aktivační kapacitě aFRR. Na obrázku níže je uvedeno srovnání dvou systémů, kde černá přerušovaná čára znázorňuje požadovanou rezervu. V pro rata systému je tento požadavek dán na všechny poskytovatele aFRR připojené na LFC. Modré čáry znázorňují reakci na požadavek a všichni poskytovatelé najíždějí na požadovaný objem. Jelikož v pro rata systému je kombinován najížděcí poměr všech poskytovatelů aFRR (červená čára), reakce je rychlejší než čas plné aktivace (FAT). Pro merit order systém je reakce rovna času plné aktivace.



Srovnání pro rata a merit order; Zdroj: ENTSO-E

Výhody a nevýhody těchto systémů se liší v objemu aktivace. Pro menší aktivační objemy aFRR je rychlejší systém pro rata, nicméně průměrná cena za energii je pevně dána. Pro merit order je cena závislá na objemu, ale pokud jsou nejdražší nabídky v obou systémech stejné je cena v merit order systému vždy menší nebo rovna té v pro rata systému. Nevýhodou merit order systému je čas reakce, který je shodný s časem plné aktivace. Při velkém aktivačním objemu se tyto systémy chovají stejně, oba aktivují všechny nabídky současně. [17]

Společný seznam merit order neboli CMOL (Common Merit Order List) by měl být sdílen v regulační zóně pro zajištění nízkých nákladů na aktivaci. Do tohoto seznamu by také měli být zařazeny OZE. Systém funguje na principu přednostního vybírání zdrojů poskytující regulační energii s nižšími marginálními cenami na výrobu. Nejdříve by se uplatnili právě OZE, jejich mezní náklady jsou téměř nulové. Samozřejmě je jejich aktivace omezená, díky tomu, že výroba je převážně závislá na počasí.

4 Ekonomické zhodnocení - CBA

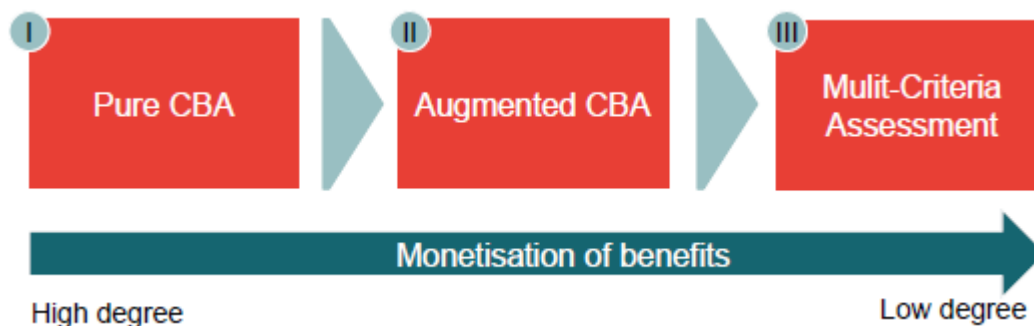
Data použitá pro tento model jsou co nejlepším odhadem budoucího vývoje, jelikož se v současné době stále dotvářejí návrhy změn. Pro odhadnutá data uvedu zdůvodnění velikosti, které jsem zvolil.

Pro ekonomické zhodnocení budu používat metodu analýzy nákladů a přínosů tzv. CBA (Cost-Benefit Analysis). Metoda porovnává přínosy, tedy veškeré pozitivní efekty, s náklady nebo újmou, tedy negativní efekty investice. [12]

4.1 Varianty CBA

CBA uvažuje několik scénářů a jejím výsledkem by mělo být kvantitativní posouzení scénářů, ze kterých by si měl rozhodovatel zvolit jeden pro jím daná kritéria optimální.

Pro CBA budu používat obecnou metodologii ENTSO-E pro systémové služby. V této obecné metodologii jsou na výběr tři varianty, jimiž jsou standardní CBA, rozšířená CBA a vícekriteriální zhodnocení (MCA – Multi-Criteria Assessment). **Standardní CBA** je varianta, kde se zahrnují pouze náklady a přínosy, které se dají peněžně kvantifikovat. U této varianty hrozí nebezpečí, že některé náklady či přínosy mající značné dopady na analýzu, které nelze jednoduše kvantifikovat (sociální rovnost, různé typy ochrany životního prostředí atd.) nebudou zahrnuty do hodnocení. **Rozšířená CBA** upravuje standardní analýzu právě o těžko kvantifikovatelné náklady a přínosy. Těmto kvalitativním nákladům a přínosům jsou přiděleny váhy poměrně ke kvantifikovatelným nákladům a přínosům. Jde o neformální určení vah tvůrce metody, který své důvody k určení vah popíše. Například výsledek CBA bude doporučovat návrh s nízkými kvantifikovatelnými náklady, nicméně tvůrce metody se může rozhodnout nerealizovat návrh, jelikož zohlednění kvalitativních přínosů může negativně převážit nízké náklady. **Vícekriteriální zhodnocení MCA** má více formální strukturu než rozšířená CBA. Tvůrce metody si uvědomí, že metoda může mít více cílů a vytvoří více kritérií pro dosažení těchto cílů, dále zvolí váhy a systém stupnic. Takto bude výstupem metody soubor stupňů v relaci s kritérii.



Rozsah variant CBA; Zdroj: Frontier Economics

Na obrázku výše lze vidět, že čím méně je zpeněžitelných přínosů, tím vhodnější je užití MCA. Zde je standardní CBA označována jako čistá (pure) CBA. ENTSO-E doporučuje výběr varianty rozšířené CBA nebo MCA. Nicméně ENTSO-E doporučuje zpeněžit co nejvíce nákladů a přínosů, aby se maximalizovala objektivita metody. Zpeněžením je myšleno přiřazení měny a časového údaje k nákladům a přínosům. [18]

4.2 Postup hodnocení v CBA

Obecný postup hodnocení dle ENTSO-E je následující:

- Definovat všechny náklady a přínosy

- Identifikovat, jak lze náklady a přínosy zpeněžit
- Pokud je teoretická kalkulace možná, uvést potřebné předpoklady
- Pokud je modelování možné, zhodnotit kolik času je nutno k výpočtu (obvykle práce s velkými objemy dat)
- Pokud je modelování možné, navíc stanovit míru nejistoty výsledků (zda peněžní výsledky spadají do adekvátního intervalu)
- Pokud zpeněžení není možné, je nutné určit alternativní přístup

V EBNC jsou cíle shrnuty do kategorií:

- Podmínka prošel/neprošel – definována danou charakteristikou možností (možností, které lépe splňují tuto podmínku, obdrží lepší hodnocení), definuje minimální standard
- Přínosy (stupnice) – pro ohodnocení různých možností (např. možnost A je lepší než možnost B, nebo možnost A obdržela 8 z 10 a možnost B 5 z 10)
- Náklady (stupnice) – stejné jako přínosy

Zde uvedu příklady rozdělení některých cílů. **Podmínka prošel/neprošel:**

- Zaručení operační bezpečnosti
- Pěstovat transparentní a nediskriminační vyrovnávací trh (také jako přínosy)
- Zaručení objektivního, transparentního a tržně založeného principu obstarávání vyrovnávacích služeb
- Vyhnutí se stanovování bariér pro nově vstupující na trh (zabránění odlišných definicí pro standardní produkty pro různé subjekty)
- Zohlednění účasti odezvy na straně spotřeby²⁹ zahrnující agregační a skladovací zařízení (také přínosy)
- Zohlednění účasti OZE na penetraci trhu (také přínosy)
- Technická proveditelnost
- Schopnost PPS a BSP dostát svým povinnostem

Přínosy (stupnice):

- Zlepšení pan-evropského společenského blaha
- Přispění k efektivnímu dlouhodobému provozu a rozvoji evropské přenosové soustavy a energetického sektoru
- Pěstování konkurence na vyrovnávacím trhu
- Zaručení efektivního vyrovnávacího trhu a zabránění zasahování do ostatních energetických trhů či jejich časových pásem (např. do vnitrodenního trhu)
- Pěstování likvidity ve vyrovnávacím trhu při omezení vnitřního ovlivňování trhu

²⁹ DSR – Demand Side Response je aktivní možnost ovlivňovat zatížení dle požadavků systémového operátora (PPS) – jde v podstatě o vylepšený systém HDO

- Propagovat výměnu podpůrných služeb

Náklady (stupnice):

- Cena implementace
- Dopad na tržní strany ve smyslu implementace nových technologických či IT požadavků

CBA by dle předchozích kategorií měla obsahovat dvě vrstvy. První vrstva, ve které je pouze ověřena podmínka prošel/neprošel, bude brána jako kontrola vstupu, která určuje minimální standard pro pokračování do druhé vrstvy. Ve druhé vrstvě jsou měřeny náklady a přínosy. [18]

CBA by obsahovat určitou strukturu. V této struktuře by měli být nulová varianta a varianta s implementací, geografický rozsah, časový horizont (typicky 0-5, 5-10, 10-20 let) a diskontní míra, scénáře, identifikace přínosů a nákladů, ohodnocení přínosů a nákladů, typy použitých dat (odhady, historická data, informace z dotazníků apod.). [18]

Dle metodiky ENTSO-E je několik možností, jak určit **diskontní míru**. Jednou možností je diskontovat veškeré náklady pomocí obecné diskontní míry (udávané ČNB), další je diskontovat některé náklady/přínosy pomocí WACC a diskontovat některé náklady pomocí obecné diskontní míry, diskontovat všechny náklady a přínosy pomocí obecné diskontní míry, diskontovat všechny náklady a přínosy pomocí WACC, diskontovat jednotnou diskontní míru dle regionu, nebo dle členského státu. [18]

Určování **přínosů** by mělo dbát na relevanci při přechodu z nulové varianty na variantu implementační, jinými slovy věnovat pozornost pouze přínosům vyvolaným aplikací změn. Je důležité rozlišovat mezi ekonomickým přínosem a převodem prospěchu. Například změna vyrovnávacích pravidel by vedla ke snížení výdajů PPS za obstarání podpůrných služeb. Na první pohled to je přínos, ale jedná se pouze o přenos prospěchu mezi PPS a výrobcem, jelikož objem obstarávaných služeb se nezměnil. Tedy prospěch PPS byl vyvolán snížením prospěchu výrobců a čistý prospěch v systému je nulový. Prospěchem by byla změna vyrovnávacích pravidel, která by vedla k tomu, že by PPS mohl mít méně rezervní kapacity, ale zároveň by dostal poptávce, a navíc by byly sníženy palivové náklady a emise CO₂. Co se týká **nákladů**, tak jsou dány v CBA dvě pravidla. Prvním je nebrat v úvahu náklady již vynaložené v předchozích rozhodnutích, např. pokud v jedné možnosti je dána nutnost instalace smart meteringu, ale na politické úrovni se rozhodlo o jejich instalaci již dříve, tak se neberou v úvahu. Dále jsou relevantní pouze přírůstkové náklady v kontextu nahrazování prvků, např. byla určena cena 2 mld. Kč na výměnu zastaralého IT systému a jednom ze scénářů je určena cena nového IT systému na 2,5 mld. Kč, tedy pro zhodnocení scénáře je relevantní náklad 500 mil. Kč. Různé typy relevantních nákladů obsahují následující:

- Investiční náklady (potřeba jednoznačné investice)

- Provozní náklady během plánovacího horizontu (např. stálý provoz dosavadního IT systému)
- Náklady na vyřazení (např. za odstranění vybavení na konci jejich životnosti)
- Transakční náklady (např. vyjednávání a úprava kontraktů)
- Nepřímé náklady (např. palivové náklady, náklady za emise CO₂, NO_x, SO_x atd.) [18]

Pro zhodnocení přínosů a nákladů se použijí peněžní kritéria, jako jsou NPV, IRR a poměrem přínosů a nákladů (současná hodnota přínosů dělená současnou hodnotou nákladů). Co se týká citlivostní analýzy ENTSO-E doporučuje provádět ji pro diskontní míru, časový horizont, investiční náklady a provozní výdaje a pro řídicí proměnné přínosů (palivové náklady, emise CO₂). [18]

4.3 Model CBA pro závěrečnou práci

Jelikož rozsah CBA dle metodologie ENTSO-E by při analyzování pouze jedné změny vydal na jednu celou diplomovou práci (v některém případě i na dizertační práci), rozhodl jsem se poněkud zjednodušit použitou metodologii, avšak neporušovat pravidla daná samotnou metodologií. Provedu CBA pro některé změny, které jsem uvedl v předchozí kapitole, přesněji přechod na čtvrt hodinové zúčtovací intervaly a na zavedení automatického standardního produktu (aFRR) pouze pro ČR. Citlivostní analýza bude prováděna na diskontní míru. Čistý přínos je dán rozdílem NPV přínosů a NPV nákladů.

4.3.1 Přijaté předpoklady

Zde uvedu obecné přijaté předpoklady pro svoji CBA. Diskontní míru pro projekty přenosové sítě jsem převzal od ENTSO-E a je určena na 4 %. Jako časový horizont, pro který budu provádět CBA, jsem určil 10 let. Dle ENTSO-E je průměrná doba, za kterou se projeví přínosy, od 5 do 10 let. Inflace je určena také dle ENTSO-E a shoduje se se všeobecným doporučením při jakýkoliv ekonomických výpočtů, tedy 2 % (respektive meziroční růst o 2 %). Jako startovní rok, od kterého budou změny implementovány, jsem určil rok 2025 a k tomuto roku budou hodnoty diskontovány. V případě měnových kurzů, budou-li potřeba, jsem dle doporučení ENTSO-E vybral současný kurz a stanovil ho jako konstantní během doby hodnocení. Kurz jsem se zaokrouhlení určil na 26,50 Kč/€, ale pro zjednodušení budu počítat v eurech a výsledky poté převedu na Kč. Pro zhodnocení použiji kritérium čisté současné hodnoty NPV. Vliv daní je zanedbán.

Doba zhodnocení	10	let
Diskontní míra	4%	
Inflace	2%	
Kurz	26,5	Kč/€
Startovní rok	2025	

Tabulka obecných předpokladů

4.3.2 CBA pro čtvrt hodinové zúčtovací intervaly

Pro CBA změny zúčtovacích intervalů jsem přijal ještě jeden předpoklad, kterým je přechod na čtvrt hodinové intervaly u všech našich sousedů. A jak jsem již zmínil dříve, s Polskem jsme jediní v regionu střední Evropy, kdo na čtvrt hodinové intervaly nepřešel, tedy předpoklad je, že Polsko také užívá čtvrt hodinové zúčtovací intervaly.

Nulovým stavem (status quo) je současná situace, kdy je zúčtovací interval 60 minut. Scénářem změny je přechod z hodinového na čtvrt hodinový interval.

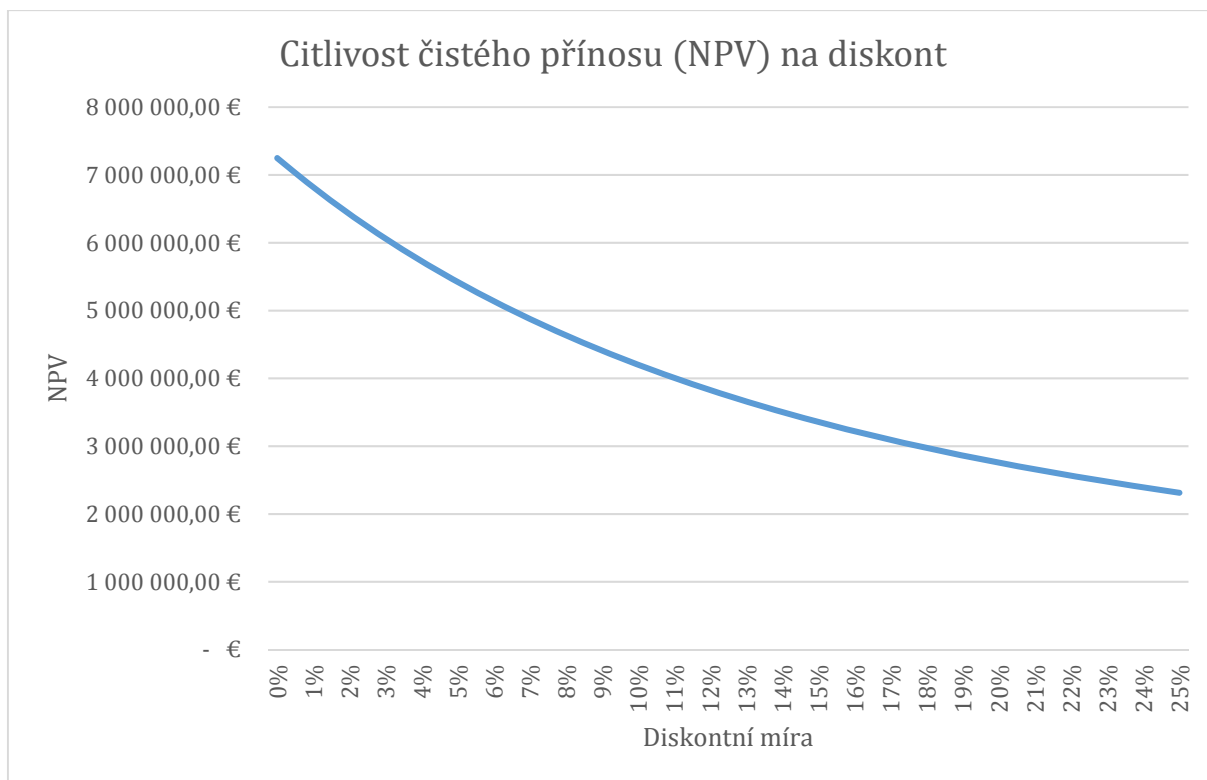
Náklady vstupující do výpočtu jsou následující. **Náklady na plánovací a zúčtovací systémy**, které z velké části zahrnují rozvoj nových IT systémů nebo modifikace stávajících. **Náklady na obchodní platformy**, tedy úprava vnitrodenních a denních tržních platform pro umožnění obchodování kratších intervalů. Změny mohou také ovlivnit clearing na burze a nastane nutnost upravit časové harmonogramy tak, aby optimalizační proces netrval moc dlouho (clearing + publikace možností market couplingu). **Náklady na měřicí a alokační systémy**, které budou vyžadovat aktualizace nebo výměnu. **Náklady na účetní systémy**, kde bude nutná modifikace softwaru. **Náklady na úpravu dokumentace**, což by byla také úprava kodexů PPS, bilaterální smlouvy atd.. **Náklady na předpověď odchylek**. Zkrácení ISP vyvolá podněty u BSP lépe plánovat svou výrobu tak, aby na odchylky byly co nejmenší. To povede ke snížení odchylek, se kterými se musí PPS vypořádat. Vybral jsem variantu s jedním centrálním předpovědním systémem provozovaným PPS. **Náklady na trading a správu dat** vyvolané zvýšeným obchodováním zainteresovaných stran na vnitrodenním trhu, což povede ke zvýšení objemu dat, pro které bude nutné vyvinout nové systémy.

Přínosy vstupující do výpočtu při zkrácení ISP jsou následující. **Snížení odchylek**. Kratší ISP bude s největší pravděpodobností podněcovat SZ ke snížení své odchylky a to může vést k menší poptávce po rezervní kapacitě. PPS proto může snížit své rezervy nebo je sdílet s okolními PPS. To by znamenalo menší příjmy pro BSP, což by vedlo k nižším cenám pro koncové zákazníky. Snížení lze ocenit jako vyhnutí se nákladů na další kapacitu a snížení palivových nákladů. **Snížení deterministické odchylky**. Odchylky jsou počítány jako objem energie za ISP a pro hodinové ISP lze pozorovat velké skokové změny v rovnováze, jak SZ upravují svou pozici za předešlou hodinu a snaží se optimalizovat svou pozici na hodinu další. Kratší zúčtovací perioda by vedla k menším změnám, což by mělo za následek méně vyrovnávacích akcí PPS a zlepšení kvality systémové frekvence. **Ostřejší cenové signály a změna investičních signálů**. Zkrácení ISP vyvolá větší náklady

pro subjekty, které neregulují svou odchylku adekvátně. To by vedlo k podnětu zlepšit předpovědní schopnost subjektů a zlepšení regulace své odchylky jak fyzicky, tak obchodně. Regulační akce by se mohly přesunout z akcí prováděných PPS po uskutečnění přenosu na akce prováděné trhem před přenosem s větší časovou rezervou. **Širší přístup k vyrovnávacím, denním a vnitrodenním trhům.** Zkrácení ISP povede k možnosti vstupu subjektů s méně kontrolovatelnou výrobou a dodávkou na vyrovnávací trh. A pokud by tyto subjekty dokázali zpřesnit svou výrobu, byla by možná i účast na vnitrodenním a denním trhu.

Náklady	NPV (€)	NPV (Kč)
Platformy	2 931 075,04 €	77 673 488,54 Kč
Měření	93 278,96 €	2 471 892,52 Kč
Plánovací + zúčtovací systémy	5 519 806,67 €	146 274 876,71 Kč
Účetní systémy	16 684 433,05 €	442 137 475,76 Kč
Dokumentace	26 445,07 €	700 794,27 Kč
Předpověď odchylek	22 887 003,26 €	606 505 586,34 Kč
Trading a správa dat	1 471 307,35 €	38 989 644,84 Kč
Přínosy		
Snížení odchylek	14 616 909,64 €	387 348 105,56 Kč
Snížení determin. Odchylky	10 770 354,47 €	285 414 393,57 Kč
Přístup k trhům	21 156 053,43 €	560 635 415,94 Kč
Cenové signály + invest. signály	8 798 994,95 €	233 173 366,18 Kč
Čistý přínos	5 728 963,11 €	151 817 522,29 Kč

Tabulka výsledků CBA pro přechod na ISP 15 minut



Graf citlivosti čistých přínosů na změnu diskontní míry (ISP 15 minut)

4.3.3 CBA pro aFRR

Zavedu zde extra předpoklad, kterým je užívání aFRR ve všech sousedních státech, aby analýza měla vůbec smysl.

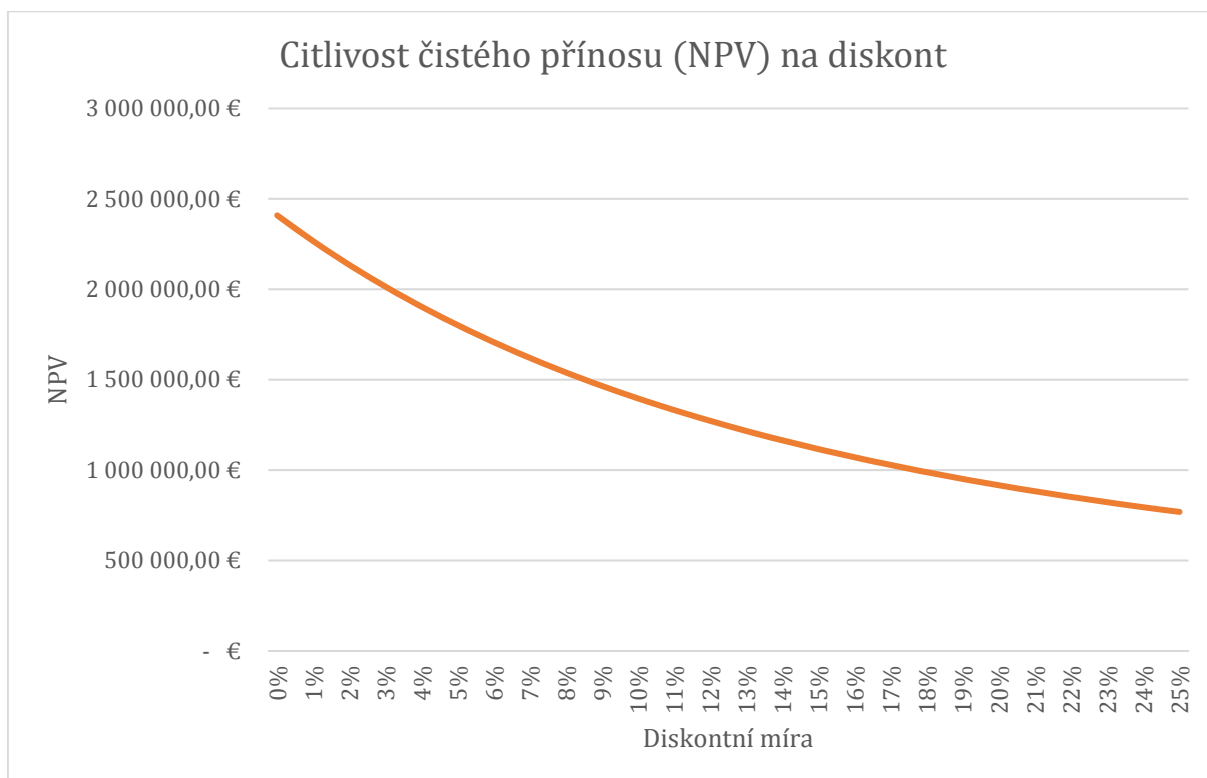
Nulovým stavem (status quo) je současná situace, kde fungují PpS definované v kodexu přenosové soustavy. Scénářem změny je implementace aFRR do portfolia PpS.

Náklady vstupující do výpočtu pro implementaci aFRR jsou následující. **Náklady na řídicí systémy**, které bude nutné instalovat přímo na výrobní bloky BSP. **Náklady na obchodní platformu**, která musí být regionálně zřízena pro obchodování se standardním produktem. **Náklady na účetní systémy**, kde bude také nutná modifikace softwaru. **Náklady na úpravu dokumentace**, zejména kodexu přenosové soustavy v části PPS. **Náklady na úpravu systému zadávání povolů**, na které budou kladeny požadavky začlenění zákazníků a OZE. **Náklady na vytvoření nabídkového žebříčku**, přesněji žebříčku nabídek merit order ze kterého si PPS vybírá.

Přínosy vstupující do výpočtu jsou následující. **Snížení ceny elektřiny koncového zákazníka** díky zvýšení likvidity na trhu jak vyrovnávacím, tak vnitrodenním. **Přístup k většímu portfoliu regulace**, díky možnosti obstarávat regulaci od sousedního PPS ve stejné podobě. **Snížení rezervní výrobní kapacity zdrojů BSP**, díky dostupnosti regulace od sousedního PPS, respektive BSP. **Snížení ceny regulační energie**, díky vybírání ze společného seznamu merit order. **Snížení emisí CO₂** zavedením OZE do portfolia regulace (do seznamu merit order). **Snížení palivových nákladů**, díky využití zdrojů sousedních států a využití OZE.

Náklady	NPV (€)	NPV (Kč)
Řídicí systémy	6 058 324,39 €	160 545 596,38 Kč
Obchodní platforma	2 634 890,29 €	69 824 592,71 Kč
Účetní systémy	12 645 550,12 €	335 107 078,17 Kč
Dokumentace	34 138,18 €	904 661,69 Kč
Povelové systémy	28 368 344,37 €	751 761 125,92 Kč
Tvorba nabídkového žebříčku	2 476 219,89 €	65 619 827,09 Kč
Přínosy		
Snížení ceny pro konc. zákazníka	2 721 437,78 €	72 118 101,23 Kč
Větší portfolio	2 538 726,41 €	67 276 249,91 Kč
Snížení rezervní výrobní kapacity	4 596 633,43 €	121 810 785,83 Kč
Snížení ceny regulační energie	6 000 626,06 €	159 016 590,70 Kč
Snížení emisí	25 512 277,16 €	676 075 344,77 Kč
Snížení palivových nákladů	12 751 330,39 €	337 910 255,25 Kč
Čistý přínos	1 903 563,99 €	50 444 445,72 Kč

Tabulka výsledků CBA pro aFRR



Graf citlivosti čistého přínosu na změnu diskontní míry (aFRR)

5 Závěr

Ve své práci jsem nejprve uvedl historii liberalizace trhu s elektrickou energií v ČR společně s relevantní legislativou, od které jsem pokračoval k pravidlům trhu a principu obchodování. Dále jsem uvedl, co je regulační energie a jak se získává. Pro lepší srovnání s navrhovanými změnami jsem z kodexu přenosové soustavy vypsál jednotlivé podpůrné služby v aktuální podobě. V hlavní části své práce jsem uvedl navrhované změny trhu s regulační energií od ENTSO-E a porovnal je se současným stavem. Pro ekonomické zhodnocení jsem použil analýzu nákladů a přínosů, při které jsem následoval metodologii vydanou ENTSO-E. Z nalezených a poskytnutých materiálů jsem odhadnul zpeněženou výši nákladů a přínosů. Náklady bylo možné určit jednoznačněji, nicméně u přínosů jsem musel zohlednit relevantní faktory, které zpeněžení mohly ovlivnit. Po aplikaci modelu CBA a zhodnocení výsledků mohu tvrdit, že jak v případě přechodu na kratší zúčtovací interval 15 minut, tak při zavedení automaticky aktivovaného produktu aFRR se čisté přínosy pohybovaly v kladných hodnotách. Přesněji pro ISP 15 minut byl čistý přínos při diskontní míře 4 % 151 817 522,29 Kč (NPV) a pro automatický standardní produkt při stejné diskontní míře 50 444 445,72 Kč. Při citlivostní analýze diskontní míry jsem vyzpovozoval, že s rostoucí diskontní mírou klesá čistý přínos exponenciálně. Doporučením je tedy přijmout návrh změn regulačního trhu, alespoň pro tyto dvě zkoumané změny. Musím však zohlednit fakt, že přístup OZE do regulace je méně reálný, a proto přínosy dané do výpočtu nemusí mít velkou váhu. Důvodem je iniciativa provozovatelů OZE v ČR mít nasmlouvanou garantovanou výkupní cenu. Při výhledu do blízké budoucnosti je aplikace zkoumaných, i pouze představených změn, téměř jistá a věřím, že trh s regulační energií se stane efektivnější a přeshraniční spolupráce napomůže zlepšit likviditu regulační energie pomocí společného trhu s touto energií.

6 Zdroje

- [1] Úvod do liberalizované energetiky: Trh s elektřinou, 2016, Asociace energetických managerů; ISBN 978-80-260-9212-4
- [2] KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY Část 1. Základní podmínky pro užívání přenosové soustavy, 2016, ČEPS, a.s.; online:
<https://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Stranky/default.aspx>
- [3] KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY Část 2. Podpůrné služby (PpS), 2016, ČEPS, a.s.; online:
<https://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Stranky/default.aspx>
- [4] Standardizace produktů, Topic 2 – Standard products, 2016, ENTSO-E; online:
https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/balancing_ancillary/160630_BSG_TOP_2_Products.pdf
- [5] Energetický zákon č. 458/2000 Sb., Ministerstvo průmyslu a obchodu
- [6] Vyhláška č. 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou, Ministerstvo průmyslu a obchodu
- [7] Technická infrastruktura, ČEPS, a.s., 2016; online:
<https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Technicka-infrastruktura/Stranky/default.aspx>
- [8] Produkty, Power Exchange Central Europe, a.s., 2016; online:
<https://www.pxe.cz/Produkty/>
- [9] Cenové rozhodnutí č. 7/2016 ze dne 25. listopadu 2016, Energetický regulační věstník 10/2016, Energetický regulační úřad, 2016; online: <https://www.eru.cz/-/cenove-rozhodnuti-c-7-2016>
- [10] Zimní legislativní balíček EK se soustředí na energetickou účinnost a emise CO₂, O Energetice.cz, 2016; online: <http://oenergetice.cz/evropska-unie/zimni-klimaticky-balicek-se-soustredi-energetickou-ucinnost-emise-co2/>
- [11] Návrh směrnice EU, Commission Regulation (EU) of XXX establishing a guideline on electricity balancing, ENTSO-E, 2017; online:
https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/Informal_Service_Level_EBGL_16-03-2017_Final.pdf#search=EBGL%202017
- [12] Analýza nákladů a přínosů, Management Mania, 2017; online:
<https://managementmania.com/cs/analyza-nakladu-a-prinosu-cba-cost-benefit-analysis>
- [13] Proposal for a set of Standard Products in accordance with Network Code on Electricity Balancing (draft), 2014, ENTSO-E Working group ancillary services; 2017; materiál poskytnutý firmou ČEPS, a. s.
- [14] EXPLORE Target model for exchange of frequency restoration reserves; studie od PPS Belgie, Německa, Rakouska a Nizozemí, 2017; online:
<http://www.elia.be/~media/files/News/20161021-EXPLORE-FRR-TARGET-MODEL.pdf>

[15] Návrh Nařízení Evropského parlamentu a Rady o vnitřním trhu s elektřinou, Evropská komise, 2017; online: <http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

[16] ENTSOE ISP CBA Methodology (20-Oct-2015), zpráva ENTSO-E, 2017; online: https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ENTSOE%20ISP%20CBA%20methodology%2020-Oct-2015%20final.pdf

[17] Impact of Merit Order activation of automatic frequency restoration reserves and harmonised full activation times, E-Bridge Consulting, Institute of Power System Economics of Aachen University, 2016; online: [https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/balancing_ancillary/160229_Report_aFRR_study_merit_order_and_harmonising_FAT_\(vs_1.2\).pdf#search=merit%20order](https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/balancing_ancillary/160229_Report_aFRR_study_merit_order_and_harmonising_FAT_(vs_1.2).pdf#search=merit%20order)

[18] ENTSO-E General CBA Methodology (15-Jun-2015), ENTSO-E, 2017; online: https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ENTSOE%20General%20CBA%20methodology%2015-Jun-2015%20final.pdf