

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Možnosti zavedení Smart-tarifu v ČR a vyhodnocení ekonomických důsledků

Introduction of Smart Tariff Model in Czech Republic and its Economic Feasibility

Autor: Petr Řeháček
Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky
Vedoucí práce: Ing. Pavel Pavlátka, Ph.D.

PRAHA, květen 2016

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Řeháček Petr

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

Název tématu: Možnosti zavedení "Smart-tarifu" v ČR a vyhodnocení ekonomických
důsledků

Pokyny pro vypracování:

- koncept smart-tarifu a vliv na subjekty trhu s elektřinou
- možnosti implementace smart-tarifu v ČR
- zahraniční zkušenosti s vývojem a implementací smart-grids
- definice ekonomických kritérií proveditelnosti implementace s ohledem na spolehlivost dodávek
- případová studie modelové lokální distribuční soustavy řízené smart-tarifem

Seznam odborné literatury:

- 1) Smart grid: applications, communications, and security, 2012. , Hoboken : John Wiley. ISBN 978-1-118-00439-5.
- 2) 2) HALL, Stephen and FOXON, Timothy J., 2014, Values in the Smart Grid: The co-evolving political economy of smart distribution. Energy Policy [online]. 2014. Vol. 74, p. 600-609. DOI 10.1016/j.enpol.2014.08.018.

Vedoucí diplomové práce: Ing. Pavel Pavlátka – Carbounion Bohemia

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

L.S.

Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 16.3.2016

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem č. 1/2009 O dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne 22. 5. 2016

.....

Petr Řeháček

Poděkování

Děkuji Ing. Pavlu Pavlátkovi, Ph.D. za vedení této práce,
svým kantorům Ing. Rostislavu Krejcarovi, Ph.D. a prof. Ing. Jaroslavu Knápkovi, CSc. za cenné
rady,

Ing. Ondřeji Kovářovi a EGÚ Brno, především Ing. Pavlu Hegerovi, za konzultace tematiky.

V neposlední řadě děkuji celé své rodině za podporu.

Anotace

Práce se zabývá možností zavedení obchodního modelu na bázi *smart tarifu* v ČR a s tím spojenými ekonomickými důsledky. Zaměřuje se v první řadě na řešení legislativního a tržního prostředí, dostupných technologií, zkušeností a prostředků. Na tomto základě definuje koncept obchodního modelu s důrazem na pragmatické využití stávající infrastruktury, bez rozsáhlé implementace pokročilých Smart Grids. Dále se pokusí o teoretické i praktické prokázání efektivity návrhu. Částečně rozvíjí také myšlenku hlubšího propojení moderních budov a DSM.

Klíčová slova: obchodní model, smart tarif, HDO, AMI, DSM, OZE

Abstract

Main subject of this thesis consists in implementation of a business model based on Smart Grids in the Czech Republic and its economic aspects. Firstly, the legislative and market environment, as well as technological background, experience and infrastructure are analysed. In the given framework, the research further defines a structure of a business model based pragmatically on current state of market and infrastructure, without a vast implementation of advanced Smart Grids technologies. Economic effectivity of the purposed model, theoretic and practical, is then evaluated. An idea of merging the proposal with DSM potential in buildings is also partially developed.

Keywords: business model, smart grids, HDO, AMI, DSM, RES-E

Obsah

Úvod.....	9
1 Možnost implementace smart tarifu v ČR.....	11
1.1 Trh s elektřinou, subjekty a regulace.....	11
1.1.1 Liberalizovaná část trhu	11
1.1.2 Regulovaná část trhu	12
1.1.3 Nezávislé subjekty.....	13
1.2 Nástroje měření a odhadu spotřeby	14
1.3 Liberalizace a propojování trhů.....	15
1.4 Struktura ceny elektřiny v ČR.....	17
1.5 Efektivita a politika úspor	18
1.6 Státní energetická koncepce	20
2 Koncept smart tarifu a vliv na subjekty trhu	22
2.1 Národní akční plán Smart Grids	22
2.2 Platby za rezervovaný příkon	23
2.3 Decentralizace	25
2.4 Demand Side Management.....	27
2.4.1 HDO	28
2.4.2 Dvoutarifní sazby	29
2.4.3 Elektroměry a uživatelské ovládání.....	31
2.5 Ovlivnění subjektů trhu	32
2.6 Návrh obchodního modelu	35
2.6.1 Vydělení LDS z širší distribuční oblasti.....	37
2.6.2 Právní postavení LDS a LO.....	38
2.6.3 Technické aspekty návrhu	39
2.6.4 Návrh z pohledu LDS.....	40
2.6.5 Návrh z pohledu obchodníka.....	42
2.7 Přechod na pokročilé SG	45
2.8 Budovy a DSM.....	45
2.8.1 Tepelná čerpadla.....	47
2.8.2 Rekuperace	49
2.8.3 Návrh opatření pro komplexní renovace a výstavbu budov	50
2.8.4 Vliv navrženého opatření na DSM	50
2.8.5 Vedlejší přínosy navržených opatření	52
3 Zahraněční zkušenosti s vývojem a implementací Smart Grids	54
3.1 Zdroje	54
3.1.1 Kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET)	56
3.1.2 Bioplynové stanice	58
3.1.3 Fotovoltaika.....	60
3.1.4 Větrné elektrárny	61
3.2 Akumulace.....	62
3.2.1 Bateriové systémy	62
3.2.2 Tepelná média	65
3.3 Elektromobilita.....	65
3.3.1 Elektromobil v síti.....	66
3.3.2 Cykly dopravy a potenciál využívání elektromobility.....	67
4 Definice ekonomických kritérií proveditelnosti implementace SG s ohledem na spolehlivost dodávek.....	68
4.1 Spolehlivost dodávek.....	69
4.2 Model HPFC.....	70
4.2.1 Sestavení ročního profilu.....	70

4.2.2	Aplikace futures na roční profil	72
4.3	Stanovení výkupních cen	72
4.4	Ocenění obchodního rezidua a spotřeby	73
4.5	Kritéria nastavení zdrojů v simulaci LDS.....	74
4.5.1	Druh a specifika zdroje	75
4.5.2	Parametry soustavy	76
4.5.3	Podíl na výrobě a minimalizace residua.....	76
4.6	Kritéria nastavení spotřeby v simulaci.....	77
4.7	Zjištění rozložení OF ve spotřebním diagramu.....	78
4.7.1	Analýza tvaru profilu energie podléhající HDO	78
4.7.2	Rozložení reálného objemu spotřeby do profilu	79
4.8	Zhodnocení efektivity navrhovaných variant.....	79
5	Případová studie modelové distribuční soustavy řízené smart tarifem	82
5.1	Vstupy a nastavení simulací.....	82
5.1.1	Výrobní a spotřební diagramy.....	82
5.1.2	Optimalizace parametrů LDS a residua	83
5.1.3	Nastavení cen	86
5.2	Popis a cíle simulací.....	88
5.2.1	Nulová varianta	88
5.3	Varianta 1	89
5.3.1	Ekonomické zhodnocení varianty	90
5.4	Varianta 1A.....	91
5.4.1	Ekonomické zhodnocení varianty	96
5.5	Varianta 1B	97
5.5.1	Ekonomické zhodnocení varianty	99
5.6	Varianta 2A.....	99
5.6.1	Ekonomické zhodnocení varianty	101
5.7	Varianta 2B	102
5.7.1	Ekonomické zhodnocení varianty	110
5.8	Citlivostní analýza a dílčí závěry	112
5.8.1	Scénář 0: stávající podíl OZE	112
5.8.2	Scénář 1: vysoký podíl FVE	115
	Závěr	120
	Zdroje.....	125
	Přílohy.....	129

Úvod

Přestože chytré sítě jsou fenoménem moderní energetiky, jejich integrace je stále v začátcích. S nimi spojená decentralizace však postupuje velmi výrazně, a to zejména v oblasti intermitentní výroby. Další prvky trhu naráží na hranice flexibility svých fyzikálních i obchodních možností. Tato disproporce s sebou nese významné komplikace, od řízení stability sítě a kvality elektřiny na mikroúrovni, až po mohutné mezistátní přetoky energie a pokrivení energetického trhu.

Podle mnohých odborníků jsou chytré sítě (SG) řešením zmíněných problémů. Tempo implementace SG, ani jejich současný potenciál ovšem zdaleka neplní požadavky kladené na trh subvencovanou výrobou obnovitelných zdrojů (OZE). To je dáno i pohledem na model SG, který je povětšinou prezentován jako revoluční změna trhu čítající miliardy chytrých spotřebičů provázaných internetem věcí (IOT) a odpovídající výpočetní kapacitou, flexibilními zdroji a sítí s rozsáhlou schopností akumulace. To vše za mnohdy razantních změn tržních a obchodních modelů, bez jejichž adaptace by nebylo možné o SG uvažovat, na druhé straně představují výzvu pro všechny strany, včetně spotřebitele.

Cílem této práce je zjištění možností implementace SG v ČR a sestavení souvisejícího obchodního modelu, a to nikoli s předpokladem populárního konceptu komplexních SG, ale s důrazem na racionalitu a současné prostředky. Právě možnosti optimalizace využití současné infrastruktury v oblastech s vysokým podílem výroby OZE budou klíčové pro sestavení a rentabilitu výsledného obchodního modelu.

Stejně jako půjde o minimalizaci dodatečných investic s implementací rozsáhlých SG, nebudou předpokládány ani zmíněné revoluce v tržních mechanismech jako rozpad jednotného trhu do soustavy decentrálních trhů, apod. Naopak vizí této práce je nalezení takového obchodního modelu, který by i s minimálními prostředky a zásahy do trhu dostatečně narovnával důsledky decentrální výroby a zároveň tvořil pilíř mezi současným stavem a plnohodnotným konceptem SG. I protože je obtížné nyní stanovit, jak bude výsledný trh SG vypadat, uvažovaný model bude vycházet z aktuálních prostředků a umožní jeho postupné zdokonalování spolu s rozvojem dostupnějších technologií.

Chytré sítě jsou tak pojaty spíše jako evoluční proces, nežli vizionářský cíl, a struktura této práce je pojata maximálně pragmaticky s přihlédnutím ke specifickým prostředí ČR, včetně analýzy využití předností české soustavy jako je systém HDO, a k důsledkům národních i evropských strategických rozhodnutí, zejména pak v oblasti energetické náročnosti budov.

Základním rámcem této práce jsou dokumenty *Národní akční plán energetické účinnosti ČR* (NAP EU) a *Národní akční plán pro chytré sítě* (NAP SG) transformující legislativu EU a státní energetickou koncepci v konkrétní plány a opatření.

Sktruktura práce je koncipována následovně:

1. V rešeršní části ***Možnost implementace smart tarifu v ČR*** bude popsán legislativně-tržní rámec této práce, okomentovány potřebné souvislosti a první teze, které z nich vyplývají; *(tato kapitola může být čtenářem vynechána, v dalších kapitolách je na potřebné informace průběžně odkazováno)*
2. Stěžejní kapitola celé práce, ***Koncept smart tarifu a vliv na subjekty trhu***, rozvede některé cíle NAP SG a NAP EU a na jejich základě vytyčí koncepci obchodního modelu v souladu s prostředky a cíli práce, včetně analýzy možností HDO pro tyto potřeby; nad tento koncept se pokusí zapracovat i oblast budov, jež bude s přihlédnutím k uvedeným dokumentům v blízké budoucnosti hrát zásadní roli;
3. ***Zahraniční zkušenosti s implementací Smart Grids*** doplní předchozí kapitolu o rozbor potenciálu jednotlivých zdrojů OZE pro obchodní model na bázi *smart tarifu*, shrne další prostředky akumulace a zkušenosti s jejich implementací pro budoucí rozšíření sestaveného konceptu a pro sestavení simulačního modelu;
4. ***Definice ekonomických kritérií proveditelnosti implementace SG*** na základě poznatků předchozích 3 kapitol stanoví metodiky sestavení ověřujícího modelu a posuzování rentability sestaveného obchodního modelu;
5. V ***případové studii*** sestaveného modelu lokální oblasti distribuce se zaměřením na maloodběr obyvatelstva bude ověřeno, zda je v současné situaci uvažovaný obchodní model rentabilní.

Problematika byla konzultována s odborníky, zejména v oblasti technické realizovatelnosti a tržního nastavení, tyto poznatky budou uvedeny v příslušných bodech.

1 Možnost implementace smart tarifu v ČR

1.1 Trh s elektřinou, subjekty a regulace

Dnešní energetický trh je rozdělen do dvou skupin účastníků – liberalizované a regulované. To je výsledek *unbundlingu* (viz 1.3), který byl prostředkem liberalizace energetických trhů (s počátky v roce 1990 ve Velké Británii), a tím demonopolizace evropských energetik. V ČR byla liberalizace započata k 1. 1. 2006 v rámci energetického zákona č. 458/2000Sb. a evropské směrnice 2003/54/ES (později 2009/72/ES). Česká republika přijala model *unbundlingu* založený na existenci nezávislého provozovatele **přenosové soustavy**. Ten zodpovídá za provoz a údržbu sítí, od dalších (obchodních) aktivit je striktně oddělen. V ČR tuto funkci vykonává státní společnost ČEPS, a.s.

Druhým regulovaným sektorem je **distribuce**, se třemi významnými tržními subjekty v ČR. Princip regulace subjektů vychází ze standardního motivačního postupu *revenue cap*, kdy dochází k zastropování *povolených nákladů N* (tlak na efektivitu vlivem snahy subjektu o maximalizaci zisku), *odpisů (O)* a výpočtu zisku na základě stanovené *míry výnosnosti (WACC)* a *regulované báze aktiv (RAB)*. Výsledné výnosy jsou korigované *faktorem trhu (F)*, sloužícímu zejména k vyrovnání nepředvídatelných a jednorázových skutečností. Výsledná regulační rovnice pro 4. regulační období 2016 – 2018 dle [ERU1]:

$$(01) \quad \text{Povolené výnosy} = N + O + WACC \times RAB + F$$

Regulační činnost v obou případech vykonává nezávislý Energetický regulační úřad dle rámce energetického zákona.

Liberalizace obchodu na druhé straně pak měla umožnit vstup nových dodavatelů i výrobců na trh, a tím přispět k tržní konkurenci. Uvolnění trhu bylo vedle vidiny přínosu pro zákazníka klíčové pro implementaci OZE. V neposlední řadě přineslo změny i do komoditního obchodování s elektřinou.

1.1.1 Liberalizovaná část trhu

Odběratelé (domácnosti, podniky), obchodníci (dodavatelé, spekulanti) a výrobci (bez regulované podpory výroby) jsou subjekty volného trhu s elektřinou. Odběratel může měnit dodavatele, stejně jako obchodník může používat libovolných instrumentů trhu a s elektřinou, jako komoditou,

spekulovat, či ji dodávat odběratelům. Výrobci mohou dle své specifikace dodávat elektřinu do distribuční či přenosové sítě při splnění technických požadavků.

Výroba elektřiny je v ČR stejně jako ve zbytku Evropy soustředěna ve velkých výrobních blocích a elektřina je pak rozváděna mohutnou soustavou sítí k místům spotřeby. Primárními energetickými zdroji jsou nejčastěji uran a uhlí. Tyto elektrárny jsou převážně využívány pro krytí základního zatížení, vlivem říditelnosti výkonu, jako špičkové pak mimo jiné (paro)plynové, vodní, popř. přečerpávací elektrárny.

Od **decentralizovaných zdrojů** v zásobování teplem bylo v minulosti upuštěno s cílem ekonomizace (soustavy CZT, plynofikace a ohřev TUV plynem) a i dnes pokračuje náhrada lokálních uhelných kotlů za nízkoemisní, popř. jejich náhrada jinými způsoby vytápění. V oblasti elektřiny je decentralizace nastupujícím fenoménem, s kladnými i zápornými efekty na elektroenergetickou soustavu. Lokální výroba (převážně v sítích nn) vylučuje ztráty v distribučních sítích, jejich zatížení, tím prodlužuje životnost sítí, transformátorů a dalších prvků, a může částečně vylepšovat parametry sítě – kompenzací účinníku, řízením napětí atd. Velká část decentralizovaných zdrojů je příjemcem subvencí, a proto spadá mezi regulované subjekty.

Výrobce je registrován v systému OTE a je zodpovědný za odchylku dodávek, pakliže je zároveň *subjektem zúčtování odchylek*.

Obchod s elektřinou byl uvolněn liberalizací trhu v roce 2006 (viz 1.3). Každý odběratel může svobodně volit v konkurenčním prostředí dodavatelů. Ten přejímá odpovědnost za odchylku, pracuje s predikcí odběrů dle statisticky typizovaných diagramů (viz 1.2).

Trh s elektřinou je charakteristický vysokým podílem bilaterálních smluv nejen mezi odběrateli a dodavateli, ale i mezi výrobcí a obchodníky. Dominují mu dlouhodobé kontrakty na dodávky PEZ výrobcům a elektřiny dalším subjektům. V roce 2007 byla založena pražská energetická burza PXE obchodující standardní komoditní *futures* jako centrální protistrana anonymizovaným účastníkům ze skupiny CEE (dále viz *market coupling* v bodě 1.3).

1.1.2 Regulovaná část trhu

Regulaci podléhají na základě výše uvedených předpisů (a ze své fyzické a tržní podstaty) **distributor** (DSO) a **provozovatel přenosové soustavy** (TSO), viz regulace v bodě 1.1. Dále jsou to pak vybrané zdroje z důvodu subvencí jejich instalace či výroby:

- **OZE:** vzhledem k politickým cílům zvyšování podílu těchto zdrojů a zároveň nekompetitivním cenám oproti klasickým zdrojům jsou podporovány státem a tato podpora je regulována
- **KVET:** Kombinovaná výroba elektřiny a tepla navyšuje efektivitu využití primárních zdrojů a vylepšuje podíl exergie/anergie takovéto produkce
- **Decentralizované zdroje:** tyto zdroje dále pomáhají navyšovat účinnost nakládání s elektřinou a zdroji; dodávkami v blízkosti spotřeby a přímo do sítí nízkého napětí omezují ztráty spojené s transformací a přenosem energie a nevytěžují přenosové sítě

Instalace výše uvedených zdrojů má mnoho kladných aspektů, ovšem jen v případě správného dimenzování velikosti a časového rozložení dodávek dle průběhu lokální spotřeby. Zejména v případě nadvýroby pak nastává nepříznivá situace přetoků energie z nižších napěťových hladin do vyšších.

TSO a DSO jsou příklady přirozených monopolů, vznikajících právě nejčastěji v síťových odvětvích distribučních služeb. Jejich ekonomickým rysem jsou vysoké počáteční, avšak rychle klesající průměrné fixní náklady. Z toho pramení bariéra pro vstup nového subjektu na trh a maximální efektivita provozování jediné soustavy, ovšem za regulace činnosti a cen. Ta musí přiměřeně motivovat ke snižování nákladů za udržení přiměřených cen, aby nedocházelo naopak k podinvestování a špatnému technickému stavu sítí.

1.1.3 Nezávislé subjekty

Regulaci energetiky v ČR vykonává **Energetický regulační úřad** dle energetického zákona č. 458/2000Sb. a výše uvedených evropských směrnic (bod 1.1). Spolu s **Ministerstvem průmyslu a obchodu**, do jehož jurisdikce odvětví energetiky spadá, zastupuje zájmy státu a spotřebitelů. MPO sestavuje Státní energetickou koncepci (viz 1.6).

Činnosti **operátora trhu** vykonává státní společnost OTE, a.s. na základě licence ERÚ podle energetického zákona. Organizuje krátkodobý trh s elektřinou (a plynem) a ve spolupráci s TSO pak vyrovnávací trh s regulační energií. Vyhodnocuje také systémovou odchylku (součet všech odchylek na území ČR) a zajišťuje zúčtování *subjektů zúčtování odchylek*, za odchylku zodpovědných. Právě krátkodobý trh slouží k dorovnání pozic jednotlivých subjektů na základě burzovních principů (konkrétně sesouhlasení nabídky s poptávkou dle principu *merit order*), vyrovnávací trh pak k poskytování *podpůrných služeb* provozovateli přenosové soustavy. Potřebnou regulační energii mohou nominovat subjekty způsobilé dle technických požadavků TSO, vzhledem k jedinému nakupujícímu se sestavuje pouze nabídková křivka.

Vlivem stoupajícího podílu OZE na výrobě stoupá poptávka po regulační energii (viz 1.6 a 2.1) a také četnost spekulací na odchylku.

1.2 Nástroje měření a odhadu spotřeby

Dle vyhlášky č. 82/2011Sb. o měření elektřiny je k měření parametrů spotřeby elektřiny v odběrném místě užíváno následujících typů měření:

- Typ **A**: průběhové měření s dálkovým denním přenosem údajů
- Typ **B**: průběhové měření s dálkovým jiným než denním přenosem údajů
- Typ **S**: měření s dálkovým přenosem údajů, které není A ani B (typicky AMR, AMI)
- Typ **C**: ostatní měření (typicky odečtové, min. 1x ročně)

V současné době, až na výjimky pilotních projektů, je jeho využívání omezeno převážně na velké odběratele. Dle NAP SG by ovšem i v sektorech MOO a MOP měla být obměna zařízení realizována užitím *modulárních přístrojů*. Ty a další druhy měření budou probrány dále v bodě 2.4.3.

K nepřímému odhadu spotřeby skupiny odběratelů s měřením typu C se používá *typových diagramů dodávek TDD*. Jde o soubor modelových hodnot hodinových odběrů průměrného zákazníka dané skupiny TDD, jde tedy o statistický odhad. *Normalizovaný TDD* (rovnice 02) se skládá z hodinových relativních hodnot r_h vztažených k hodnotě ročního maxima průměrných hodinových odběrů. O_h je hodnota odběru v hodině h a O_R je roční spotřeba zákazníka. [OTE]

$$(02) \quad O_h = O_R \times \frac{r_h}{\sum_1^{8760} r_h}$$

Přepočtený TDD je vzhledem k závislosti spotřeby energií na teplotě přepočten na skutečné teploty v daném dnu. Přepočet musí být proveden dle *Metodiky teplotního přepočtu TDD* [OTE1], uvedeného na stránkách OTE, a probíhá vynásobením normalizované hodnoty koeficientem, který vychází z regresní analýzy teplot a jeho určení je poměrně jasně specifikováno v uvedené metodice (zpětným postupem tvorby normalizovaného diagramu). Pro potřeby této práce nebude nutné koeficient přepočtu vypočítávat dle odpovídajícího vztahu (rovnice 15 metodiky) – vzhledem k analýze historických dat v simulačním modelu v kapitole 5 je možné využít tabulku *přepočtených TDD* zveřejněných na stránkách OTE.

TDD je důležitý instrument pro dodavatele elektřiny z hlediska nákupu energie – odchylka od předpokládaných hodnot spotřeby vede k doúčtování regulační energie – ale také pro distributora z hlediska plánování zatížení sítě.

Při dimenzování infrastruktury DSO je odhad zatížení klíčový, její přetěžování (nedostatečné průřezy,...) vede ke ztrátám a vyšším variabilním nákladům, naddimenzování pak k vysokým fixním nákladům a neefektivitě investic při rozvoji sítě. Z principu minimalizace průřezu (investičních výdajů) při dimenzování sítě plyne snaha distributora o rovnoměrné zatěžování sítě dle nasmlouvaných odběrových diagramů. Tento přímočarý zájem distributora může vést k rozporu se strategií jiných subjektů na trhu, především obchodníků, jejichž primárním zájmem je přizpůsobení nikoli stavu sítě, ale podstatně volatilnějšímu trhu.

1.3 Liberalizace a propojování trhů

Unbundling je proces liberalizace trhu s elektřinou realizovaný oddělením kontroly energetických společností nad (sdílenou a přirozeně monopolní – viz 1.1.2) přenosovou soustavou. Původní podstatou *unbundlingu* (v rámci 3. liberalizačního balíčku – direktiva 2003/54/EC) bylo právní oddělení sekcí výroby, přenosu, distribuce a obchodu vertikálně integrovaných společností. Jako kompromisní řešení mezi vlastnickým rozdělením monopolů a nezávislým dohledem nad přenosem, kde je existence přirozeného monopolu ekonomicky odůvodnitelná (1.1.2), byla k rozhodnutí členských států navržena varianta nezávislého TSO. Liberalizace s sebou přináší nutnost vhodné regulace síťových služeb (viz 1.1 a 1.1.2).

Základními prvky *unbundlingu* pro distribuci elektřiny jsou:

1. **Funkční unbundling** – oddělení jednotlivých oborů činnosti integrovaných společností
2. **Právní unbundling** – integrované společnosti musí být rozděleny do nezávislých právních entit
3. **Oddělené vedení účtů** – DSO a TSO musí vést samostatné účty podléhající regulátorovi (5.)
4. **Princip rovného přístupu** – regulované společnosti musí zveřejňovat informace rovnoprávně

5. **Regulace** – síťové služby podléhají regulaci, mají povinnost nezávislého auditu, zejména se zaměřením na křížové dotace a zvýhodňování skupin zákazníků

Tyto budou detailněji rozebrány v aplikaci na koncepci obchodního modelu v bodě 2.6.1.

DSO (a TSO), jakožto subjekt regulovaný ERÚ a s vymezenou oblastí činnosti v rámci liberalizace trhu e energetického zákona (viz 1.1), má zájem na maximalizaci svého ekonomického prospěchu vhodnou správou sítí – snaha o minimalizaci průřezu vedení (viz 1.2) a rovnoměrné a předvídatelné zatížení sítě. Oproti tomu obchodník realizuje svůj zisk, resp. tržby přesunem co maximálního objemu energie dle cenových hladin nabídky (*merit order*), až do uspokojení poptávky. Vzhledem ke striktnímu oddělení těchto subjektů, a tedy protichůdných obchodních strategií, vede v případě vysokých cenových gradientů v oblasti k odpovídajícímu fyzikálnímu gradientu toku energie, který ovšem nemusí korespondovat se zájmem DSO a TSO. V krajním případě může dojít k vytěžování sítí na hranicích jejich fyzikálních možností – vlivem racionálního obchodního chování trhu, avšak bez respektování zájmu regulovaných subjektů (viz 1.2). Tyto extrémy narůstají spolu s nepředvídatelností výroby a spotřeby v síti a propojováním trhů.

TEZE 1

Zájmy DSO (popř. TSO) jsou částečně v rozporu se zájmem obchodníka, a tedy se snahou o ekonomickou racionalizaci podle tržních impulsů.

Tato teze bude dále rozvedena v bodě 2.5 v souvislosti s tržní podstatou SG a změnami rolí subjektů na trhu.

Stejně jako jiné oblasti hospodářství, i energetické trhy ČR se stále více propojují s ostatními státy EU. **Market Coupling** je proces koordinovaného propojování evropských trhů s elektřinou, který optimalizuje proces nákupu elektřiny alokováním odpovídající přenosové kapacity. Používá implicitních aukcí, které svazují zakoupenou energii s kapacitou přenosu, a tím skrze burzu dochází k maximálně efektivnímu využití propojené sítě a konvergenci cenových hladin. Je koordinován evropským sdružením TSO – ENTSO-E.

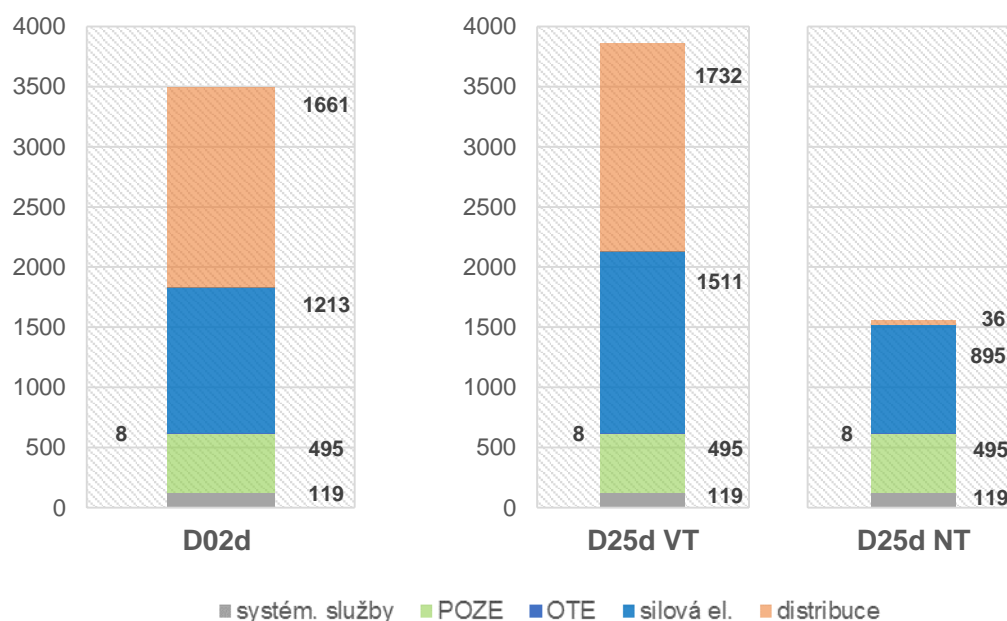
V roce 2010 došlo k propojení obchodovaných objemů mezi již couplovaným regionem CWE (Francie, Benelux, Německo) a severským trhem. V roce 2014 se severozápadní obchodní zóna (NWE) cenového couplingu sjednotila a rozšířila na území od Francie a Velké Británie až po Finsko, vedle toho došlo k sjednocení středovýchodní couplingové oblasti CEE zahrnující Česko, Slovensko, Maďarsko a nově i Rumunsko. V NWE a CWE je v současné době zaváděn algoritmus

výpočtu přeshraničních kapacit na základě efektivnější *flow-based* metodologie. V budoucnosti se předpokládá sloučení zón NWE a CEE a nastolení jednotného evropského trhu s elektřinou. [ENT]

1.4 Struktura ceny elektřiny v ČR

Z hlediska dvou nejčastějších sazeb odběru, D02d a D25d, byla vytvořena sestava grafů 01, která popisuje podíl jednotlivých proměnných složek platby (viz 1.1.1-3) za elektřinu odběratelem. Data byla převzata pro příklad majoritního dodavatele – ČEZ – a pro rok 2014 (jako další vstupy práce). Struktura tedy odráží stávající tarifní strukturu (viz 2.2).

Fixní platby pro tyto sazby jsou 68 Kč za měsíc u D02d za distribuci (rezervovaný příkon – viz 2.2) a 105 Kč za měsíc u D25d. Za obchod je fixní platba shodná – 60 Kč za měsíc. Všechny ceny jsou uváděny bez DPH a daně za (silovou) elektřinu (28,3 Kč/MWh).



1-1 Struktura proměnné složky ceny elektřiny pro sazby D02d a D25d - ČEZ Prodej, 2014 [CEZ]

Z grafu je možné vysledovat zvýhodnění dvoutarifní (VT – vysoký tarif, NT – nízký) sazby D25d v hodinách NT (dále 2.4.2) – cena **silové** elektřiny (ta bude primárním objektem zájmu v této práci) je v NT oproti VT **o 41 % nižší**. Toto snížení odpovídá ocenění flexibility spotřeby dodavatelem z obchodního pohledu a bude klíčové pro další práci (viz 2.6.5), zejména v porovnání s později používaným termínem *obchodní flexibilita* (viz 2.6).

Průměr cen silové elektřiny v sazbě D25d v NT a VT je 1 203 Kč/MWh, tedy přibližně stejně jako u D02d. Lze tak hovořit o **čistě tržním ocenění** z pohledu obchodníka – bez zahrnutí netržních

hledisek objemu a doby spotřeby do ocenění – a tím o nevýznamnosti rozlišování sazeb obchodníkem. Tento přístup odpovídá důsledkům *unbundlingu* (viz 1.3) a je v kontrastu s přístupem **distributora**, jehož složka ocenění je v NT oproti VT **téměř nulová** (2 %). DSO je tedy ochoten ocenit regulaci spotřeby takřka 100% snížením ceny svých služeb. Takto extrémní míra slevy je potvrzením důležitosti regulace spotřeby z pohledu DSO a při centrálním řízení regulace (viz 2.4.1) je jedním z důvodů pro další zkoumání, zda lokální řízení skrývá potenciál úspor (viz 2.6 a dále).

Předchozí odstavce sice není přímým důkazem platnosti *teze 1*, ale lze jej označit za **podpůrný argument potvrzující její platnost**.

1.5 Efektivita a politika úspor

V souladu se strategií EU 20-20-20 byl vypracován *Národní akční plán energetické účinnosti ČR* (NAP EU). Ten v první řadě obhájí tempo klesání energetické náročnosti vzhledem ke konvergenci životní úrovně v ČR k bývalé západní Evropě. Pozůstatek vyššího podílu výroby s nižší přidanou hodnotou a velkou energetickou náročností je specifickým ČR, nese s sebou také výrazné externality, jimž ale oproti západním zemím není přikládána stejná důležitost. Největší podíl na snižování energetické náročnosti má dlouhodobě průmysl, druhý největší přispěvatel, doprava, spíše stagnuje. Stejně jako v předchozích, v oblasti energetické účinnosti jsou projekty z velké části hrazeny ze strukturálních fondů EU. Cíle ČR (př. pařížská konference v prosinci 2015) bývají pravidelně předmětem kritiky vědeckých a ekologických skupin jako nedostatečné vzhledem k tomu, že jejich základ je vztažen k roku 1990 a velká část úspor byla dosažena skokově implementací moderních technologií v zastaralém průmyslu během 90. let. [EU1, NEU]

Podobně s plněním NAPEE II během hodnotícího období 2008-10 neměla ČR problém díky období celosvětového hospodářského poklesu a s tím spojeným (téměř desetinásobným) úsporám v terciálním sektoru, nebo v průmyslu a domácnostech. Z průměru konečné spotřeby let 2010 – 2012 je stanoven cíl pro období 2014 – 2020 v podobě každoroční výše úspor 1,5 % konečné spotřeby – v absolutní hodnotě je kumulovaná úspora pro rok 2020 přibližně 68 PJ energie, využitím výjimek a následnými aktualizacemi došlo ke snížení tohoto cíle na 47,8 PJ. [NEU]

V rámci Operačního programu podnikání a inovace pro konkurenceschopnost (**OPPIK**) je poskytována investiční podpora projektů (ve výši 40 %) zvyšujících energetickou účinnost, včetně:

- Rekonstrukce a výstavba stávajících výroben elektřiny a tepla a rekonstrukce CZT;

- Vyvedení tepla ze stávajících BPS pomocí tepelných rozvodů do místa spotřeby;
- Snižování energetické náročnosti budov v podnikatelském sektoru;
- Výstavba a rekonstrukce vedení přenosové soustavy a transformoven;
- Nízkouhlíkové technologie (včetně dopravy).

V oblasti energetických služeb je podporována **metoda EPC** (*Energy performance contracting*) v terciálním sektoru, včetně odstranění legislativních překážek, tak aby se stala hlavní metodou dosahování úspor energie v budovách. Odstranění nutnosti vlastní vstupní investice je významnou motivací pro jejich realizaci. Platba je uskutečněna realizátorovi opatření prostřednictvím dosažených úspor na provozních nákladech. Odstraněním rizika na straně odběratele řešení je zvýšena atraktivita postupu, na realizátora je uložena zodpovědnost za maximalizaci efektivity. [NEU]

Z podpůrných programů týkajících se této práce je možné zmínit okrajově *Společný program pro výměnu kotlů*, a zejména *Novou Zelenou úsporám* (NZU) a programy *PANEL*, které se věnují opatřením snižujícím energetickou náročnost obytných objektů:

NZU je zaměřena na zateplování rodinných domů s podmínkou výměny kotlů na tuhá paliva a instalaci solárních systémů ohřevu vody, dále pak na výstavbu rodinných domů s velmi nízkou energetickou náročností a na efektivní využití zdrojů. [NEU]

Problematicke budov se dále věnuje kapitola 2.7, rámec veškerých opatření je dán směrnicemi EU a jejich implementací do právního systému členské země (národní akční plány). Vzhledem k tomu, že budovy jsou zodpovědné v souhrnu asi za 40 % emisí vyprodukovaných na území EU [EU1], je na tuto oblast logicky kladen velký důraz. Z hledisek hodnocení energetické náročnosti budov dle NAP EU jsou klíčové následující ukazatele:

- celková primární energie za rok;
- neobnovitelná primární energie za rok;
- celková dodaná energie za rok;
- dílčí dodané energie pro technické systémy vytápění, chlazení, větrání, úpravu vlhkosti vzduchu, přípravu teplé vody a osvětlení za rok;
- průměrný součinitel prostupu tepla;
- součinitele prostupu tepla jednotlivých konstrukcí na systémové hranici;
- účinnost technických systémů

Pro novou výstavbu musí být splněny legislativní požadavky v hodnotách následujících ukazatelů:

- ukazatele neobnovitelné primární energie za rok;

- celkové dodané energie za rok;
- průměrného součinitele prostupu tepla obálkou budovy.

Implementací směrnice 2010/31/EU do zákona o hospodaření energií s prováděcí vyhláškou č. 78/2013 Sb. je stanoveno navrhování všech nových budov s *téměř nulovou spotřebou* následovně:

- od 1. 1. 2016 veřejné budovy s plochou > 1500 m²;
- od 1. 1. 2017 veřejné budovy s plochou > 350 m²;
- od 1. 1. 2018 všechny veřejné budovy a ostatní budovy s plochou > 1500 m²;
- od 1. 1. 2019 ostatní budovy s plochou > 350 m²;
- od 1. 1. 2020 **všechny** nové budovy.

Z uvedeného vyplývá důležitost budov z pohledu úspor a v bodě 2.8 bude rozpracováno jejich možné propojení s tématem této práce.

1.6 Státní energetická koncepce

Dne 18. 5. 2015 schválila vláda ČR aktualizovanou *Státní energetickou koncepci* (SEK), která spolu s *Novelou zákona o hospodaření energií č. 103/2015*, která nabyla účinnosti 1. 7. 2015, definuje rámec rozvoje energetiky v ČR pro období do roku 2040. Spolu s prolomením těžebních limitů na lomu Bílina (částečně státní vlastnictví) v říjnu 2015 a odložením rozhodnutí o prolomení limitů na lomu ČSA (vlastnictví soukromé) se rámec rozšiřuje i o podstatné upevnění surovinové politiky České republiky.

Aktualizace SEK částečně sleduje světové trendy rozvoje energetiky a obrací české odvětví směrem k bezuhlíkovým a nízkouhlíkovým zdrojům. Její (nejpravděpodobnější) optimalizovaný scénář předpokládá jako primární energetický zdroj jadernou energii (okolo 50 % výroby elektřiny v roce 2040) spolu se zemním plynem a snižujícím se podílem uhlí. To vše při postupném nárůstu obnovitelných zdrojů.

Cílový energetický mix je pro rok 2040 projektován takto:

- Jaderná energie: 46 – 58 %
- OZE: 18 – 25 %
- Uhlí: 11 – 21 %
- Zemní plyn: 5 – 15 %

Je předpokládáno strmé omezení hnědouhelných zdrojů (pozn.: tím částečně říditelného výkonu – viz dále), poslední zařazený bude nový nadkritický blok v elektrárně Ledvice, zásobované uhlím z lomu Bílina. Právě uvedení tohoto bloku do provozu a jeho vysoká účinnost (42,5 % netto) a související snížení emisí o cca. 20 % oproti běžným hnědouhelným elektrárnám byly mj. argumenty pro prolomení těžebních limitů na přilehlém lomu.

Jako špičkové zdroje jsou dle SEK uvažovány i vzhledem k charakteru silné výroby jaderných zdrojů a OZE elektrárny paroplynové. A to i přes současné problémy s ekonomikou provozu vlivem cen plynu. Očekávají se totiž problémy s **řiditelností soustavy** a poptávka po regulovatelných zdrojích. Tato problematika bude rozebrána v rámci opatření NAP SG dále, jedním z projektovaných opatření je totiž právě implementace SG. (V souladu s evropskými cíli) je dále mimo jiné:

- předpokládán další růst **decentralizace** (viz 2.3);
- podpora vysoce efektivní **KVET** (viz 3.1.1) včetně udržení teplárenství;
- jako OZE s největším potenciálem je stanoven **bioplyn** (viz 3.1.2)

Z pohledu této práce není ani tak důležitá samotná SEK jako její průvodní dokumenty – národní akční plány (NAP), zejména NAP o chytrých sítích, NAP SG. Důležitým faktem vyplývajícím z SEK pro tuto práci je rámec energetického mixu ČR, přetrvávající důraz na decentralizaci, ale i na další rozvoj OZE. Zásadnější jsou ovšem konkrétní opatření v oblasti SG (**NAP SG**) a částečně úspor (**NAP EU**).

2 Koncept smart tarifu a vliv na subjekty trhu

Standardní pojetí SG je velmi závislé na penetraci AMI, zařízeními ADCC, dosažení pokročilého stavu IOT a v neposlední řadě na rozsáhlé změně celého trhu. Při složitosti, investiční náročnosti takového řešení a možném nedostatku technologií i *know-how* je vhodné analyzovat také řešení, která by při využití dostupných prostředků sloužila jako přechodný stupeň ve vývoji systému. Problematika tedy bude záměrně opomíjet chytré spotřebiče (pračky, TV a jiné) a pokusí se vyhnout změně role zákazníka (koncept *prosumer*, ...) i změně konceptu celého trhu. Lze tak hovořit o tom, že není stavěna na předpokladu BAT (nejlepších dostupných technologií), spíše jako na předpokladu AT – dostupných technologií.

Motivací tohoto zkoumání v této práci byl mimo jiné NAP SG, konkrétně následující úryvek: „*Nejpozději do konce roku 2015 bude zrušena povinnost PDS (DSO, pozn. aut.) o předchozím oznámení změny časů přepínání tarifu HDO, budou analyzovány možné efekty využití větší operativnosti řízení HDO pro eliminace odchylek a využívání HDO zároveň pro potřeby distributora i obchodníka.*“ [NSG, str. 22]

Tento a další uvedené cíle NAP SG přispějí v závěru kapitoly k formulaci vlastní koncepce *smart tarifu*, resp. souvisejícího obchodního modelu a ovlivnění subjektů trhu.

2.1 Národní akční plán Smart Grids

V únoru 2015 byl MPO vypracován *Národní akční plán pro chytré sítě* (NAP SG) v souvislosti s připravovanou SEK. Oba dokumenty jsou vypracovány s ohledem na významné změny trhu v posledních letech a v rámci odpovídajících nařízení a směrnic EU. Přestože v prvních letech platnosti dokumentu nepředpokládá masivní implementaci SG, přípravu a postupný přechod na chytré sítě označuje za nevyhnutelný. Rozvoj SG je MPO stanoven jako řešení problémů s integrací decentralizovaných zdrojů OZE, a to takové, které docílí významného snížení nákladů na integraci OZE. Za nezbytné NAP SG považuje zapojení decentrálních zdrojů a spotřeby do řízení rovnováhy soustavy, současně s novými HW a SW řešeními a změnou modelu řízení soustavy [NSG, str. 12].

NAP SG konkrétně zmiňuje zavedení nového fenoménu využívání flexibility na straně poptávky pro řízení bilance soustavy včetně možnosti podílet se na poskytování *podpůrných služeb*. To je zásadní myšlenka, v českém kontextu dotýkající se zavedení systému HDO (viz 2.4.1). Aktivní role spotřebitele na energetickém trhu je rovněž zlomem v modelu trhu, který je ovšem v souladu s celosvětovými trendy (koncept *prosumer*), a česká energetika má být rozvíjena za významného zvýšení objemu DSM ve spotřebě. NAP SG v kontextu propojených energetik bere za fakt, že trh

bude modelován celoevropskou politikou, a také vznik kapacitního trhu. Při obnově sítí nad rámec údržby, kam řadí implementaci SG, uvažuje akční plán s využitím fondů EU. Jako riziko vidí naopak nesourodost národních strategií.

Všechny tyto skutečnosti jsou zásadní pro rámec této práce, jejich detailní rozbor v potřebných oblastech je obsažen v následujících podkapitolách. Zejména zaměření na **rozvinutí systému DSM** a výzkum možných modifikací tržních modelů včetně **využití systému HDO obchodníkem** jsou hlavní motivací této práce.

2.2 Platby za rezervovaný příkon

V reakci na SEK (a NAP SG) a na dlouhodobé změny trhu začátkem roku 2016 ERÚ představil tarifní reformu, jež měla vejít v platnost k počátku roku 2017. Po intenzivní diskuzi bylo na začátku března 2016 zavedení Nové tarifní struktury odloženo. Hlavním důvodem pro změnu tvorby ceny pro koncového zákazníka (současný stav viz 1.4) bylo dle ERÚ narovnání struktury plateb za náklady vyvolané využitím sítí odběrateli (v souladu s direktivou *unbundlingu*, viz 1.3). To by nejvýznamněji ovlivnilo platby za služby TSO a DSO, snížila by se platba závislá na objemu odebrané elektřiny a narostla platba za rezervovaný výkon či jistič. Motivací pro tyto změny byl současný stav sítě, kde byly rezervovaný výkon na VVN a VN odběrech a velikost jističů v NN dlouhodobě naddimenzovány. Tento stav vyžaduje vyšší připravenost sítí na změny zatížení, vyvolává tím dodatečné náklady, a navíc (spolu s platbou dle objemu odběru) zvýhodňuje zákazníky s vlastní výrobou na úkor ostatních spotřebitelů.

Tento přístup vede k demotivaci spotřebitelů k úsporám vzhledem ke změně charakteru účtování a má značný sociální dopad, vedoucí k zvýšení cen nízkopříjmovým skupinám. Tyto argumenty použil při projednávání proti Nové tarifní struktuře i premiér. Kromě znevýhodnění spotřebitelů, kteří investovali do úsporných opatření, by na zvýšení fixní platby za jistič doplatili i majitelé víkendových chat a všeobecně starších objektů (včetně kupř. ovdovělého důchodce v rodinném domě), kde je přípojka naddimenzována. Změna jističe a související elektroinstalace je v takových případech vysoká investice s dlouhou návratností.

Na druhou stranu, většina domácností (zejm. se sazbou D02d) by na změně ušetřila. Dle ERÚ by pro hodnoty ročního využití rezervovaného příkonu menší než 100 hodin mělo znamenat zvýšení plateb, úspor by měly dosahovat odběry s využitím nad 500 hodin.

Z pohledu této práce je ale nutné zmínit další problémy, které by takto nastavený tarifní systém přinesl. První je všeobecný rozpor výše zmíněného snížení motivace spotřebitele k úsporám s evropskými směrnicemi (viz 1.5) i s rozvíjejícím se environmentálním chápáním ekonomického rozvoje. Zejména z legislativního pohledu můžeme očekávat neustálé zpříšňování nároků na účinnost a úspory v energetice a takto nastavený systém může v budoucnu znamenat problém s plněním nařízení EU. Druhý, související aspekt je proměna sektoru dopravy a budov. Především ve městech rozvinutých zemí je již nyní patrný nárůst elektromobility, který navíc může do budoucna být i masivně subvencován, a i SEK počítá s nárůstem podílu elektromobilů. V Praze se rovněž pracuje na scénářích rozvoje s řádovým navýšením počtu elektromobilů v dopravě.

HYPOTÉZA 0 – tato hypotéza nebude ověřována

A právě závislost elektromobilů na silné přípojce (a jejich decentralizaci) je ve svém možném objemu odběru významnou překážkou budoucího fungování Nové tarifní struktury v trhu do značné míry ovlivněném elektromobily. Resp. uživatelé, kteří by nyní v rámci ekonomicky racionálního přizpůsobení se snížili velikost svého jističe, mohou být za několik let donuceni vývojem environmentálních směrnic či dopravy k opětovnému navýšení velikosti jističe. A prvotní znehodnocení jejich investic do úsporných opatření by bylo následováno zbytečnou změnou elektroinstalace. Oproti tomu NAP SG (2.1) hodnotí stávající tarifní systém jako dostatečný pro zavedení elektromobility.

Stejná úvaha se pak nabízí v případě renovací budov a s tím spojených instalací systémů akumulace energie, nuceného větrání, tepelných čerpadel, aj. dle požadavků, které budou na nové a rekonstruované budovy kladeny (viz 2.7).

Nová tarifní struktura přinesla i snahu o zjednodušení systému tarifních sazeb a jejich snížení z 23 na 12 a rovněž plynulý přechod zákazníků mezi jednotarifní a dvoutarifní sazbou (nízký a vysoký tarif). Rozdělení zákazníků do jedné či druhé skupiny by bylo provedeno při fakturaci dle využití jističe v jednotlivých časových pásmech, a tím by odpadlo tabulkové rozdělování spolu s jeho chybovostí a zvýhodňováním těch uživatelů, kterým nárok na dvoutarif zanikl, a přesto je jim fakturován. Toto se týká zejména uživatelů s instalovaným, ale neužívaným elektrickým vytápěním (dále v bodě 2.4.2).

Poptávka po Nové tarifní struktuře vznikla i jako následek zvýhodňování samovýrobců – spotřebitelů (kupř. domácnost s fotovoltaikou), kteří jsou schopni minimalizovat své odběry bilančně, ale stále mohou krátkodobě významně zatížit síť odběrem až do velikosti rezervovaného příkonu. Navrhovaná struktura by dovolovala nepenalizované snížení příkonu do určité procentuální výše (na žádost výrobce) – od 0,01 % u FVE na VN a VVN, přes 1 % u VE a VTE, 5

% u plynových elektráren, až po 6 % u JE a 10 % u jiných typů výrobců. Neobsahovala ale platby za rezervovaný výkon.

V uvedených souvislostech a ve světle této práce je otázkou, zda by místo obrácení poměru fixních a proměnných plateb nemělo dojít pouze k upravení ceny rezervovaného příkonu (Kč/MW) a místo připojení (Kč za místo a měsíc), popř. přidání dílčí platby za provoz výrobního zařízení tak, aby systém plateb ohodnotil výrobce za míru pokrytí vlastní spotřeby, a tím motivoval k optimalizaci spotřeby (DSM) i zajištění adekvátní akumulace a penalizoval nadvýrobu a opačně extrémní odběry. Narovnání logiky plateb je jistě žádoucí, i vzhledem k charakteru energetiky by mělo zachovávat jistý sociální aspekt a respektovat pravděpodobný vývoj směrem k decentralizaci, elektromobilitě, zvyšování účinnosti a v těchto případech zachovávat a využívat kvalitu české elektroenergetické soustavy.

2.3 Decentralizace

Rozšíření výroby v distribuční síti a přesun od centralizované výroby je stále charakterističtější v rozvoji všech světových energetik, od nejrozvinutějších po nejchudší oblasti, kde je vzhledem k náročnosti výstavby rozvodných sítí jedinou možností elektrifikace. Oproti tomu ČR má výhodu v masivní naddimenzované soustavě, podobně jako většina velkých výrobních zdrojů se ovšem potýká s prvky na hranici životnosti a nutností významných investic. Prokazuje dlouhodobou odolnost i vůči přetokům energie z produkce větrných parků v Severním moři na jih. Její větší rozvoj není plánován, kromě posílení severojižního směru, její orientace je spíše V-Z, což odpovídá době výstavby a nerespektuje současný stav evropské energetiky. Silné distribuční sítě představují i výhodu při zvyšování podílu elektromobility – tam, kde Norsko, USA a další země s narůstajícím podílem těchto vozů potřebují navyšovat přenosovou schopnost a velikost přípojek, ČR má v tomto směru zděděnou výhodu. O možném rozporu se zněním navrhované změny tarifní struktury pojednává předchozí podkapitola. Síťová komplikovanost velkých měst může být komplikací, zejm. v Praze, nicméně především zde se na rozvoji sítí pro elektromobilitu usilovně pracuje.

Celkově lze tedy potenciál ČR pro přechod na decentralizovanou energetiku ohodnotit jako nadprůměrný. Ostatně větší problémy se současnou mírou nárůstu decentralizace neočekává ani NAP SG. Do roku 2020 počítá s náklady na připojování decentralizované výroby v řádu stovek milionů Kč, v dalších pěti letech pak až 17, 2 mld. Kč, tedy o dva řády více.

Jako jednotlivé druhy decentralizovaných zdrojů mohou být v ČR považovány zejména:

Obnovitelné zdroje energie a kogenerace

1. **Bioplyn** – je dle SEK nejperspektivnějším zdrojem;
2. **Fotovoltaika** – i vlivem své dostupnosti má zásadní vliv na trh s elektřinou, dle SEK má mít do budoucna charakter pouze decentralizovaných malých zdrojů;
3. **Větrné elektrárny** – potenciál ČR není velký a bude brzy vyčerpán, v evropském rozměru hrají velké větrné parky zásadní roli a jako lokální zdroj může být větrná elektrárna významným zdrojem;
4. **Tepelná čerpadla a geotermální energie** – v ČR mají potenciál spíše lokálního podpůrného zdroje tepla;
5. **KVET** – vzhledem k lokální instalaci a vysoké účinnosti je kogenerace využívána jako významný zdroj v moderní decentralizované energetice.

Řiditelná spotřeba a úspory – spotřebu, která může být eliminována, lze považovat za zdroj, v krátkém horizontu z hlediska řízení zatížení sítě je možné obdobnou úvahu použít i na spotřebu, která lze (omezeně) posunout v čase – dále DSM (*demand side management*).

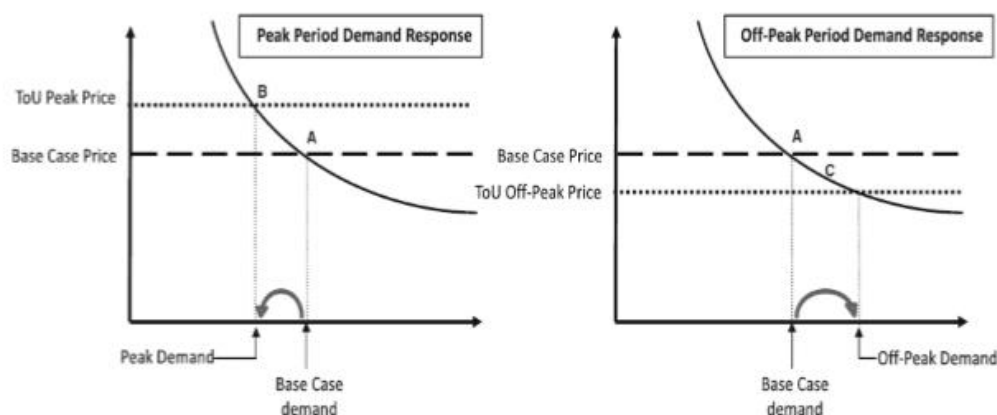
Akumulační systémy – akumulace energie může sloužit jako spotřebič a následně zdroj a (dle druhu) tak spolu s řídicím systémem přispívat ekonomii fungování soustavy:

1. Bateriové systémy – dnes převážně Li-ion články;
2. Setrvačníky – otáčivé systémy používané spíše specializovaně;
3. Tepelná média – akumulace zejména do vody;
4. Elektromobily – bateriový systém s primární funkcí zajištění přepravy.

V kapitole 3 bude jednotlivě zhodnocen potenciál uvedených tří skupin pro potřeby této práce.

2.4 Demand Side Management

Řízení spotřeby je součástí konceptu *smart-grids* od samého prvopočátku, samotná idea spočívá v zapojení koncových uživatelů do procesů řízení sítě i tvorby cen. Sítě SG disponují zpětnovazební inteligencí založené na průběhové měřicí a komunikační infrastruktuře (AMI) a pomocí cenových impulsů motivují uživatele k ekonomicky racionálnímu chování. Za předpokladu funkčního trhu respektujícího stav sítě by docházelo k omezení spotřeby ve špičkách a jejímu přesunu do *offpeak* hladin (schéma 2-1). Takový mechanismus by jako standardní princip SG i NAP SG významně pomáhal zajišťovat bezpečné dodávky za minimální možnou cenu.



2-1 Princip DSM v síti SG [Aketi, Sen 2013]

NAP SG vnímá nástroje DSM jako zásadní jak pro změny tržních modelů v energetice, tak pro řízení (stabilitu) soustavy. Klade důraz na zvyšování podílu DSM i na změnu postavení spotřebitele ve vztahu k trhu právě skrze říditelnou část jeho odběru. S tím souvisí i nutnost změn systému řízení spotřeby. Tyto požadavky jsou klíčové pro tuto práci.

Přímému řízení skrze HDO se detailněji věnuje další kapitola. Nepřímé řízení pak NAP SG vylučuje v produktivních sektorech a jeho energii na úrovni MOO určuje mezi 3 – 7 % denní energie diagramu. Potenciál snížení zatížení soustavy nepřímým řízením předpokládá minimálně 350 MW ve dni minima a maximálně 500 MW ve dni maxima.

Závěrem kapitoly *Spotřeba (nové technologie)* plánuje NAP SG přímo změnu fungování HDO dle výše popsaných principů DSM, jiným systémem řízení (a zapojením odběratele, v souvislostech popsaných v kapitole 2.1): „v bližším období (2020 – 2025) postupný přechod funkcí spojených s přepínáním tarifů a popř. změna spínání spotřebičů v oblasti nepřímého řízení z řízení prostřednictvím signálu HDO na řízení prostřednictvím nových technologií s tím, že signál HDO bude využíván pro rychlé zásahy při mimořádných stavech ES ČR a pro spínání spotřebičů (topných)“ [NSG]. Pro další období pak dokonce zvažuje úplné nahrazení HDO novou

infrastrukturou (i s ohledem na spolehlivost průniku signálu a požadovanou rychlost systému), na bázi AMI.

2.4.1 HDO

Česká republika je z pohledu DSM specifikem, jelikož zde už od 60. let 20. století funguje systém HDO (hromadné dálkové ovládání), který lze bez nadsázky označit jako předstupeň SG. Jde o jednosměrný systém v dikci distributora, který umožňuje spínání topných spotřebičů zákazníka v dvoutarifní sazbě (vysoký/nízký tarif) v předem definovaných časových pásmech, dle aktuálních vysílacích harmonogramů distributora.

Užívání HDO je upraveno normou ČSN EN 62054-11 o *Měření elektrické energie (AC) - Ovládání tarifu a zátěže*.

Zákazník přistupuje na podmínky blokování spotřeby ve špičkových hodinách výměnou za určitý počet hodin nízkého tarifu. Podmínky přidělení stanovuje distributor v souladu s *cenovým rozhodnutím ERÚ* dle objemu a možnosti spínání spotřebičů. Jeho přínosem je optimalizace zatížení, ztrát a odběrových diagramů součinností aktivního systému HDO a typizovaného odběru maloodběratelů dle TDD (viz 1.2), popř. vlastních nasmlouvaných diagramů velkoodběratelů a řízení výroby malých decentralních zdrojů. Tento ucelený systém je mimořádně efektivní a spolehlivý a v kontextu bodů 1.2 a 1.3 popisujících postavení subjektů na trhu (v tomto případě zájmy distributora) je také důvodem, proč v současné době plošná implementace SG nemusí být ekonomicky odůvodnitelná.

Z hlediska potenciálu řízení spotřeby NAP SG analyzuje **přímé řízení** (systémem HDO):

- V sektoru MOO (maloodběr obyvatelstva) očekává průměrný soudobý roční výkon **360 MW**, roční energii pak **3,2 TWh** (tj. 5 % dnešní tuzemské netto spotřeby)
- V sektoru MOP (podniky) očekává průměrný roční výkon **130 MW**, roční energii **1,1 TWh**
- **81 %** současné říditelné spotřeby je řízeno pomocí HDO, nárůst se předpokládá minimální

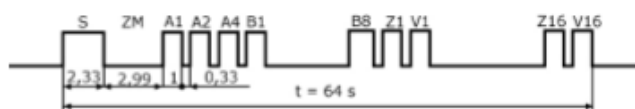
V detailu systému HDO podléhá poměrně malá část zatížení, nicméně efektivita tohoto systému je v současné době natolik dostačující, že přidaná hodnota širší implementace SG naráží na ekonomickou návratnost. Z dalších zdrojů můžeme o potenciálu HDO čerpat dílčí informace:

- dle EGÚ Brno (konzultace) podléhá systému HDO cca **340 – 700 MW** zatížení (léto – zima)

- dle NAP EU je v NT spotřebováno přibližně (podíl na celkové spotřebě):
 - Domácnosti: **46 %**
 - Malé podniky: **31 %**
- dle [Dom] je v síti připojeno na 1,3 milionů přijímačů (tato informace je skrze zdroje DP dále neověřitelná, nicméně pro potřeby této práce není důležitá)

Problémem je dosah tohoto řešení, které plní požadavky distributora, ale nepomáhá významně řešit problémy přenosové sítě v rámci propojené evropské energetiky, nebo nebere ohled na zájmy obchodníků a v důsledku optimalizaci odpovídajících složek koncové ceny elektřiny (viz body 1.2-4). Na druhou stranu, obchodník může svým jednáním zhoršovat pozici DSO a jeho schopnost řízení soustavy (viz *teze I*).

Principem HDO je zasílání povelového telegramu vysílačem směrem k jednotlivým přijímačům, zpětné hlášení o provedení či neprovedení není zajištěno, proto je signál zasílán opakovaně. Ústřední automatika vysílání se řídí denním vysílacím plánem a s místními automatikami udržuje zpětnovazební komunikaci. Telegram HDO je sériový kód (přenos nejčastěji 200 bit/s) tvořený impulsy ovládacího kmitočtu (216 a 2/3 Hz). Obsahuje (2-2) startovací impuls, zabezpečovací část, adresu a povelovou část jako nositele spínacích povelů dle tabulky povelů pro jednotlivé druhy spotřebičů. Celý telegram má pevnou strukturu a dobu trvání 64 s. [TSI]



2-2 Znárodnění telegramu HDO [TSI]

Vzhledem k přenosu signálu přímo po silovém vedení je komunikační zařízení od silnoproudého vedení odděleno paralelní nebo sériovou vazbou. Paralelní zapojení neohrožuje při poruše zařízení dodávky elektrické energie v síti 50 Hz, sériové musí být dimenzováno na trvalý výkon a zkratový proud sítě.

2.4.2 Dvoutarifní sazby

Systémem HDO je řízeno přepínání mezi vysokým (VT) a nízkým (NT) tarifem (a tím je dosahováno jednoduché realizace time-shiftingu) v následujících typech sazeb. Ve výsledném cenovém rozhodnutí ERÚ pro rok 2016 došlo k zásadním změnám, kdy několik stávajících sazeb

zaniká k poslednímu březnu (dosavadní přiznané sazby jsou zachovány) ve prospěch nové sazby D57d zahrnující všechny topné spotřebiče kromě akumulčních kamen.

✓ **Akumulace 8 h** – sazby D25d, D26d

Odběratelům s akumulčním ohřevem teplé vody, vytápěním objektu, nebo nově majitelé elektromobilu může být přidělen tento druh sazby, přičemž vyjmenované spotřebiče jsou blokovány v době VT. Zařízení musí dosahovat zátěže alespoň 55 % hlavního jističe. Doba spínání NT je stanovena distributorem, může být rozložena do více intervalů (minimální délka 1 hodina), jejichž součet musí být minimálně 8 hodin.

* **Akumulace 16 h** – sazba D35d – **zaniká** k 31. 3 2016

Odběrná místa s kombinací akumulčních a přímotopných spotřebičů sloužící pro ohřev vody a vytápění mohou být zařazeny do sazby s dvojnásobnou délkou NT, přičemž součet příkonu zařízení musí dosahovat alespoň 50 % hlavního jističe. Z dat [ČSÚ] vyplývá, že podíl tohoto vytápění je velmi malý a vytrvale klesá.

* **Přímotopné vytápění** – sazba D45d – **zaniká** k 31. 3 2016

Domácnosti vytápěné elektrickými přímotopy se součtem odběru alespoň 40 % hodnoty hlavního jističe spadají pod sazbu s trváním NT minimálně 20 hodin za den. Vzhledem k vyšším nárokům na energetickou účinnost budov i ekonomice provozu byl tento způsob vytápění nahrazován následujícím. Tato sazba je dnes ve velké míře zneužívána, což bylo jednou z motivací pro narovnání tarifní struktury, viz 2.2.

* **Teplná čerpadla** – sazby D55d, D56d – **zaniká** k 31. 3 2016

Domácnosti vytápěné systémem s tepelným čerpadlem jsou zařazeny do sazby s trváním NT 22 hodin denně.

✓ **Topné spotřebiče** – sazba D57d – **nová sazba** od 1. 4. 2016

Pro vytápění topným elektrickým spotřebičem s operativním řízením doby NT po dobu minimálně 20 hodin za den. Maximální souvislá délka VT je maximálně 1 hodinu.

✓ **Víkend** – sazba D61d

Chatové objekty (s nízkým využitím jističe) mají dobu NT stanovenu fixně, celoročně od pátečních 12 do nedělních 22 hodin.

Nastavením operativní doby NT v sazbě D57d se ERÚ přibližuje požadavkům NAP SG na operativní řízení HDO (viz citát v úvodu kapitoly 2) s cílem zvyšování podílu DSM na spotřebě. To se později ukáže jako velmi důležité, zejména v souvislosti s bodem 2.8.

2.4.3 Elektroměry a uživatelské ovládání

Obdobně jako HDO dokázalo na základě statistiky odběratelů a klimatu do jisté míry předpovídat zatížení sítě jako celku, dnes se s rozvojem moderních technologií a IOT (internetu věcí) dostáváme s možnostmi predikce na úroveň jednotlivých odběratelů a v mnohem jemnějším časovém rozlišení. Tomu odpovídá rozvoj měřicí infrastruktury, dle míry inteligence a automatizace jsou v EU rozlišovány následující třídy zařízení:

- **AMR** (Automated Meter Reading) – dálkový odečet hodnot spotřeby energií a vody
- **AMM** a **AMI** (Automated Meter Management, Metering Infrastructure) – systém dálkového odečtu v krátkých intervalech a management odběrného místa k tomu určenou infrastrukturou podle tarifních impulsů
- **ADCC** (Automation Devices enabling Communication and Control) – výše uvedená infrastruktura ve spolupráci s komunikujícími zařízeními ADCC umožňuje realizaci DSM na úrovni jednotlivých spotřebičů, vyrovnává odběrový diagram místa spotřeby, do určité míry může být řízena průběhově cenovými impulsy (EC 2007)

Dle *Smart meter rollout* [EU2] bude v EU minimálně 80 % měřicí infrastruktury do roku 2020 splňovat standard AMI, v případě, že je jejich instalace nákladově efektivní. Celkový přínos tohoto kroku v úspoře emisí byl vypočten na 9 % ve spotřebě domácností. ČR si prozatím na základě *cost-benefit analýzy* [MPO] ovlivněné výše zmíněným systémem HDO vyjednala odložení této povinnosti. Ve své zprávě [EU2] Evropská komise uvádí, že k roku 2020:

- bude instalováno 200 mil. elektroměrů a 45 mil. plynometrů za celkem asi 45 mld. Euro;
- 72 % evropských spotřebitelů bude vlastnit *smart* elektroměr, 40 % plynometr;
- cena instalace se bude pohybovat mezi €200 a €250;
- všem subjektům na trhu přinese instalace AMI kumulovanou úsporu €160 až €309 na jedno odběrné místo (tj. rozpočteno mezi zákazníka, DSO, TSO, obchodníka) a celkové energetické úspory ve výši 3 %.

V současné době začínající revoluce internetu věcí (v budoucnu má dosahovat stovek miliard zařízení) bude významně ovlivňovat spotřebu energií. Zatímco už dnes pomocí minipočítače

Raspberry Pi nadšenci ovládají prvky své domácnosti, na sofistikovanějších modelech pracuje Googlu následovaný dalšími společnostmi. Jejich systémy se nejčastěji zaměřují na regulaci osvětlení, vytápění, klimatizace a zábavní elektroniku. V ČR jsou nyní rozvíjeny již dvě sítě IOT – první síť společnosti SimpleCell na technologii Sigfox a druhá v režii Českých Radiokomunikací, na technologii Lora. Obě technologie se vyznačují využitím nízkých frekvenčních pásem, velkým dosahem a nízkou spotřebou.

NAP SG se problematice měřicí infrastruktury poměrně obsírně věnuje, z technologického hlediska jsou zkoumány varianty komunikace GPRS a PLC. Jde o standardní řešení, používaná v Evropě a kompatibilní se zde budovanými sítěmi (výše), jejich bližší rozbor pro potřeby této práce nemá větší význam. Důležitá jsou zejména strategická rozhodnutí NAP SG:

*„Do 1. 1. 2016 budou v rámci přípravy pro budoucí nasazení inteligentních měřicích systémů definovány standardy měřených veličin a vybavení měřidel a zahájeno postupné nasazování **modulárních elektroměrů**.“* [NSG, str. 22]

V následujících obdobích pak bude instalována infrastruktura AMI a postupně převezme funkci HDO (viz předchozí kapitoly).

Tato problematika obsahuje nedílnou součást ochrany dat a soukromí, vzhledem k její povaze a komplexnosti zde nebude rozváděna.

2.5 Ovlivnění subjektů trhu

Přechod k technologiím SG s sebou přinese výše avizované změny trhu, věnuje se jim i NAP SG a hlavní cíl pro nadcházející období shrnuje:

„Do konce roku 2015 budou vytvořeny podmínky (především legislativní) pro možnost využívání tzv. „net meteringu“ na obchodní bázi, kdy si například zákazník sjedná se svým obchodníkem, že elektřinu, kterou doma vyrobí a v daný okamžik nespotřebuje, využije pro své obchodní účely obchodník a ten následně elektřinu v plném rozsahu nebo podle dohodnutého způsobu v poníženém objemu zákazníkovi „vrátí“ v okamžiku, kdy mu jeho výroba doma nepokryje jeho spotřebu. V takovém případě zákazník bude platit pouze regulované složky za distribuci vztahované na objem elektřiny, který „přeteče“ z distribuční soustavy do OM zákazníka, tedy za objem „vrácené“ elektřiny a již nebude platit za elektřinu jako zboží, které z distribuční soustavy odebral.“ [NSG, str. 24]

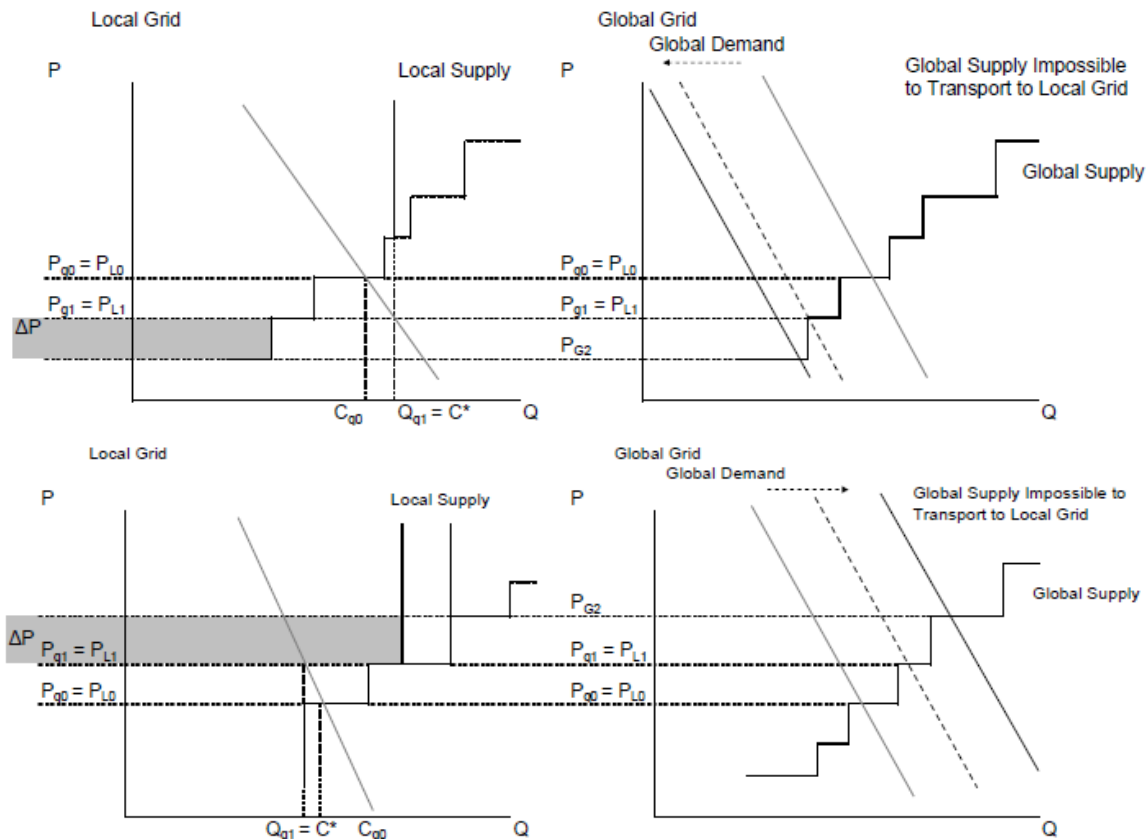
Ačkoli podpora *net meteringu* je v souladu se směrnicemi EU a vývojem na zahraničních trzích, globální pozice současného obchodníka (který může mít zákaznickou bázi rozprostřenou po celém území ČR) a důraz myšlenky na *time-shifting* klade významné požadavky na akumulační schopnost celé soustavy a může způsobovat lokální zatížení části DS. Lze tvrdit, že kdyby tyto možnosti existovaly, trh by se tímto směrem ubral již v minulosti. Z hlediska rozvoje SG je důležité právě **propojení** tohoto legislativního rámce se zpřístupněním technologií zvyšujících **flexibilitu** sítě a schopnost akumulace energie, a nadto je nezbytná přítomnost **vhodného obchodního modelu**. Technologické postupy jsou rozebrány v předchozích bodech – DSM, decentralizace soustavy a s ní související vhodné budování a skladba zdrojů. Konkrétní technologie v kapitole 3.

TEZE 2

Absence vhodného obchodního modelu může při stále dostupnějších technologiích akumulace zásadní, ne-li hlavní překážku implementace technologií SG a zvyšování flexibility soustavy.

Podpůrným argumentem této myšlenky budiž v první řadě úspěch společnosti Solar City s vlastním obchodním modelem prodeje kombinovaného systému solárních panelů a bateriového úložiště v USA. Za druhé pak i snaha společnosti ČEZ přenést tento model do střední Evropy, skrze akvizici podílu v německé Sonnenbatterie. Nutno podotknout, že se v obou případech jedná o investičně nejnáročnější řešení – akumulaci bateriovým Li-ion systémem. Dále o dostupnosti technologií bude pojednávat bod 2.7 a 3.2.

Velké množství distribuovaných zdrojů v lokální soustavě schopných komunikovat nabízí významný potenciál místní optimalizace výroby a spotřeby, zvyšující se se schopností akumulace dané soustavy. Rozvoj AMI a IOT nabízí také prostředky realizace této optimalizace. V případě takto nastaveného prostředí lze očekávat vznik subjektu, který bude tuto funkci vykonávat. Nepřímé, tržní řízení je pak komplexní variantou, která je předpokládána standardním pojetím SG, je ovšem velmi závislé na penetraci zařízeními ADCC a IOT a také rozsáhlou změnou celého trhu.



2-3 Rozpad lokálního a centrálního trhu v konceptu SG [Ada]

Může jít o samotný trh či hierarchizovanou **sestavu místních trhů**, kde budou spotřebiče (a zdroje) řízeny cenovými hladinami nejnižší úrovně trhu. Zobrazení tohoto mechanismu je sloučeno do grafiky 2-3 z převzatých zdrojů [Ada] – zobrazena je situace nadvýroby v lokální síti. Vlivem fyzického přebytku energie (nedostatek spotřeby) reagují trhy SG snížením jednotné cenové hladiny, jejím rozpadem (vliv nedostatečné přenosové kapacity), a dalším prohloubením na lokálním trhu. Tím dojde ke zvýšení lokální spotřeby a dosažení rovnováhy.

Dle literatury [Nor] může funkci trhu částečně zastávat samostatná entita – **Virtuální operátor zdrojů (VO)**. Obdoba celosystémového operátora, regulující odchylky v síti říditelnými zdroji, by byla jednodušší a investičně méně náročnou variantou. Neklade vysoké požadavky na výpočetní schopnosti spotřebičů, VO sám vypočítává stav sítě na základě jejích parametrů (účinník, napětí) a dat infrastruktury AMI (výkonové bilance) a zpětně zadává řídicí povely. V případě vysoké penetrace OZE může být lokální VO významným přispěvatelem stability a ekonomického provozu sítě. Rovněž může být z vnějšího pohledu dodavatelem reaktivní energie pro TSO i dalších služeb, z tohoto pohledu je ovšem nutné průběhové měření AMI s rozlišením menším než 15 min, což není

standardem. A navíc předpokládá vysokou flexibilitu zdrojů, vyšší, než jakou je většina OZE schopna poskytnout (viz 3.2)

Z pohledu rozvoje decentralizovaných sítí v ČR se nabízí porovnání funkce VO s řízením tuzemských sítí. Jak rozebírá kapitola 1, v ČR funkci výkonového řízení zdrojů a udržování kvality sítě vykonává primárně TSO. V sítích nižšího napětí DSO přebírá řízení spotřeby jednoduchou formou DSM – skrze systém HDO (viz 2.4.1). Je tedy možné konstatovat, že ačkoli současné možnosti řízení tuzemských sítí neposkytuje takové možnosti jako plnohodnotné SG, dlouhodobě je jeho efektivita natolik dostatečná, že skoková implementace komplexních SG není ekonomicky racionální. Navíc současné nastavení trhu vlivem *unbundlingu* neposkytuje dostatečnou motivaci pro tržní subjekty, aby významnější změnu připouštěly (viz 1.3).

Obchodní hledisko rozvoje SG spolu s možným nárůstem spotřeby vlivem zapojení dopravy (dále 3.3.4) do energetiky vedlo některé autory [NTN] k užití další tržní entity, a to **Agregátora trhu**, který by zprostředkoval výkonové toky mezi spotřebitelem a výrobcem v decentralizované soustavě na bázi burzovního vypořádávání. Z tohoto návrhu lze odvodit dvě důležité paralely:

Standardní koncept SG předpokládá zapojení spotřebitele jako aktivního hráče na trhu s elektřinou – z toho populární termín *prosumer* – jednotný trh by byl štěpen na lokální trhy respektující přenosové kapacity a **spotřeba by byla řízena cenovými impulsy lokálního trhu** (viz 2-3 a [Ada]). Tato představa de facto zapojuje spotřebitele do spotového obchodování s elektřinou, vyžaduje razantní zásah do mechanismů trhu a rozsáhlé instalace infrastruktury AMI a spotřebičů ADCC (viz 1.2).

Uváděný *agregátor trhu* splňuje tuto roli, která by v komplexních SG mohla být klíčová, z hlediska této práce je ovšem nevyhovující – nese s sebou zmíněné investice do infrastruktury a přebudování stržních struktur – tím tedy nesplňuje základní kritéria této práce vytyčená v úvodu práce a v úvodu kapitoly 2. Dále také komplikuje trh o působení další entity. Nicméně principy jeho funkce mohou být inspirací, jejich potenciál v decentralizovaném řízení toků energie **představuje významný potenciál efektivity řízení decentralizované soustavy trhu.**

2.6 Návrh obchodního modelu

Na základě *teze 1* o rozporu zájmů DSO a obchodníka, *teze 2* o bariéře implementace SG v podobě absence vhodného obchodního modelu, požadavcích NAP SG (bod 2.1) včetně využití HDO pro potřeby obchodníka (úvod kap. 2) je sestaven následující návrh obchodního modelu.

NÁVRH 1

V rámci stávající distribuční struktury dojde k oddělení malé, ucelené oblasti – jak geograficky, tak síťově – která bude vystupovat v roli lokální distribuční soustavy (LDS). Kontrolu nad LDS získá nově vzniklá lokální distribuční společnost (LDSO). Ta bude mít ve vlastnictví veškerou infrastrukturu LDS včetně HDO, a tím i právo k jeho užívání. Systém HDO bude LDSO ovšem používat pouze pro účely zabezpečení a udržení kvality dodávky elektřiny. V sekundární pozici, avšak majoritně, bude HDO využíváno lokálním obchodníkem (LO) pro účely tržní optimalizace.

LO bude využívat takové povely HDO, které mu budou přiděleny na základě otevřené aukce vyhlášené v pravidelných intervalech LDSO. Cena vzešlá z aukce bude představovat platbu LO za obchodní flexibilitu poskytovanou LDSO na základě možností distribuční sítě formou přístupu k systému HDO. Motivací LDSO je tuto flexibilitu (a její cenu) maximalizovat, obchodník využívá její ekonomický potenciál. LO získá spolu s právem k využití povelů HDO také přístup k potřebným informacím o stavu sítě. Vlivem jeho sekundárního postavení v hierarchii HDO je nucen optimalizovat i stav sítě tak, aby nebyl LDSO nucen využít svého práva primárního zásahu.

Výsledný ekonomický efekt obchodní flexibility (OF) se promítne do obchodní složky elektřiny koncového smart tarifu – plovoucí sazby zvýhodněné dle objemu OF poskytované odběratelem.

Forma (centrálního) trhu s elektřinou je tímto návrhem nedotknuta, není tedy nutné vytvoření lokálního trhu.

Termín *obchodní flexibilita* (OF) jako tržní subjekt aukce a obchodního vztahu mezi LDSO a LO bude v dále v práci používán ve významu definovaném tímto návrhem. Detaily a jednotlivá hlediska navrženého obchodního modelu budou rozebrány v následujících bodech. Některé body byly konzultovány s odborníky uvedenými v poděkování, i přesto by zejména právní stránka věci měla být před realizací konkrétních opatření recenzována komplexním právním posudkem. Technická realizovatelnost byla na základě konzultací ohodnocena jako rámcově proveditelná.

Spolu s návrhem je spojena také jeho hlavní hodnotící hypotéza. O její ověření se teoreticky pokusí následující rozbor v bodech 2.6.1-5 a prakticky na základě kritérií určených kapitolou 4 simulovaný model v kapitole 5.

HYPOTÉZA 1

Lokální obchodně motivované řízení obchodní flexibility je v souladu se strategiemi ČR i EU a může přispívat jak celkové flexibilitě soustavy a trhu, tak celkové ekonomické efektivitě.

Tvrzení o souladu se strategiemi EU a ČR může být považováno za platné vzhledem k bodu 2.1.

2.6.1 Vydělení LDS z širší distribuční oblasti

Základem pro realizaci navrženého obchodního modelu je vznik LDS. Ten může být iniciován mnoha způsoby a subjekty. Vzhledem k současnému vlastnictví DSO musí tento na vydělení oblasti souhlasit, nicméně evropské regule i národní akční plány jsou podpoře decentralizace nakloněny (body 1.5, 2.1 a 2.3). Navíc je tento postup dnes běžnou praxí, jak dokládá i *Přehled údajů o licencích udělených ERÚ*, kde je v současné době registrováno na 270 LDS, převážně v průmyslových areálech, či jiných ucelených oblastech [ERU3]. A právě ve vydělení souvislé oblasti spočívá idea návrhu (viz *hypotéza 1*).

Oblastí realizace obchodního modelu může být například:

1. Jednotlivý větší **bytový dům** (MOO; infrastruktura dle stáří domu a rekonstrukce);
2. Ohraničený blok **novostaveb** (MOO; lze předpokládat instalaci AMI);
3. Ohraničený blok **novostaveb a existujících obytných domů** (MOO; většina HDO);
4. Ucelená sídelní oblast – **město, vesnice** (MOO + MOP, popř. velcí odběratelé);
5. **Průmyslová či obchodní oblast** (průběhové měření, odběr dle diagramu) – průmyslové areály, obchodní domy a jiné (viz *Přehled údajů o licencích udělených ERÚ* výše).

Z rozdělení oblastí lze odvodit i budoucí právní vztahy subjektů a **způsob vydělení LDS** pro aplikaci navrženého obchodního modelu:

1. **Existující LDS** (případ 5) – jak bylo uvedeno, těchto soustav je cca. 270 a při již vydělené LDS, vlastněné soukromým provozovatelem by šlo o procesně nejjednodušší variantu.
2. **Zásahem municipality** (případy 1, 2 a 3) – obdobně jako jiné druhy infrastruktury (vodovodní síť a vodárna, kanalizace a čistička odpadních vod, komunikační, dopravní síť a dispečinky) je možné předpokládat, že s trendem zpětného odkupu těchto strategických aktiv obcemi od soukromých vlastníků může obec být iniciátorem odkupu LDS, v rámci decentralizace a působnosti samosprávy jde o pochopitelné rozhodnutí, v zahraničí aplikované.

3. **Vlastní iniciativou sdružení** (1, 2, 3) – tak jako průmyslové a obchodní oblasti za stávající situace našly ekonomické odůvodnění pro vydělení se, s navrženým obchodním modelem mohou z vytvoření LDS těžit i velká SVJ či obdobná sdružení (kupř. velké panelové domy, sídliště, aj.), mnohé z nich již mohou mít instalovány zdroje OZE a jiné systémy vyžadující podobnou úroveň jednání v rámci sdružení (OZE navíc přináší další potenciál pro realizaci obchodního modelu – viz body 2.7 a 3.1)
4. **Přistoupením na nabídku vnější společnosti** (všechny) – vzhledem k tomu, že může existovat subjekt, který bude spravovat více LDS, může jím být oblasti (stávajícímu DSO) předložena nabídka vydělení se pod jeho správu. Díky nastavení *právního unbundlingu* (bod 2.6.2, dílčí bod 2) tímto subjektem může být i dceřiná společnost obchodníka (a obráceně).

2.6.2 Právní postavení LDS a LO

Lokální distribuční společnost a obchodník budou podléhat evropské direktivě o *unbundlingu*. Pro orientaci se tento bod bude držet rozdělení oblastí *unbundlingu*, které bylo vytvořeno v bodě 1.3.

1. **Funkční unbundling** – oddělení LDSO a LO z hlediska funkce zachovává stejné základní schéma jako za stávající situace (viz 1.1). Také organizační začlenění obou subjektů zůstává shodné.

Vlastnictví veškeré infrastruktury (vč. HDO) zůstává na straně LDS, není tedy porušena nezávislost hospodářských rozhodnutí o provozu, údržbě a rozvoji sítí na jiných subjektech. Naopak je záměrně specifikováno, že motivace k rozvoji sítí vychází z racionálního navyšování vlastní ekonomické prosperity LDSO na základě vnější poptávky, navíc vzešlé z otevřené (nediskriminační) soutěže. Tento způsob přidělování dále maximalizuje ekonomickou efektivnost a transparentnost celého návrhu.

Poskytování *obchodní flexibility* jako služby tak splňuje pravidla *unbundlingu*, nadto podporuje konkurenční prostředí a dále vede k motivaci zvyšovat tolik žádanou (nejen dle NAP SG, viz 2.1) flexibilitu soustavy.

Jako součást aukčního subjektu (popř. nezávislá otevřená služba) bude poskytován reporting o stavu sítě v reálném čase obchodníkovi. Vlivem omezeného charakteru informací, sloužícímu pouze ekonomické optimalizaci při udržení bezpečnostních

podmínek LDSO, a zejména způsobem jasného vymezení působnosti obou subjektů na užívání HDO (a jeho hierarchii) nedojde k integraci rozhodování o provozu.

Mimo to, zájmy DSO a obchodníka jsou spíše v kontradikci, jak tvrdí *teze 1* a rozvádějí body 1.3 a 2.5. Lze tedy tvrdit, že tento návrh přispívá konkurenčnímu prostředí, transparentnosti a ekonomické optimalizaci a v důsledku je výrazně pro-spotřebitelský.

2. **Právní unbundling** – z pohledu právního oddělení také nedochází ke změnám současného stavu (viz 1.1). Díky jisté benevolenci direktivy o *unbundlingu* (viz 1.3) může být právní provázanost LDSO a LO dokonce ve vztahu mateřská – dceřiná společnost. Pro právní provázanost bude pravděpodobně rozhodující způsob vzniku a aplikace navrženého modelu (viz 2.6.1). Nicméně už způsob přidělování poskytování *obchodní flexibility* formou otevřené aukce zaručuje nediskriminační povahu návrhu.
3. **Oddělené vedení účtů** – ve světle 1. a 2. samozřejmé.
4. **Princip rovného přístupu** – Na způsobu stávajícího zveřejňování dat DSO nedojde realizací návrhu ke změnám. Data o stavu sítě poskytovaná LO mají jasně vymezený charakter, navíc bude tržně, konkurenčně a transparentně oceňován, obdobně jako *obchodní flexibilita*. Princip přidělování v otevřené aukci zaručuje transparentnost a rovný přístup.
5. **Regulace** – LDSO bude standardně podléhat regulaci ERÚ.

Díky koncepci obchodního modelu, která se snaží o minimální zásahy do současného stavu trhu a vztahů mezi subjekty, je možné předpokládat splnění direktivy o *unbundlingu*. Z přezkoumání konkrétních bodů rovněž nevyplývá rozpor s direktivou.

2.6.3 Technické aspekty návrhu

Při získání přístupu k povelům HDO bude lokální LO schopen řízení portfolia i se stávající infrastrukturou. Případné úpravy a nastavení instalovaných přijímačů HDO v OM musí být řešeny v souladu s normou o HDO (viz 2.4.1), části 11: Zvláštní požadavky pro přijímače hromadného dálkového ovládání.

Vzhledem k jednoduchosti systému HDO je veškerá změna spojená s aplikací návrhu omezena na přeprogramování přijímačů HDO v OM, což díky tomu, že naprostá většina přijímačů je moderní,

s programově volitelnými kódy (příklad sekvence viz 2.4.1), není významný problém. Na základě konzultací uvedených v poděkování, jmenovitě EGÚ Brno, byla technická stránka implementace návrhu vyhodnocena jako realizovatelná, dále nebude rozebírána, ale stejně jako důkladný právní rozbor by měla být vypracována i potvrzující technická analýza aplikace návrhu.

Hledisko reportingu dat mezi LDSO a LO spočívá v přenosu dat o stavu sítě potřebných k vymezení výkonových možností *obchodní flexibility* obchodníkovi, kvalitativní a bezpečnostní dohled vykonává LDSO s právem primárního zásahu. Reporting obdobně jako HDO nepředstavuje významnou bariéru. Obdobně, jen v opačném směru, bude LO zasílat žádosti ovládnutí HDO, které budou vysílány infrastrukturou HDO (viz 2.4.1) s právem primárního zásahu LDSO.

Vzhledem k vlastnictví infrastruktury LDS a koncepcí návrhu jako obchodního modelu za minimálního zásahu do technických prostředků lze návrh považovat za realizovatelný.

2.6.4 Návrh z pohledu LDS

Pro **lokálního distributora** se přes prvotní změnu zažitého fungování distribuce (ač pro nově vzniklý subjekt nemusí znamenat změnu) příliš nemění, a pokud, jde spíše o procesní změnu. Jak bylo uvedeno, LDSO bude mít funkci bezpečnostního dohledu nad užíváním HDO s právem primárního zásahu, k jehož užívání by však vlivem reportingu stavu a možností sítě obchodníkovi nemělo docházet často.

Samotný reporting stavu sítě a možnosti využití *obchodní flexibility* v reálném čase je novou činností, nicméně jde o činnost, která bude automatizována s minimálními nároky na systémové prostředky. Celá změna užívání HDO může být pro LDSO naopak prostředkem úspor, odpadnutím sestavování vysílacích plánů HDO, a zbylý dispečink stavu sítě může být rovněž téměř jistě automatizován. Ostatně lze hledat jistou paralelu s automatizací řízení přenosových sítí, které je mimo jiné součástí plánů NAP SG (viz 2.1).

Návrh jako celek tak pro LDSO může přinést urychlení automatizace provozu a snížení mzdových nákladů. Vlivem podružného postavení HDO na straně LDS bude zvýšena důležitost primárního zájmu – obnovy a provozu LDS.

I z důvodu těchto změn je možné předpokládat četnost 4. způsobu vzniku LDS (viz 2.6.1) pod subjektem, který zastřešuje a spravuje více lokálních soustav. Popřípadě delegaci správy LDS (kupř. městem, sdružením) tomuto subjektu. Vznik správců LDS a jejich konkurenční boj by dále mohl přispět zefektivňování trhu i správě sítě, a to ve směru od koncových částí sítě, tedy **v souladu**

s **trendem a zájmem decentralizace** (viz 2.3). Navíc takto nastavená postupná proměna distribučních sítí by mohla způsobit řetězový efekt, který by umocnil *hypotézu 1*, a při její platnosti by změna dále navyšovala efektivitu původní myšlenky.

Při této řetězové verzi nelze opomenout *vodárenský efekt* v teplárenství a případně se vyvarovat obdobným důsledkům. Řetězový efekt v tomto případě je však založen na odlišném mechanismu – zatímco v teplárenství je efekt založen na **úbytku** celkové spotřeby vlivem postupující decentralizace a záměny zdroje tepla z CZT za jiný, změna v důsledku návrhu **zachovává** objem spotřeby, pouze se snaží o její efektivnější řízení. Tento zásadní rozdíl je způsobem (nutného) vyloučení opakování neblahých změn v příbuzném sektoru.

Zachování stávající spotřeby, primárního zájmu LDSO ve správě sítě a v poslední řadě pak tržní ocenění *obchodní flexibility* aukcí jsou argumenty pro udržení stávajících příjmů LDSO. Spíše se nabízí prostor pro jejich navýšení vlivem způsobu ocenění *obchodní flexibility*:

- Vnesení nového **tržního fenoménu** aukce do obchodního modelu LDSO (maximalizace ceny)
- **Motivací LDS i LO o zvyšování efektivity** v novém prostředí konkurenčního prostředí
- **Motivace LDS k automatizaci**, zaměření na obnovu sítě a **úspora mzdových nákladů**
- Zachovává regulační dohled a stanovení povolených výnosů dle *rovnice 01*, a tím i současný motivační mechanismus hospodaření LDSO popsany v bodě 1.1

Předchozí odstavce obhajují efektivitu návrhu z hlediska LDS a vyvracejí rizika negativní decentralizace z pohledu stávajících DSO. Je ovšem potřeba zmínit poslední velmi důležité hledisko – vzhledem k rozpracování myšlenky vzniku subjektů spravujících více LDS není vyloučeno, a je to dokonce možno považovat za pravděpodobné i žádoucí, že takovými *správci LDS* se stanou dcery či přímo **stávající DSO**.

Šlo by o logický efekt udržení a využití *know-how* a v důsledku by představený návrh spustil proces **zvyšování efektivity změnou z centrálního na decentralizované řízení sítí** (dle *hypotézy*), a to samovolně, pouze **umožněním vstupu nového tržního principu** oceňování *obchodní kapacity* LDSO a jejím využitím obchodníkem při **zachování stávající spotřeby i technologií**. Jde o strategii, která je v souladu s trendem decentralizace (3.2), **požadavky NAP SG** (2.1) i evropských směrnic o efektivitě (1.5). Navíc by umožnila lepší **využití stávajícího systému HDO dle principů SG**, nekladla enormní požadavky na implementaci AMI a ADCC a v neposlední řadě by nenásilně

provedla změnu obchodního modelu, která by byla **mezistupněm a přípravou na implementaci obchodního modelu plnohodnotných SG.**

Vzhledem k uvedenému lze ohodnotit potenciál návrhu 1 z pohledu LDSO jako kladný, jeho zájem řízení stavu sítě (viz 1.1 a promítnutí do ceny 1.4) zůstává zachován, navíc s potenciálem optimalizace lokálním řízením. Díky zaměření práce na obchod, ale i přenesení (majority) řízení na LO bude návrh 1 dále zkoumán pouze z pohledu obchodníka.

2.6.5 Návrh z pohledu obchodníka

Z pohledu **lokálního obchodníka** jde v návrhu o významné rozšíření pravomoci a obchodních možností. Na základě bodu 2.1 lze ovšem tvrdit, že ačkoli podobné řešení není v NAP SG uváděno a spoléhá se spíše na komplexní SG v delším období, je návrh v souladu s tímto dokumentem. Důvody pro toto tvrzení byly probrány v předchozích kapitolách, předchozí bod se pak věnoval legislativě EU.

Na základě vlastní analýzy tržního potenciálu *obchodní flexibility* bude LO vstupovat do aukce, kde bude jeho nabídka konfrontována konkurencí i minimální požadovanou cenou dražitele, LDSO. Tím je kladen tlak na efektivitu celého systému. Ocenění OF obchodníkem bude probíhat pravděpodobně simulačními metodami výkonového profilu a jeho cenou dle křivek HPFC (o tom dále v kap. 4).

Obchodník je dle pravidel *unbundlingu* (viz 2.6.2) oddělen od LDSO, a tím nic nebrání účasti o pozici LO v aukci i těm obchodníkům, kteří nesídlí v dané oblasti (podobně jako LDSO, i LO může být již existující obchodník). Návrh je formou reportingu dat nastaven tak, aby byl celý systém co nejtransparentnější a podporoval konkurenci. Postupem realizace obchodních modelů na základě návrhu tak lze předpokládat zájem obchodníků o pozici LO v několika LDS najednou a nemusí tak jít o samostatný subjekt vzniklý současně s LDS v rámci bodu 2.6.1.

Role obchodníka se tak ve výsledku nemusí měnit, v rámci jeho portfolia úspěchem v aukci dojde k rozšíření o *obchodní flexibilitu*. Ta má **primární charakter spotřeby**, ovšem z rozdělení uvedeného v bodě 2.3 a definice DSM tamtéž totiž plyne, že spotřebu, která může být posunuta v čase (*time shifting*) **lze považovat za zdroj**. Tímto bude OF v portfoliu obchodníka unikátní a bude plnit vyrovnávací funkci – možnost časové arbitráže. Toto tržní zvýhodnění LO v pozici cenového arbitra DT je přidanou hodnotou udávající cenu nabídky v aukci.

Z hlediska **marketingového modelu** bude LO zvýhodněn oblasti LDS oproti konkurenci, jelikož využitím *obchodní kapacity* bude moci nabídnout uživatelům v rámci souvisejícího *smart tarifu* výhodnější nabídku vlivem efektivnějšího hospodaření v decentralizované LDS. Nastavení cen je předmětem konkrétní obchodní strategie, bude však vždy vycházet z nákladového ocenění. Vlivem oddělení distribuční části a obchodu (viz 1.1, 1.3 a *návrh 1*) je **základem nákladového ocenění smart tarifu silová složka elektřiny** (stejně jako u současného oceňování obchodníkem, viz 1.4). Celkový ekonomický efekt OF bude promítnut zvýhodněním plovoucí sazby odběratele, dle jeho příspěvku k OF. Tento postup je plně v souladu se snahami EU a ERÚ o narovnání trhu a umožňuje maximální férovost a transparentnost, stejně jako **motivaci všech subjektů navyšovat celkovou flexibilitu** – viz *unbundling* (2.6.2) a koncepce nové tarifní struktury (2.2).

V praxi bude *trader* LO vedle nakoupené výroby a odběrových diagramů spotřeby alokovat kapacity na DT a VDT volněji a využívat *obchodní flexibility* k časové arbitráži (neboli, v terminologii SG, využívat *time shiftingu*).

Postavení LO v tomto modelu bylo do jisté míry inspirováno funkcemi VO a zejména *agregátora trhu* z teorie komplexních SG (viz 2.5) – jejich funkce byly delegovány obchodníkovi z následujících důvodů:

1. **Zachování formy trhu** – trh není rozšiřován o další subjekt;
2. **Přístup obchodníka k DT a VDT**, tedy možnosti tržní optimalizace (*agregátor*) a zároveň přístup ke **zdrojům i spotřebě** v oblasti (VO a *agregátor*);
3. **Možnost řízení obchodní flexibility** – při pohledu na OF jako zdroj zastupuje VO.

A zatímco LDSO je motivován ke zvyšování *obchodní kapacity* na straně potenciálu DSM, a tím nabízet (v aukci) obchodníkovi lepší službu, opačně je **LO motivován k synergii s LDSO následovně**:

1. **Udržuje síť v mezích** stanovených LDSO na základě reportingu stavu sítě (nenutit jej k zásahu do OF, viz *návrh 1*);
2. **Motivuje odběratele ke zvyšování OF** zvýhodněným plovoucí sazby *smart tarifu*, tím se tvoří synergický kruh mezi LDSO a LO vedoucí ke zvyšování celkové efektivity (viz *hypotéza 1*);
3. **Uchovává rezervovaný příkon** na hranici LDS – vlivem zachovaného objemu spotřeby (o dalších důsledcích v dalším bodě) a snahou o optimalizaci stavu sítě (ad. 1) i tržní

optimalizaci (nákup potřebného výkonu LDS na trhu vs. z lokálních zdrojů bilaterálně a užívání *obchodní kapacity* k vykrývání formou *time shiftingu* – o tom níže).

Jak uvádí předchozí bod, LO bude vždy zvažovat další zefektivnění obchodního modelu všemi prostředky, zaprvé spotřebou a DSM v podobě *obchodní kapacity* a zadruhé pak další složkou portfolia – výrobou.

HYPOTÉZA 2

LO je motivován ke kombinaci nákupu výroby v oblasti LDS a její optimalizaci pomocí obchodní kapacity. Vzhledem k oblasti decentralizace mohou být výrobními zdroji převážně OZE.

Tato dílčí hypotéza je závislá převážně na cenách elektřiny na trhu a lokální výroby a dalšímu ověření a rozboru se věnují kapitoly 4 a 5. Pro další rozbor předejměme, že bude ukázáno, že bilaterální nákup lokálních zdrojů (OZE) je z hlediska LO výhodnější, než nákup potřebné energie na trhu. Sekundárním, ale podobně důležitým důkazem platnosti hypotézy je 1. a 3. příklad synergie mezi LDSO a LO (zde výše). V důsledku těchto důvodů (i následujícího odstavce) může být s odvoláním na pozdější přezkoumání v kapitolách 4 a 5 hypotéza předběžně považována za platnou.

Vlivem provázanosti subjektů obchodním modelem je v zájmu LO udržovat LDS ve stavu vyhovujícím oběma stranám. V důsledku je tedy LO motivován:

1. **preferovat lokální výrobu uvnitř LDS** (s důrazem na dostupnost OZE v oblasti);
2. **vyrovnávat výrobu OZE pomocí *obchodní kapacity*** a tím:
 - a. sledovat své obchodní zájmy – možnost časové arbitráže;
 - b. udržovat síť v mezích daných LDSO – využívat *time shiftingu* pro stabilitu sítě;
3. **navyšovat *obchodní kapacitu* synergicky s LDSO** (viz výše) a v důsledku
4. **dosahovat bilančně i výkonově vyrovnaného stavu při maximální efektivitě** (výše).

Odvození tohoto mechanismu *návrhu 1* je zásadní z pohledu hodnocení obchodního modelu. Podobně jako byly odkryty synergické efekty fungování vztahu LO – LDSO vzniklé díky nastavení obchodního modelu a měnící současný rozpor mezi nimi (viz *teze 1*), důsledkem této série implikací je teoretické prokázání platnosti jeho hodnotící *hypotézy 1*.

2.7 Přechod na pokročilé SG

Jak popisuje rozbor v podkapitole 2.6 a dílčích bodech, obchodní model LDS je navržen tak aby přinášel minimum technologických změn a vytěžil maximum ze stávající infrastruktury (viz 2.6.3), tou je převážně HDO. Nicméně už rozbor v bodě 2.6.1 předpokládá možné scénáře s kombinací infrastruktury, či s plným zastoupením pokročilé infrastruktury SG (rozdělení v bodě 2.4.3). Cílem úvah bylo sestavení obchodního modelu tak, aby byl aplikovatelný na jakoukoli LDS a nespoléhal na rozsáhlé zastoupení či investice do AMI a zařízení ADCC. Je tedy možné tvrdit, že jeho aplikací dochází k vytvoření předstupně budoucích SG založených na decentralizaci sítě a implementaci těchto zařízení. Nicméně pokud by dle bodu 2.6.1 došlo ke scénáři vytvoření LDS například v areálu rezidenčních novostaveb, kde se měřicí zařízení v celé LDS zakládají na technologiích AMI, půjde o situaci hrající výrazně ve prospěch *návrhu 1*.

Zatímco v současném stavu je vyžadován reporting stavu sítě z centrálního uzlu LDS, při penetraci AMI by bylo možné dokonalé řízení jednotlivých částí sítě v menším intervalu a v závislosti úrovně zařízení (TČ a jiné) i možnosti několikasupřínového řízení na jednotlivých OM. Ani v případě novostaveb však nelze v současnosti předpokládat větší penetraci ADCC zařízeními. A přestože rozdělení zátěže pro potřeby přesnější říditelnosti lze řešit alternativními metodami, jako rozdělení do povelových skupin HDO, zkoumání obchodního modelu v plném zastoupení HDO lze označit za nejnejpříznivější situaci, a i proto další implementace prvků SG v síti bude výrazně zlepšovat možnosti využití *obchodní flexibility*.

Přesto, že zastoupení AMI je žádoucí a ku prospěchu *návrhu 1*, další analýza bude prováděna v nejnejpříznivější stávající variantě, s vybavením LDS infrastrukturou HDO.

2.8 Budovy a DSM

Budovy jsou zodpovědné za 40 % emisí vyprodukovaných na území EU, a proto je na jejich energetickou účinnost kladen velký důraz. Z toho plyne i tuzemská aplikace regulace v oblasti výstavby dle harmonogramu uvedeného v bodě 1.5, jejímž cílem je postupný přechod k budovám s *téměř nulovou spotřebou energie* do roku 2020. K naplnění budou dopomáhat rozsáhlé podpůrné programy financované převážně ze strukturálních fondů EU. (viz 1.5)

Aktuální třetí výzva pro rodinné domy v programu *Nová zelená úsporám* (NZU) je rozdělena do tří oblastí podpory:

1. Stávající domy

Dotace na zateplení obálky budovy – výměna oken a dveří, zateplení obvodových stěn, střechy, stropu a podlahy;

2. Výstavba domů s nízkou energetickou náročností;

3. Efektivní využití zdrojů

- Výměna neekologického zdroje tepla za šetrné zdroje (jmenovitě kotel na biomasu, plynový kondenzační kotel, **tepelné čerpadlo**) včetně výměny elektrického vytápění;
- Instalace solárních termických a fotovoltaických systémů;
- **Rekuperační systémy** nuceného větrání. [NZU]

V oblasti bytových domů je nastavení systému zaměřeno (velmi podobným způsobem) na renovaci stávajících domů při zvýšení jejich energetické účinnosti. Program *Panel 2013+* je koncipován se stejným cílem a je realizován formou úvěrových bonusů na uznatelné revitalizace panelových domů.

Právě i díky nastavení dotačních programů a vlivem zpřísnujících se požadavků EU na energetickou efektivitu nových staveb se v ČR zvyšuje počet instalací tepelných čerpadel a částečně i rekuperačních systémů v novostavbách. Tato řešení bývají majiteli a obyvateli vnímána pozitivně nejen z hlediska provozních nákladů, ale i kvality bydlení, tepelné pohody a podobně. Oproti tomu způsob renovací bytových domů v současné době nevyužívá nabízené možnosti úplně, mnohdy s kontraproduktivními důsledky pro kvalitu bydlení. Tím je myšlen paradox snížení kvality vzduchu v renovovaných bytových a panelových domech. Vlivem vysoké těsnosti moderních oken a opláštění budovy přídatnou vrstvou izolace (mnohdy i > 20 cm porézního polystyrenu) se minimalizuje přirozená výměna vzduchu pláštěm budovy. Lze tvrdit, že bez automatizovaného systému není možné dosáhnout optimálního provětrávání místností, a je častou zkušeností, že v takto rekonstruovaných domech bývají výrazně přesahovány doporučené koncentrace CO₂ (až 5 000 ppm oproti doporučeným 450 – 1000 ppm, vedoucí k bolestem hlavy, pocitu těžkosti, nekvalitnímu spánku, atd.) a výrazně zvýšená vlhkost (není výjimkou, že vzhledem k špatně zvolené či provedené izolaci dochází i ke zvýraznění tepelných mostů a kondenzaci vodních par na zdech a kolem okenních rámců, následky jsou přímo těžké dýchání, bronchitidy a alergie pak ve spojení s výskytem plísní). To má za následek paradox snížení kvality bydlení následkem rekonstrukce. Bohužel je toto v ČR velmi častý a nepříjemný problém. [Eko1]

Ze zprávy o výsledcích prvního podpůrného programu *Zelená úsporám* v roce 2013 lze získat informace o struktuře rekonstruovaných domů. Z toho většinu zastávají rodinné domy (RD) – 92,4 % (68 273 žádostí), zbytek bytové domy (BD; 5 643 žádostí). Nejčastějším opatřením (56,2 %,

neboli 41 544 proplacených žádostí) byla v oblasti zateplení (na celkovém objemu podpory se podílela 86,1 %). [NZU]

V článku z roku 2014 MF DNES [MFD2] uvádí, že v ČR je zatepleno 200 000 RD, z toho polovina špatně, ať už z hlediska špatně navrženého opatření a snížení možných úspor, tak z hlediska kvality (vlhkost, apod.). V jiném rozhovoru s ředitelem Šance pro budovy je řečeno, že při rekonstrukcích bývá opomenuto

„...větrání. Domy s těsnými okny ztrácejí přirozenou výměnu vzduchu. Abyste se nedusili ve vlastním vydýchaném vzduchu, mělo by se každé dvě hodiny větrat. To však nikdo nedělá. Nejlepší je pořídit si centrální jednotku řízeného větrání, která má zároveň rekuperaci odpadního tepla. Je vhodné to udělat spolu se zateplením, protože se dělají díry do fasády. I když je možné na to získat dotaci, řeší se větrání jen asi u pěti procent projektů.“ [MFD1]

Z výsledků výše uvedené analýzy Zelené úsporám lze zjistit, že z celkového počtu žádostí šlo o zanedbatelných 1,69 %.

Kritéria hodnocení energetických standardů budov jsou odstupňována dle spotřeby energie následovně (pro srovnání běžné, starší zástavby se spotřebou 250 – 300 kWh/m²/rok):

- Úsporné domy: < 70 kWh/m²/rok
- Nízkoenergetické domy: < 50 kWh/m²/rok
- Pasivní domy: < 15 kWh/m²/rok

Z hlediska této práce představují instalace rekuperačních systémů a tepelných čerpadel neopomenutelný trend a také významnou příležitost pro využití **potenciálu DSM**.

2.8.1 Tepelná čerpadla

Tepelné čerpadlo (TČ) je alternativním zdrojem energie, který odnímá teplo z vnějšího prostředí a převádí jej na vyšší teplotní hladinu pro potřeby vytápění nebo ohřevu vody. Kompresorem stlačené chladivo předává otopné sestavě energii za vyšší teploty, než za jaké byla převzata ve výparníku.

Typy tepelných čerpadel jsou dány kombinacemi vnějších (in) tepelných médií vzduch – voda – země a vnitřních (nejčastěji voda, event. vzduch; out):

– **Vzduch/voda (in) – vzduch (out)**

Jednoduché a levné řešení, aplikovatelné pro jakoukoli stavbu a pozemek, možnost dochlazování. Základní klimatizační jednotky vzduch-vzduch lze pořídit od 25 000 Kč. Přibližně o 30 % vyšší spotřeba a menší výkon oproti typu země/voda (silná závislost na teplotním spádu).

– **Voda (in) – země (out)**

Náročnější řešení s lepší účinností a stálým výkonem během roku, ale vyššími náklady. V případě zemního roštu potřeba dostatečně velkého pozemku, řešení hloubkovým vrtem je investičně nejnáročnější (včetně stavebního povolení, cca 350 tis. Kč pro běžný rodinný dům), nabízí ale nejlepší stabilitu výkonu i vysoký topný faktor a bezproblémové chlazení v létě.

– **Voda (in) – voda (out)**

Obdoba předchozí varianty, díky vodě jako venkovnímu médiu dosahuje nejvyššího topného faktoru, v případě využití studní nižší náklady než pro nový zemní vrt.

Možnost **průmyslových** instalací k využití energie odpadního tepla.

V případě povolení správce povodí je možné využít vodní plochu v kombinaci s tepelným roštem, jedná se o nejlevnější řešení v této variantě.

– **Vzduch (in) – voda/země + odpadní vzduch (out)**

V různých sestavách je tepelné čerpadlo používáno jako doplněk nebo náhrada rekuperačních systémů. Jedná se o komplexní řešení energetické účinnosti a kvality vzduchu používané převážně pro stavby v nízkoenergetickém či pasivním standardu.

U tepelně a technicky dobře navržených nových budov se oproti plynovému vytápění systém s TČ blíží 80% úsporám v provozních nákladech s návratností okolo 6 let (odvislé na typu). U rekonstruovaných budov velmi záleží na provedení rekonstrukce, při vysokém prostupu tepla obálkou domu je tepelné čerpadlo řešením s náklady blízcími se kotlům na pevná paliva, má ovšem nesporné výhody z hlediska komfortu užívání a ekologie [Naz].

Systém tepelných čerpadel je často doplňován o **zásobník teplé vody** zvyšující setrvačnost systému a ekonomii jeho provozu (užití teplovodní akumulace dále v 3.2.3). Ve světle **návrhu 1** skrývají tato řešení potenciál DSM a budou dále rozváděna a aplikována v kap. 5.

2.8.2 Rekuperace

Nucená ventilace objektu s rekuperační jednotkou (RJ) je energeticky vysoce účinný proces nakládání s energií vynaloženou na vytápění kombinující mnohé výhody. Principem je dvojitý, oddělený systém ventilace přiváděného a odvětrávaného vzduchu s hnacími ventilátory a výměníkem tepla. Ve výměníku je předáváno teplo odváděného vzduchu skrze membrány vzduchu přiváděnému. Kvalitní systém za dobrých podmínek dosahuje účinnosti přes 90 %.

Moderní těsné budovy s nucenou výměnou vzduchu mohou mít problémy s nedostatečnou vlhkostí vzduchu (< 20 %), naopak zateplené budovy jsou ve většině případů ponechány bez nuceného větrání, s poměrně závažnými důsledky popsány v předchozím bodě. Oba tyto problémy jsou snadno řešitelné při vhodném návrhu a implementaci RJ vzhledem k parametrům (zateplení a utěsnění) budovy a dále pak využitím entalpického výměníku (kupř. *Zehnder ComfoAir*) schopného vyrovnávat vzdušnou vlhkost skrze polymerovou membránu až v rozmezí 70 %, popř. využitím mlhovinových rozprašovačů (včetně profesionálních řešení pro velké instalace typu *Merlin Orbit Mikro Drop*). [Zeh]

Další nezbytnou součástí RJ je *dohřev*. Obzvláště v nízkoenergetických a pasivních stavbách, kde ventilace může zároveň sloužit jako hlavní zdroj tepla, dochází v době podprůměrné teploty k temperování systému, a to už na vstupu přivodního vzduchu před výměníkem (tak aby nedošlo k zamrznutí systému). Budova pak může být vybavena dalšími topnými systémy, včetně **akumulační nádrže** teplé vody (obdobně jako TČ výše) sloužící pro účely temperování. Tím bývá dosahováno významného navýšení stability a ekonomie systému, obzvláště v kombinaci se solárními teplovodními kolektory, nebo fotovoltaickými panely. Užití teplovodní akumulace bude rozvedeno v bodě 3.2.3.

V letním období je důležitá funkce *bypassu*, který umožňuje obtok výměníku přiváděným vzduchem, aby nedocházelo k přehřívání interiéru. A stejně jako dohřev zvyšuje tepelnou pohodu v zimě, je v létě mnohdy žádoucí dochlazování interiéru.

Z důvodu *dochlazování* je proto ideální **kombinace systémů** nucené ventilace RJ s tepelným čerpadlem (v tomto případě voda nebo země), čímž je docíleno jak zimního dohřevu, tak letního dochlazování, a jedná se tak o moderní ucelený systém řešení výměny vzduchu, vytápění a ohřevu teplé vody. Vše s provozními náklady pouze na spotřebu elektřiny k provozu zařízení (ventilace, čerpadlo a kompresor). Jakkoli se jedná o ucelené, maximálně efektivní a ekologické řešení, vzhledem k vysokým investičním nákladům je ekonomicky odůvodnitelné pouze u domů o velmi vysokém standardu energetické účinnosti.

2.8.3 Návrh opatření pro komplexní renovace a výstavbu budov

ČR v současné době nedisponuje závazným právním předpisem upravujícím intenzitu větrání obytných prostor. Nicméně vzhledem k velmi neuspokojivému stavu rekonstrukcí bytových budov pouhým opláštěním izolací a utěsněním budovy (výše) je vhodné navrhnout zhodnocení přínosů takového předpisu, se zahrnutím všech zdravotních důsledků, kvality a komfortu bydlení. Nicméně nemusí dojít nutně k regulaci a nařízení realizace opatření zlepšujících neuspokojivý stav.

NÁVRH 2

Jako komplexní řešení problematiky moderních budov lze považovat zvýhodnění v systému investičních pobídek pro taková opatření zvýšení energetické účinnosti budov, která kombinují opatření v oblasti zateplení s nuceným větráním a rekuperací (RJ). Přínosná je rovněž instalace vytápění (i v kombinaci s RJ) pomocí tepelných čerpadel (TČ) a teplovodní akumulace (TVA), které na jedné straně zvyšují efektivitu těchto systémů, na druhé pak mohou navyšovat potenciál říditelné spotřeby v rámci soustavy (viz obchodní flexibilita v návrhu 1).

Ke zvážení je i zahrnutí příspěvku na dodatečnou implementaci ventilačních systémů RJ (TČ a TVA) pro vlastníky budov, kteří již aplikovali opatření snižující tepelné ztráty budovy (včetně těch, kteří využili příspěvků uplynulých programů Zelená úsporám, Panel, apod.), zvláště pokud došlo k negativním důsledkům z hlediska kvality bydlení.

V závislosti na zvoleném systému (a tedy zdroji zbytkové energie, kterou je nutno dodat na dohřev a provoz systému) je též pravděpodobné dosažení dodatečných energetických úspor, a tím plnění NAP EU a souvisejících evropských směrnic. (Další zmíněné přínosy jsou obtížně hodnotitelné ekonomicky, nicméně ve spojení investiční podporou by jistě přispěly k motivaci aplikovat tato opatření, vzhledem k mnohdy velmi neuspokojivému současnému stavu.)

2.8.4 Vliv navrženého opatření na DSM

Návrh uvedený v předchozím bodě by vedl ke **snížení celkové** spotřeby energie v budovách. Lze odhadovat, že větší část energie na vytápění získávaná v současné době z vlastního zdroje či CZT by byla šetřena zpětným ziskem RJ (popř. TČ), menší část odpovídající vlastní spotřebě těchto systémů by měla výhradně formu elektřiny. Efektivita využití PEZ je dána palivovým mixem výroby tepla (úspora) a elektřiny (nárůst) a jejich účinnostmi.

V tabulce 2-4 je popsán potenciál úspor takové instalace pro průměrný byt v ČR a spotřeba elektřiny na provoz soustavy nuceného větrání (ta je lehce vyšší než v modelu EkoWatt v dalším bodě, lze tedy hovořit o pesimistickém odhadu).

1	Plocha domácnosti	57,8	m ²	(prům. obytná plocha [ČSÚ])
2	Úspora tepla RJ	80	%	(odhad - viz 3.1.2 a [Eko2])
3	Výměna vzduchu	150	m ³ /h	(odhad - [Zeh] a [Eko2])
4	Spotřeba RJ (el.)	0,29	W/m ³ /h	(kontinuální provoz [Zeh])
5	tj.	381,1	kWh/rok	

	opatření	měrná roční		celková roční	
6	žádné	250	kWh/m ²	14 450,0	kWh
7	zateplení	70	kWh/m ²	4 046,0	kWh
8	zateplení + RJ	14	kWh/m ³	809,2	kWh
9	úspora (RJ)			3 236,8	kWh

2-4 Spotřeba domácnosti - zateplení, RJ

Při předpokladu realizace navrženého komplexního řešení v uplynulém programu *Zelená úsporám* v 20 % případů z celku opatření v oblasti A – úspory energie na vytápění (viz bod 2.8, celkem 41 544 žádostí), šlo by celkem o 8 309 opatření úspor na vytápění spolu s nucenou ventilací a RJ. To při spotřebě elektřiny takového systému dle tabulky 2-4, ř. 5, znamená dodatečnou spotřebu elektřiny v ČR v objemu **3 167 MWh ročně**. To je základní úhrnná spotřeba (A) na provoz ventilace.

NÁVRH 2a

Základní spotřeba (A) systémů nuceného větrání může být v rámci LDS řízena primárně pomocí HDO či AMM. Sekundární řízení je ponecháno v diki ovládacích čidel zařízení. Touto změnou instancí řízení bude s postupným nárůstem instalací ventilačních systémů dosaženo nárůstu říditelného výkonu v síti. Nastavení úrovně řízení musí být kompromisem mezi kvalitou služby pro uživatele a přínosem na straně LDS, potažmo obchodníka.

Lze předpokládat, že omezení výkonu ventilačních zařízení je odvislé na technologii řízení sítě. Systémem HDO je možné **blokování odběru spotřeby A v několika hodinách nedostatku výkonu** v síti, a to s přihlédnutím k základnímu charakteru této spotřeby a nutnosti vysoké míry kontinuity provozu ventilačních zařízení RJ. V případě instalace infrastruktury AMI je možné předpokládat vyšší flexibilitu řízení úhrnné *spotřeby A* až v rozmezí 0 – 100 %, ať už z hlediska plynulejší regulace výkonu zařízení, tak z hlediska kratších intervalů a interakce spotřebičů včetně stanovení preferencí uživatele (kupř. na základě cenových impulsů), jak předpokládá standardní chápání konceptu SG.

Při předpokladu realizace navrženého komplexního řešení v uvedených případech spolu s dochlazováním pomocí TČ, jednalo by se při chladicím výkonu průměrné jednotky 2,2 kW při 8 309 instalacích o dodatečnou spotřebu v ČR o výkonu **18,3 MW**. To je dodatečná úhrnná spotřeba (B) na dochlazování.

NÁVRH 2b

Dodatečná spotřeba (B) dochlazování pomocí TČ může být v rámci LDS rovněž řízena primárně pomocí HDO či AMM. Sekundární řízení je ponecháno v diki uživatele. S nárůstem instalací RJ + TČ bude dosaženo dalšího, významného nárůstu říditelného výkonu v době letních špiček. Míru flexibility tohoto zatížení lze ohodnotit jako vyšší než u spotřeby A.

Omezení výkonu dochlazování je opět odvislé na technologii řízení. Systémem HDO by v tomto případě docházelo k **odblokování odběru spotřeby B** v těch hodinách špičkového zatížení, kdy je soustava **přebytková**. Kontinuita chlazení není v obytných (kancelářských, atd.) prostorech tak významným faktorem jako výměna vzduchu, a proto na úkor mírného snížení uživatelského komfortu lze dosahovat vysoké flexibility řízení spotřeby B. V případě instalace AMI je možné znovu předpokládat dílčí doplnění možností ovládání systému, zásadnější roli zde bude mít vstup uživatele skrze sekundární řízení (výše).

Také lze konstatovat, že obdobná strategie by byla i v zájmu řízení velkých distribučních oblastí, s vyšší motivací v oblastech velkých měst a zejména Prahy, kde už nyní klimatizační jednotky představují významné zatížení zvýrazňující špičky v horkých dnech, a flexibilita v této části spotřeby (doprovázená odpovídající sazbou) bude stále více žádoucí. To je domněnka potvrzená na konzultaci v EGÚ Brno.

NÁVRH 2c

Spotřeba (C) na dohřev může být řízena obdobně jako spotřeba A. Vzhledem k nižší míře možnosti omezení komfortu na straně uživatele je přípustné blokování spotřeby pouze v několika hodinách dne, jak je tomu u nové sazby D57d. Z porovnání charakterů spotřeby A – C vyplývá rozdělení strategií jejího řízení dle teplotních podmínek jednotlivých dní.

2.8.5 Vedlejší přínosy navržených opatření

Úvodní odstavec předchozí kapitoly uvádí, že instalací RJ by došlo k celkovému snížení spotřeby energie v budovách a že efektivita využití PEZ je silně závislá na struktuře paliv užitých k získání

tepla a elektřiny. Environmentální přínos navrženého řešení je tak velmi individuální, a i proto zde nebude obsáhleji vyčíslován, vlivem celkového snížení spotřeby energie rekuperací je ovšem významný.

Samotné nastavení systémů RJ včetně intenzity distribuce vzduchu v jednotlivých místnostech rovněž není předmětem zkoumání této práce a vychází ze závěrů společnosti EkoWatt [Eko2], stejně jako u zhodnocení ekonomického přínosu pro koncové uživatele, kde zdroj pro modelovou čtyřčlennou v panelovém domě a dvě oblasti uvádí následující:

- | | | |
|-------------|------------------|---------------------|
| 1. Praha: | CZT 450 Kč/GJ | úspora 2 400 Kč/rok |
| 2. Liberec: | CZT 1000 Kč/GJ ? | úspora 5 000 Kč/rok |

Převzatá analýza rovněž počítá s průměrnou cenou elektřiny pro odběratele ve výši 5 Kč/kWh, vzhledem k neaktuálnosti (viz 1.4) je tedy celkovou úsporou nutno adekvátně ponížít, a dále předpokládá stálý celodenní provoz – tento neoptimální stav bude pro potřeby této práce co nejefektivněji přenastaven.

V detailním modelu bytové jednotky vybavené RJ vytvořeném v software IES<VE> autor [Eko2] pracuje s dvěma variantami a jejich hodinovými diagramy potřeby tepla na větrání s následujícími součty potřebné roční topné energie a odpovídajícími náklady (dle oblasti – viz výše):

- | | | |
|------------------------|---------------|----------------------|
| 1. Stará netěsná okna: | 1 780 kWh/rok | 3 200 – 6 400 Kč/rok |
| 2. Nová těsná okna: | 740 kWh/rok | 1 100 – 2 200 Kč/rok |

Výsledky autora jsou zhruba následující. Pokud není přihlédnuto ke kvalitě vzduchu a komfortu, při nedotované ceně systému jsou opatření nerentabilní, což je zcela pochopitelné. Pokud jsou však porovnány s manuálním větráním (na stejnou kvalitu vzduchu), přináší instalace RJ roční úsporu na teplo cca 1 000 Kč (30 %) – 3 500 Kč (50 %) dle oblasti. [Eko2]

3 Zahraniční zkušenosti s vývojem a implementací Smart Grids

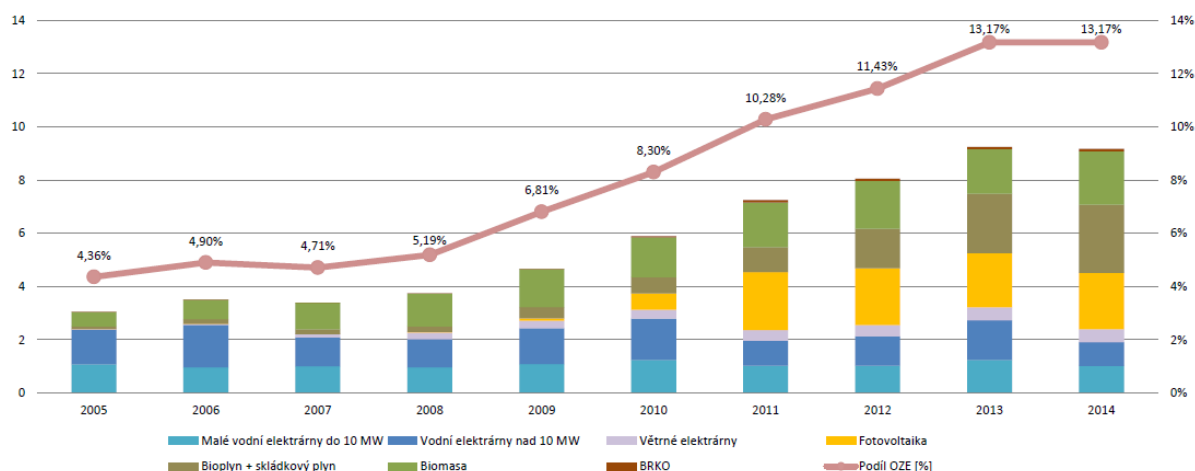
Návrh 1 přinesl obchodní model pro LDS založený na decentralizaci, aplikovatelný na jakoukoli soustavu. *Hypotéza 2* a její rozbor ukazují, že aplikace obchodního modelu může být použita preferovaně v soustavě s velkým podílem OZE, a tak využít specifické povahy *obchodní flexibility* k vyrovnávání pozice obchodníka, a tím pomoci jak jinak obtížnému řízení stability sítě (s OZE) v oblasti (vlivem centrálního řízení – viz 2.4), tak jeho obchodním možnostem. Tato kapitola proto doplňuje práci o rozbor možností implementace jednotlivých zdrojů. Porovnává situaci ČR se zahraničními aplikacemi a zkoumá další technologie SG perspektivní pro potřeby práce s komentáři o zkušenostech s jejich využitím v zahraničních aplikacích a odkazy na příslušné obchodní modely a studie. Některé byly pro lepší strukturování práce uvedeny v předchozích kapitolách a vhodnějším kontextu, zejména z hlediska tržního nastavení – viz *Virtuální operátor, Agregátor trhu*, koncepce SG v bodě 2.5 a podobně.

Dle hodnocení perspektiv jednotlivých technologií následně budou vybrány vhodné kombinace pro simulační model v závěru práce. Rámec se stále bude držet dostupných technologií, v této kapitole však budou popsány i ty, které mají potenciál rozvoje obchodního modelu na bázi *smart tarifu* v (bližší) budoucnosti.

3.1 Zdroje

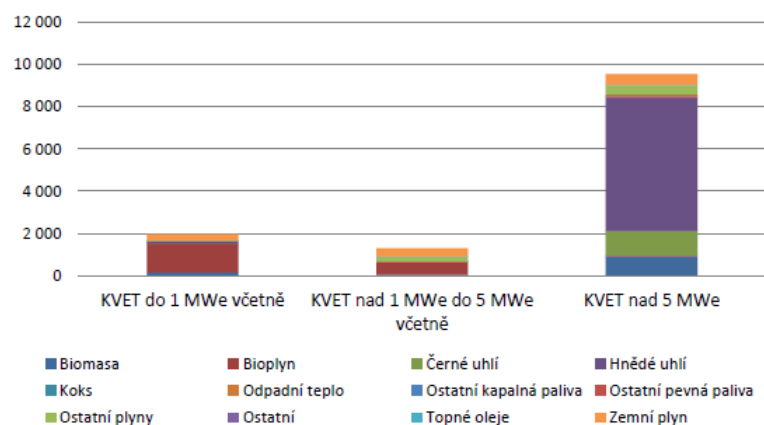
Ke konci roku 2014 (stejně jako 2013) byl podíl OZE na brutto spotřebě v ČR na úrovni 13,1 %, čímž byl splněn požadovaný podíl v rámci Strategie EU 20-20-20 o 7 let dříve. Efektivita takto bouřlivého rozvoje je diskutabilní, a také byla velmi podrobně komentována, dodnes mnohé kauzy zaměstnávají české soudy. V důsledku tehdejšího nastavení systému došlo k výraznému rozvoji zejména plošných instalací FVE, které tak výrobou (2,1 mil. TWh) předstihly výrobu z biomasy

(2,0 mil. TWh) a blíží se výrobě z bioplynu (2,6 mil. TWh). Větrné elektrárny v tomto ohledu zaostávají (0,5 mil. TWh). [ERU4]



3-1 Vývoj výroby elektřiny brutto z OZE a její podíl na tuzemské brutto spotřebě (TWh) [ERU4]

Jak již bylo uvedeno v bodě 2.3, zdrojem splňujícím kritéria EU z hlediska efektivity využívání PEZ je také kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET). Z pohledu na strukturu paliv a objem výroby (Graf 3-2) je patrné, že velké teplárenské provozy v ČR tvoří většinu produkce KVET, ovšem jejich produkce je i přes snahu o spoluspalování biomasy zatížena vysokými emisemi (většina PEZ jsou hnědé, v menší míře černé uhlí). Ovšem u malých a středních zdrojů (do 1, resp. 5 MW_e) je nejvýznamnějším zdrojem bioplyn, dále pak zemní a jiné plyny. Jejich výroba v roce 2014 byla celkem 3 270 GWh (1971,6 GWh do 1 MW_e a 1297,5 GWh u zdrojů 1 – 5 MW_e). [ERU4]



3-2 Struktura paliv na výrobě elektřiny brutto KVET (GWh) [ERU4]

3.1.1 Kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET)

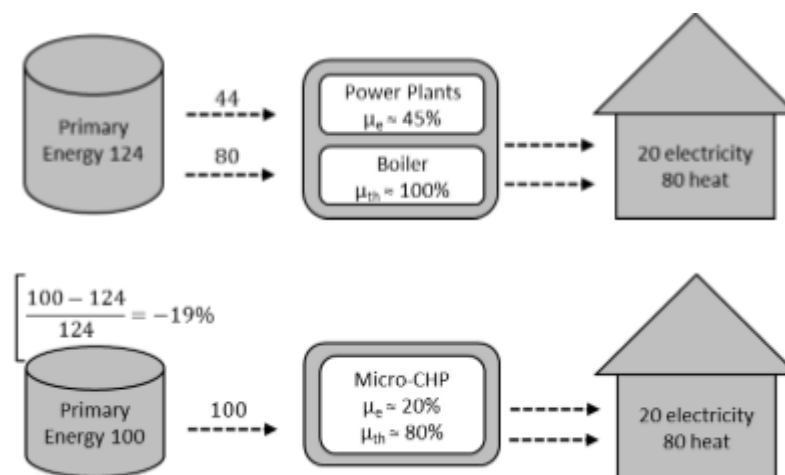
KVET, také jinak kogenerace, je způsobem minimalizace exergetických ztrát v procesech přeměny energie při výrobě tepla a elektřiny. Využití tepla zvyšuje termodynamickou účinnost a snižuje spotřebu PEZ. I proto je zařazeno do schémat podporovaných zdrojů. Podpora (3-3) je realizována formou *zelených bonusů* a stupňována dle instalovaného výkonu a ročního využití. Z hlediska POZE i skladby paliv (viz předchozí odstavec) v ČR rozlišujeme malé (do 1 MW_e), střední (1 – 5 MW_e) zdroje a poté velké, kterými jsou nejčastěji teplárny. Se vzrůstající decentralizací se dlouhodobě zvyšuje podíl malých a středních kogenerací, *mikrokogenerací*, na úkor velkých. S tím souvisí i komplikovaná problematika českého teplárenství a vodárenského efektu. Teplárny v ČR mimo jiné pokrývají necelých 14 % spotřeby elektřiny v ČR [TSC].

Podporovaný druh energie	Datum uvedení výroby do provozu		Instalovaný výkon výroby [kW]		Provozní hodiny [h/rok]	Zelené bonusy [Kč/MWh]	
	od (včetně)	do (včetně)	od	do (včetně)			
ř./sl.	a	b	c	d	e	j	m
700	Elektřina z KVET s výjimkou elektřiny z KVET vyrobené ve výrobně elektřiny podporované podle bodu (1) a/nebo (2.1.) cenového rozhodnutí a s výjimkou elektřiny z KVET vyrobené ve výrobně elektřiny spalující komunální odpad	-	31.12.2015	0	200	3 000	1 580
701		-	31.12.2015	0	200	4 400	1 115
702		-	31.12.2015	0	200	8 400	215
703		-	31.12.2015	200	1 000	3 000	1 140
704		-	31.12.2015	200	1 000	4 400	740
705		-	31.12.2015	200	1 000	8 400	135
706		-	31.12.2015	1 000	5 000	3 000	800
707		-	31.12.2015	1 000	5 000	4 400	470
708		-	31.12.2015	1 000	5 000	8 400	45
709	Elektřina z KVET vyrobená ve výrobně elektřiny současně podporované podle bodu (1) a/nebo (2.1.) cenového rozhodnutí a elektřina z KVET vyrobená ve výrobně elektřiny spalující komunální odpad	-	31.12.2015	0	5 000	8 400	45

3-3 POZE pro KVET [ERU2]

Nejčastější technologií je klasický Ottův spalovací motor, v katalogových listech výrobců lze najít běžné či upravené produkční verze motorů značek MAN, VW, apod. Na rozdíl od automobilového motoru, kde 50 % energetického obsahu paliva odchází výfukovými plyny a 30 – 35 % je využitelná mechanická energie, kogenerační systém dokáže využít odpadní teplo pro vytápění a využít i přes 90 % energie paliva. Účinnost je ovšem silně limitována trvalým využitím tepla.

Alternativními technologiemi jsou Stirlingův motor a palivové články. Zatímco první je dlouhodobě spíše slepou vývojovou větví, přestože nabízí jisté výhody (tichý provoz, flexibilita, emise NOx, ale nižší účinnost), technologie výroby elektřiny (a tepla) elektrochemickým rozkladem paliva jsou oblastí živého zájmu mnoha společností a vědců. Palivové články pracují jak se zemním plynem a ostatními plyny, tak s kapalnými palivy nebo čistým vodíkem (emise čisté vodní páry). Zajímavé je též spojení palivových článků a zpětné elektrolyzy v technologii P2G (Power to Gas) umožňující akumulaci elektřiny.



3-4 Efektivita využití primární energie v závislosti na typu zdroje [NTN]

Na schématu 3-4 je vyznačeno, jak mohou KVET přispívat vyššímu využití PEZ. Při idealizované situaci, kdy výroba elektřiny probíhá ve zdroji s 45% účinností (v současnosti nesplňuje v ČR žádná, nový blok el. Ledvice se blíží s 42 % - viz 1.6) a výroba tepla vysoce účinným ohříváčem, lze dosáhnout významných úspor PEZ. Je ovšem evidentní závislost na typu nahrazovaných zdrojů – dle [NTN] je zvažovaný potenciál snížení emisí CO2 v Německu využitím kogenerace mezi 9 – 24 %, situace v Norsku by byla diametrálně odlišná. Tento environmentální rozměr je dobré vzít v potaz.

Z hlediska této práce je velmi důležité další specifikum kogeneračních jednotek, a to jejich osazování synchronními generátory a automatickou regulací účinníku. Jedním z nepříliš diskutovaných, avšak zcela zásadních problémů dnešních rozvíjejících se decentralizovaných systémů je právě nedostatek jalové výkonové složky. To je dáno charakterem výroby velkých instalací FVE, jejichž výroba je z DC měniči rozstřídávána na AC napětí. Dalším specifíkem OZE všeobecně je nestálost výroby závislá na počasí a tedy velké požadavky na výkonovou regulaci. V případě vysokého zastoupení FVE v lokální soustavě je proto vhodné sestavu zdrojů doplnit o KVET, ať už pro její výbornou výkonovou říditelnost (schopnost kompenzovat nedodávky intermitentních zdrojů), ale i pro její funkci regulace $\cos \varphi$ v soustavě změnou budícího napětí

synchronního generátoru. V případě nevyvážené soustavy je **KVET řešením výkonového řízení a udržení tvrdosti sítě**.

Důležitým faktorem rentability tohoto užití KVET je také současné nastavení systému podpory (výše), které výrazně zvýhodňuje kogenerační jednotky provozované s nižším koeficientem využití. Pro ilustraci: u 1000 kW jednotky je výše *zeleného bonusu* při 3000 pracovních hodinách 1140 Kč/MWh, při stálém chodu (8400 h) pak pouze 135 Kč/MWh. I přes to je ovšem výhodné provozovat KVET spíše na místech stálého odběru elektřiny i tepla, proto se nabízí instalace v nemocnicích, hotelech, školách, výtopnách, bazénech a podobně.

Dle zákona č. 165/2012 Sb. se na výroby KVET vztahuje povinnost pro DSO a TSO o přednostním připojení těchto zdrojů. Palivo pro KVET je dle 261/2007 Sb. v souladu s 2003/96/ES osvobozeno od daně z plynu. Naopak mimo KVET budou daně na tuhá paliva pro stacionární výroby navyšovány. Finanční motivace bude směřovat k využití netříditelné složky komunálního odpadu. Ve světle této kapitoly je také důležité doporučení NAP EU v koordinaci s NAP SG vyhodnotit možnosti poskytování *podpůrných služeb* na úrovni distribuční soustavy. Tuto funkci může (v případě potřeby) proto v souladu uvedenými dokumenty KVET zastávat v navrhovaném modelu této práce.

3.1.2 Bioplynové stanice

Bioplynové stanice (BPS) jsou do jisté míry obdobou KVET. Jejich primárním produktem je pročištěná směs CH_4 a CO_2 , kvalitativně srovnatelná se zemním plynem. Vstupem mohou být různé druhy odpadních organických materiálů zemědělské výroby i cíleně pěstované siláže (nebo podnikové a komunální odpady včetně čističek odpadních vod a skládkového plynu). Druhotným produktem anaerobní digesce siláže je digestát, který je velmi kvalitním hnojivem.

ř./sl.	Podporovaný druh energie	Datum uvedení výroby do provozu		Kategorie biomasy a proces využití	Jednotarinné pasmo provozování	
		od (včetně)	do (včetně)		Výkupní ceny [Kč/MWh]	Zelené bonusy [Kč/MWh]
		b	c			
300	Spalování důlního plynu z uzavřených dolů	-	31.12.2012	-	2 794	2 094
301	Spalování skládkového plynu a kalového plynu z ČOV	-	31.12.2003	-	3 270	2 570
302		1.1.2004	31.12.2005	-	3 151	2 451
303		1.1.2006	31.12.2012	-	2 794	2 094
320	Spalování bioplynu v bioplynových stanicích pro zdroje nesplňující podmínku výroby a efektivního využití vyrobené tepelné energie podle bodu 1.8.3.	1.1.2012	31.12.2012	AF1	3 550	2 820
321	Spalování bioplynu v bioplynových stanicích pro zdroje splňující podmínku výroby a efektivního využití vyrobené tepelné energie podle bodu 1.8.3.	1.1.2012	31.12.2012	AF1	4 120	3 390
322	Spalování bioplynu v bioplynových stanicích	-	31.12.2011	AF1	4 120	3 390
323		-	31.12.2012	AF2	3 550	2 850

3-5 POZE pro BPS [ERU2]

System podpory byl v minulosti vůči výrobě bioplynu přívětivý, i proto dnes v ČR evidujeme více jak 500 stanic, v období reatroaktivních zásahů do systému POZE mezi roky 2012 – 2015 se nárůst instalovaného výkonu výrazně zpomalil, ovšem do budoucna je očekáván nárůst produkce a využití bioplynu vyplývající z SEK (viz 1.6), navíc vláda a MPO na schůzi v lednu 2016 schválila v rámci dodatečného navýšení podílu OZE do roku 2020 strategii podpory bioplynových stanic do 500 MW instalovaného výkonu [OEN]. Formou Zelených bonusů byla zachována podpora výroby elektřiny z bioplynu také v BPS (navíc i pro KVET), nicméně při současných cenách silové elektřiny je strategií většiny existujících provozovatelů BPS s nárokem na POZE provoz s odkupem pevných výkupních cen (až 4120 Kč/MWh, viz 3-3).

Z důvodu jasně dominantních strategií provozu BPS v rámci POZE budeme pro sestavení modelu v této práci považovat BPS za základní zdroj s vysokým koeficientem využití. K jeho regulaci a omezení výroby dojde pouze v případě simulovaných poruch a poté v případech extrémní nadprodukce ostatních neřiditelných zdrojů z důvodu hrozícího přetížení páteřního vedení směrem k DSO. Sestava zdrojů bude primárně koncipována tak, aby k podobné situaci nedošlo, anebo v minimální míře.

Obdobně jako KVET, důležitá role BPS je také udržování kvality elektřiny v soustavě, resp. regulace $\cos \varphi$ (viz předchozí kapitola).

3.1.3 Fotovoltaika

Jak již bylo zmíněno v úvodu této kapitoly (3.3), podpora výroby FVE v ČR byla mezi roky 2007 – 2010 masivní a její nastavení je dnes všeobecně hodnoceno jako chybné a jako ukázka selhání aplikace unijních nařízení na národní úrovni, navíc s mnohými soudními dohrami. Faktem je, že kritérium 13 % výroby OZE bylo splněno o 7 let před termínem, a to z velké části zásluhou velkoplošných solárních parků. Jde o nežádoucí formu decentralizace, nesoucí s sebou neblahé ekologické, ekonomické i technické důsledky, poslední jmenované pak způsobují náklady TSO a DSO (promítající se do regulované složky ceny elektřiny koncových odběratelů). Z nejzásadnějších je možno jmenovat výkonové přetoky do sítí (mnohdy z nn) vyšších napětí, na které nebyla infrastruktura projektována, a nulovou jalovou složku výkonu, která vede k výkonové disbalanci v lokální síti a obtížné regulaci účinníku (bez kompenzace). To vše umocněno nízkou předvídatelností průběhu výroby FVE. O problému řízení účinníku dále v bodě 3.2.1.

ř./sl.	Podporovaný druh energie	Datum uvedení výroby do provozu		Instalovaný výkon výroby [kW]		Jednotanění pásmo provozování	
		od (včetně)	do (včetně)	od	do (včetně)	Výkupní ceny [Kč/MWh]	Zelené bonusy [Kč/MWh]
		b	c	d	e	l	m
500	Výroba elektřiny využitím slunečního záření	-	31.12.2005	-	-	7 717	7 067
501		1.1.2006	31.12.2007	-	-	16 194	15 544
502		1.1.2008	31.12.2008	-	-	15 794	15 144
503		1.1.2009	31.12.2009	0	30	14 819	14 119
504		1.1.2009	31.12.2009	30	-	14 710	14 060
505		1.1.2010	31.12.2010	0	30	13 801	13 101
506		1.1.2010	31.12.2010	30	-	13 692	13 042
507		1.1.2011	31.12.2011	0	30	8 280	7 580
508		1.1.2011	31.12.2011	30	100	6 517	5 867
509		1.1.2011	31.12.2011	100	-	6 073	5 423
510		1.1.2012	31.12.2012	0	30	6 669	5 969

3-6 POZE pro FVE [ERU2]

Velmi výhodné podmínky byly nahrazeny v roce 2011 zhruba poloviční a 2013 nulovou podporou, samostatné instalace FVE tak jsou od té doby sporadické. Oproti Rakousku nebo Německu kvůli výše uvedeným důvodům není v ČR příliš časté ani částečné samozásobení domácností sestavou několika střešních panelů jako žádoucí forma decentralizace. Rozvinuté modely sestav fotovoltaických panelů s akumulací energie se takřka nevyskytují, přestože mohou anulovat nežádoucí efekty spojené s produkcí FVE a ve spojení s vhodně nastavenou podporou představují žádoucí ekonomicky racionální formu decentralizace, jak ukazují příklady zmíněných zemí, a zvláště pak jižních států EU, či USA. O možnosti kombinace FVE a akumulace TV dříve v bodě

2.7.1-2 a dále pak o samotné akumulaci v bodě 3.2.3. Pokročilejší bateriové systémy akumulace budou rozebrány v bodě 3.2.1.

Pro účely této práce bude použito stávající zastoupení FVE, tedy přímo připojené výrobní celky bez akumulace. Jakkoli by simulace rostoucího podílu pokročilejších řešení (předchozí odstavce) byla pro výsledky prospěšná, práce je zaměřena na zkoumání možností změn ve stávajícím stavu (zejména s přihlédnutím k NAP SG).

3.1.4 Větrné elektrárny

Větrná energie je spojená zejména se základním krytím, už pro její časové rozložení, které je mnohem příznivější, než u FVE. Česká republika není výrazně větrnou zemí, ani nemá možnost stavby *offshore* větrných parků, které jsou schopné krytím spotřeby a spolehlivostí překonávat konvenční uhelné zdroje (viz níže). Průměrný koeficient ročního využití výkonu VTE v ČR se dlouhodobě pohybuje mírně nad 20 %, trend je rostoucí, nejnovější větrné parky dosahují 25% využití. Moderním VTE se již také podařilo vyvrátit prvotní skeptické mýty týkající se hygienických limitů hluku, či snížení atraktivity krajiny z hlediska turismu (v tomto případě je situace údajně opačná). [CEZ1]

Ve větrných evropských zemích (Španělsko, Německo, Velká Británie) dosahují VTE vysokých zastoupení ve výrobě i koeficientů využití. Z diskuze o směřování síťových služeb v USA vyplývá, že VTE jsou schopny dosahovat vyššího využití než všechny plynové zdroje, dostačující úroveň flexibility (moderní VTE s chytrými invertory a transformátory), a pro řízení sítě TSO představují díky své spolehlivosti paradoxně menší výzvu než výpadek konvenčního zdroje (kombinace centrální výroby a vysokého výkonu). Podpůrným argumentem z české energetiky mohou být problémy ČEZ (a ČEPS) se současným výpadkem bloků elektráren Temelín a Chvaletice v září 2015 a následnou dlouhotrvající odstávkou dukovanských bloků. [OEN1]

ř./sl.	Podporovaný druh energie	Datum uvedení výroby do provozu		Jednotanění pasmo provozování	
		od (včetně)	do (včetně)	Výkupní ceny [Kč/MWh]	Zelené bonusy [Kč/MWh]
		a	b	c	j
400	Větrná elektrárna	-	31.12.2003	3 930	3 430
401		1.1.2004	31.12.2004	3 551	3 051
402		1.1.2005	31.12.2005	3 378	2 878
403		1.1.2006	31.12.2006	3 084	2 584
404		1.1.2007	31.12.2007	3 030	2 530
405		1.1.2008	31.12.2008	2 956	2 456
406		1.1.2009	31.12.2009	2 696	2 196
407		1.1.2010	31.12.2010	2 523	2 023
408		1.1.2011	31.12.2011	2 468	1 968
409		1.1.2012	31.12.2012	2 414	1 914

3-7 POZE pro VTE [ERU2]

Schématu podpory VTE byla ukončena souběžně s jinými OZE k roku 2013, ale dřívější podmínky dávají jejich provozovatelům výhodnou pozici na trhu. Jak již bylo uvedeno, potenciál ČR pro výstavbu rozsáhlých větrných parků je ovšem nízký. Přesto stávající instalace mohou velmi dobře sloužit jako základní zdroj, stejně jako dokládá případ severomořských *offshore* parků, důležité je vhodná lokace takového zdroje vůči spotřebě. To ale v kontextu ČR téměř nemůže být výraznější problém.

Pro potřeby této práce je VTE uvažována jako intermitentní zdroj (s nárokem na výše uvedené POZE), nad základní výrobou BPS, provozovaná za účelem maximalizace zisku, tedy s maximálním využitím a volbou vyššího možného způsobu podpory.

3.2 Akumulace

Možnosti akumulace energie v soustavě budou probírány dle kategorií uvedených v bodě 2.3. Zásadní, mimo přímé metody akumulace, je také chápání budov jako potenciálu sdružené akumulace energie v různých formách. O tom pojednával bod 2.7.

3.2.1 Bateriové systémy

Ačkoli je vývoj baterií dnes jednou z nejintenzivnějších oblastí výzkumu a věnují se mu stovky týmů, současnou situaci nejlépe vystihuje parafráze Elona Muska – dle svých slov ví o každé pokročilé technologii, jeho hodnocení nejnadějnějších je 3/5 a nelze prý čekat, že by v dohledné

době jakákoli nahradila klasické Li-ion články. Vzhledem k postavení společnosti Tesla jako největšího odběratele baterií na světě není důvod tuto referenci zpochybňovat, zvláště když jeho názor není zdaleka ojedinělý. [ZIV]

Tesla a Solar City

Nejdůležitějším hlediskem rozšíření akumulace bateriemi nejsou ani tak fyzikální vlastnosti, jako prosté ekonomické měřítko – v tomto případě Kč/kWh. O to více z pohledu energetiky než například výrobce elektroniky či automobilů. Racionalizace možností výroby a aplikace technologií vedla společnost Tesla k dosud nevídanému škálování produkce (v dokončované továrně Gigafactory) na roční výrobu baterií o celkové kapacitě 35 GWh. Díky tomu chce snížit cenu článků až k 100 \$/kWh. [ZIV]

Solar City je sesterskou společností Tesla Motors a zaujímá dlouhodobě vedoucí postavení v poskytování decentralizovaných solárních instalací v USA (zpravidla střechy rodinných domů). Své postavení si vydobyla i díky otevřenému obchodnímu modelu – nabízí zákazníkům jak koupi (či úvěr na koupi) FVE, tak i pronájem zařízení včetně možnosti *smart tarifu* (*Pay as you go*). Tím je platba za pronájem rozmělněna do ceny tarifu a zákazníkovi odpadá veškerá obsluha, administrativa a náklady na případné opravy. [SoC]

Od roku 2016 dochází k propojení strategií obou společností vznikem prvního komplexního bateriového řešení pro domácnosti. Uvedením baterie Tesla PowerWall s rekordními technickými i ekonomickými parametry lze hovořit o prvním uceleném (a použitelném) řešení. Dostupné jsou dvě varianty, přičemž větší verze je při kapacitě 10 kWh nabízena za 3500 USD. Obě se vyznačují schopností dosahovat i slušných hodnot ve špičkovém zatížení – to je zásadní technický problém dosavadních produktů – konkrétně až 3,3 kW a 8,6 A. [Tes]

Při těchto parametrech se hovoří o návratnosti mezi 5 – 10 lety a obzvláště pak o kombinaci s řešením Solar City a vylepšováním jak ekonomického prospěchu domácností, tak vlivu FVE na elektrickou síť díky využití tohoto systému k vyhlazení špiček zatížení (*peak shaving*). V souvislosti s tím vedle rezidenční verze PowerWall byla představena i její podstatně větší komerční (a síťová) varianta. I samotná PowerWall se vyznačuje možností skládat až 10 baterií do sestavy, což je dostatečná kapacita pro jakoukoli domácnost. Všechny tyto úvahy jsou ovšem závislé na podmínkách amerického trhu, který vlivem podstatně menších tržních deformací zachovává výraznější rozdíl *peak / offpeak* než evropské trhy. To bude zcela zásadní kritérium přenesení tohoto obchodního modelu do Evropy.

Sonnenbatterie a další

Ve světle předchozí části je nutné zmínit, že transformaci uvedeného obchodního modelu do Evropy věří kromě dalších (častěji severských a německých společností) Skupina ČEZ, o čemž vypovídá i strategické rozhodnutí ČEZ o vstupu do německé Sonnenbatterie. Ta v roce 2016 plánuje prodeje více jak 10 000 hybridních a *off-grid* systémů podobné koncepce jako výše popsané. A ač samostatná baterie německé společnosti vychází jako dražší varianta, zajímavější je (na rozdíl od Tesly a Solar City) již funkční (a úspěšný) prodej komplexního řešení sestavy FVE, měničů, související elektroinstalace a akumulátoru včetně propracovaného řídicího softwaru. Při ceně 9999 EUR jde zvláště z pohledu německé domácnosti s více jak dvojnásobnými cenami elektřiny, podporou decentralizované výroby a důrazem na akumulaci v síti velmi zajímavé řešení. [Son]

Z tuzemského pohledu je zajímavý krok plzeňské společnosti NetPro, která v dubnu 2016 představila řídicí a bateriový systém, konkurující zmíněným řešením, který dle vyjádření společnosti bude při pořizovací ceně 300 tisíc Kč (vč. dotace 100 tisíc Kč, tedy lehce nad úroveň Sonnenbatterie) pro průměrný rodinný dům dosahovat návratnosti 8 let (s životností 15 – 20 let). Lze tedy předpokládat, že při snižujících se cenách panelů i baterií se tyto systémy začnou uplatňovat i na českém trhu. O tom svědčí i reakce zbylých DSO (a jejich sesterských společností), kteří na krok ČEZ reagovali obdobnými nabídkami. [MFD3]

Problém řízení účinníku

Jak již bylo částečně probíráno v bodě 3.1, jedním z problémů rozsáhlé integrace OZE (a zejména FVE jakožto netočivého generátoru rozstřídávajícího generované DC napětí na AC měničem) je udržení kvality sítě z pohledu účinníku, resp. jalové výkonové složky. Tento problém se umocňuje v případech rozsáhlých instalací FVE připojených do sítí nižšího napětí, kde je velmi obtížné výkonové řízení. Z pohledu zahraničí tato obava vyvstává spíše s výhledem na budoucí rozvoj elektromobility a nárůst objemu akumulace v bateriových systémech.

I proto se Institut Fraunhofer snaží o vývoj 22kW nabíjecího systému, který s 97% účinností dokáže řídit (obousměrně) nabíjení baterií při regulaci libovolné velikosti $\cos \varphi$, což by významně napomohlo řešení výše zmíněných problémů. Za krátkou zmínku stojí i další projekty Fraunhofer jako např. Redox baterie s potenciálním výkonem až 25 kW a škálovatelnou výrobou, jež se vyznačují strmějšími nabíjecími charakteristikami ve srovnání s Li-ion. [Fra]

Vzhledem k předchozím odstavcům i současné penetraci je bateriová akumulace v ČR zatím spíše okrajovou záležitostí a nespĺňuje ideu práce – využití současných a dostupných technologií. Přesto,

pro její atraktivitu a potenciál, **bude v simulačním modelu v následujících bodech zohledněna, ovšem jako druhotný, doplňující prvek** systémů založených na dostupných technologiích.

3.2.2 Tepelná média

Akumulace energie v tepelných médiích je jednodušším a osvědčeným způsobem uchovávání energie, ovšem nejčastěji s tepelným výstupem. Příkladem tohoto hospodaření s energií budiž i ohřev teplé vody řízený systémem HDO (viz 2.4.1), který napomáhá řízení zatížení soustavy DSO.

Jak bylo uvedeno v bodě 2.7.2, akumulační nádrže teplé vody pro vytápění spolu s dalšími prvky těchto systémů významně navyšují stabilitu systému a komfort užívání. Navíc splňují podmínky podpor odvislých na kritériu zvyšování účinnosti hospodaření s energií (viz body 1.5 a 2.7). I proto byly uvedeny v **návrhu 2** jako významný potenciál pro řízení spotřeby v síti – v souvislosti s **návrhem 1** jde o navýšení *obchodní flexibility* v obchodním modelu LDS.

Díky velké tepelné kapacitě vody může jít o značné navýšení říditelné spotřeby, na rozdíl od plnohodnotného *peak shavingu* v případě bateriové akumulace jde však o spíše o časový přesun objemu spotřeby (*time shiftingu*) bez zpětného zisku v době nedostatku elektřiny v síti, a to blokáci spotřeby v této špičce. S přihlédnutím k uvedeným specifikům **bude dle návrhu 2 teplovodní akumulace (TVA) zahrnuta do simulačního modelu LDS dle návrhu 1 v následujících bodech v kombinaci se systémy nuceného větrání s RJ.**

3.3 Elektromobilita

Elektromobilita je probírána v samostatné kategorii, přestože splňuje některá kritéria zařazení do předchozí. Její specifika z hlediska energetiky budou probrána níže.

Dle předpokladů uvedených v NAP SG dosáhne roční úhrnná spotřeba sektoru elektromobilů statisticky významné hodnoty kolem roku 2025, dále se očekává významný růst (až k podílu 35 % v roce 2060). Lze také očekávat, že tento trend se nejprve a podstatně výrazněji objeví ve městech. Z toho plyne i aktivita PRE v oblasti elektromobility včetně prací na posílení sítě v lokalitách plánovaných dobíjecích stanic vlivem vysokého proudového zatížení v těchto lokalitách. Spolu s tím souvisí plány společností Benzina, či samotného výrobce elektromobilů Tesla, o vybudování pilotní páteřní sítě dobíjecích stanic podél dálnice D1. [Hyb]

NAP SG dále (respektujíc cíle SEK) uvažuje navyšování podílu CNG v dopravě. Při rostoucí síti stanic a plnění emisních cílů EU lze toto rozhodnutí považovat za správné, CNG totiž bude nesporným substitutem elektromobility v následujících letech, při současné nabídce vozů je také dostupnější alternativou. V rámci dvojice pilotních projektů bude po vzoru Německa (níže) v ČR vypsána v druhé polovině roku 2016 podpora na obnovu vozového parku (prozatím pouze) veřejných institucí v částce 150 mil. Kč, a to příspěvkem na pořízení vozidla s alternativním pohonem, vedle toho pak MPO podpoří přímo nákup elektromobilů do firemních flotil prostředky z OPPIK ve výši 80 mil. Kč (výjimka oblasti Prahy). Ačkoli se v tuzemských podmínkách jedná o sumu dosahující pro ilustraci jen cca poloviny nákladů na obnovu vozového parku Policie ČR za rok 2015, jde o kladný krok z hlediska zkoumání odezvy trhu a vzhledem k zaměření na obecní, krajské a státní úřady, popř. firmy, také o příležitost analýzy připravenosti distribuce a kapacity rozvodů v sídlech těchto zákazníků na instalaci přípojek dobíjecích stanic. [MFD5]

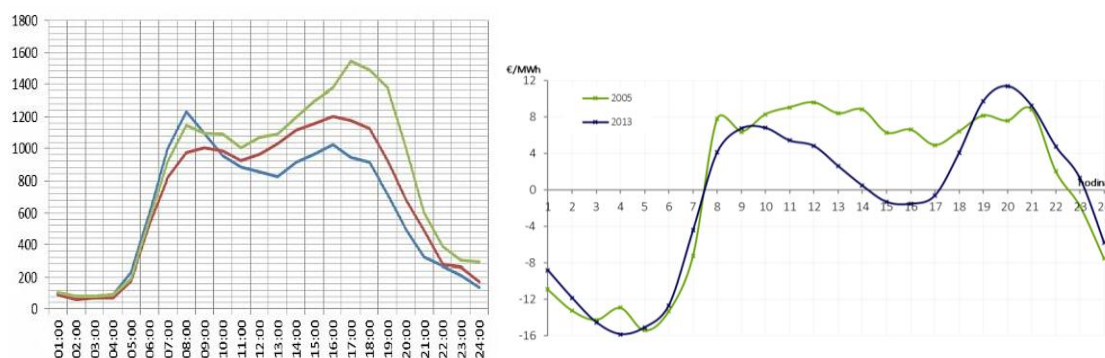
Z hlediska předchozí kapitoly (2.2) o tarifní struktuře a motivaci ke snižování velikosti jističe je vhodné dodat, že je pro vývoj elektromobility uvažováno nabíjení v domácnostech při kapacitě 16 A (do 3 KW výkonu, průměrně pak 1 kW). Tento fakt budiž argumentem pro zmiňovanou tezi o rozporu mezi novou tarifní strukturou a NAP SG a SEK.

3.3.1 Elektromobil v síti

Z hlediska statistik nabíjení je uváděn předpoklad denního nabíjení třetiny automobilů s průměrným nájezdem 30 km, největší potenciál je možné hledat v sektoru městských aut, v oblastech bohatších, s vyhovující infrastrukturou a nízkým denním nájezdem. Zhruba 50 % pracujících (55 % populace) dojíždí do zaměstnání autem. Je proto pochopitelné, že nejen v Norsku nebo USA je potenciál elektromobilů viděn s přesahem do oblasti řízení energetiky a obchodu.

Evropské země s potenciálem elektromobilů v řízení soustavy aktivně kalkulují, v Norsku díky bezprecedentnímu systému úlev a dotací elektromobily a hybridy tvoří čtvrtinu prodeje, v únoru 2016 byl schválen plán dalšího rozvoje, podle kterého se bude po roce 2025 podíl nově prodaných elektromobilů blížit 100 %, a v Německu byl v dubnu 2016 ohlášen rozsáhlý systém podpory nákupu elektromobilů o výši příspěvku 4000 EUR. [Hyb1]

3.3.2 Cykly dopravy a potenciál využívání elektromobility



3-8 Sestava grafů: Intenzita dopravy v okolí Loun pro různé dny týdne [Den];
Odchylka od váženého průměru marginálních cen průměrného dne roku – modře rok 2013; bak. práce [PRe]

Z průběhu intenzity dopravy na komunikacích (zde v okolí Loun) a jejich srovnáním s cenovými diagramy elektřiny (3-8) je patrná vysoká míra korelace mezi oběma průběhy. Při uvážení diagramu průměrné výroby FVE je možné pozorovat potenciál pro *time-shifting* v podobě akumulace nadvýroby FVE během jejich maxim do baterií připojených vozidel v době poklesu intenzity dopravy mezi dvěma denními špičkami. Tedy pravděpodobně v domácnostech a na pracovištích, kam se přesunuly během ranní špičky. V závislosti na počtu vozidel (kapacitě baterií) je možné určitou část nadvýroby přesunout do doby večerní dopravní špičky. Při aplikaci modelů řízení nabíjení baterií, které zvažují ponechání bezpečnostní rezervy kapacity baterie pro potřeby DSO a TSO, by bylo při středním denním nájezdu automobilu mezi 30 – 50 km možno ponechat tuto kapacitu standardně volnou pro případy extrémní nadvýroby, pro běžné stavy sítě pak akumulovat do této hranice.

Z hlediska této práce je elektromobilita i vzhledem k pravděpodobnosti a míře zastoupení v následujících letech uvažována jako okrajová možnost, spíše s pragmatickým akcentem: pokud kapacita akumulace elektřiny v elektromobilech bude možná, je vhodné ji využít. Z důvodu primárního zaměření na stávající stav trhu, a s tím související prvky výroby a spotřeby, není **užití potenciálu elektromobilů přímo zkoumáno**, může být zvažováno jako **alternativa zkoumaných klasických bateriovým systémům** akumulace elektřiny, která na rozdíl od nich nepřináší nutnost investic z pohledu sestaveného modelu, na druhou stranu má omezenou dostupnost danou časovými intervaly v době mezi dopravními špičkami a v nočních hodinách.

4 Definice ekonomických kritérií proveditelnosti implementace SG s ohledem na spolehlivost dodávek

Tato kapitola určuje metodiku a postupy použité k simulaci fungování LDS na bázi obchodního modelu dle *návrhu 1*. Výsledná tržní simulace decentralizované soustavy klade vysoké nároky na správnost oceňování vstupů ze strany obchodníka. Jednotlivé body budou pojednávat o hledání vhodných metod a jejich adaptaci na sestavený obchodní model a jeho simulaci. Vlivem komplexnosti zdrojových dat je možné získat jejich ucelený soubor teoreticky nejdříve za minulý, v případě této práce vypracované na jaře 2016, za předminulý rok, tedy 2014 (o vstupních datech dále v kapitole 5).

Z toho plyne důležitost přenesení správných cenových hladin (primárně pokles ceny elektřiny) užitých pro oceňování, stejně jako volba vhodné metody pro danou potřebu v daném čase. Konkrétně z pozice obchodníka v roce 2013 bude stanoveno následující:

- **výkupní ceny** (výrobcům): klíčový je vhodný odhad vývoje cen na trhu pro celý následující rok v rozlišení nejmenšího obchodního intervalu k porovnání s (předpokládaným) výrobním diagramem zdroje a jeho charakteristikami;
- **prodejní ceny** (odběratelům): dostatečně přesný odhad spotřeby odběru ve stejném intervalu k porovnání s možnostmi nákupu ke stanovení odpovídajících tarifů pro odběratele.

Vzhledem k zaměření na malooběr musí být spotřeba statisticky odhadována co nejpřesněji vzhledem k tomu, že obchodník je v pozici *subjektu zúčtování odchylek* dle bodu 1.1.1., přejímá tak odpovědnost za odběratele, jeho celková obchodní pozice je zpětně zúčtována OTE a špatný výsledek odhadu se tím promítá do tržeb, resp. zisku obchodníka, nikoli přímo do fakturace zákazníkovi.

Oproti tomu ocenění velkých zákazníků je jednodušší ve smyslu odchylky vlivem zavedeného způsobu kontraktování na základě odběrového diagramu na následující období předloženého zákazníkem a jeho přímém ocenění obchodníkem. Odchylka přesahující smlouvenou mez je pak přeúčtována zákazníkovi. Zkoumaný model je ale zaměřen čistě na MOO.

Úspěšnost cenotvorby z pozice obchodníka ve zkoumaném obchodním modelu bude tedy závislá na následujících faktorech:

1. Vhodný **nástroj oceňování** dle odhadu vývoje trhu a dostupnosti tržních produktů (viz 4.2);
2. Přesnost odhadu výroby zdrojů pro stanovení **výkupních cen** na základě 1. (viz 4.3);
3. Statistická analýza spotřeby ke stanovení **nabízených sazeb** na základě 1. a 2. (viz 4.6);
4. Vhodně sestavené portfolio, minimalizace residua a jeho ocenění (viz body 4.4 a 4.5.2);
5. Přenesení cenových hladin do zkoumaného roku pro retrospektivní analýzu dat;
6. Individuální schopnosti denního obchodování elektřiny na trhu včetně odhadu odchylky vlastního portfolia zdrojů a spotřeby – v bilančním pohledu se promítne do 4. bodu.

4.1 Spolehlivost dodávek

Hledisko spolehlivosti dodávek, přestože jde o velmi komplexní problematiku, se v průběhu zpracování práce ukázalo jako řešitelné samotným nastavením obchodního modelu a definicí postavení LDSO v konceptu. Vzhledem k tomu, že se podařilo dostatečně synergicky provázat LDSO s LO, došlo k odstranění problému protichůdných zájmů obou subjektů vytyčeného **tezí 1** (i protože od jejího vytyčení bylo s tímto problémem pracováno – viz kapitoly 1 a 2). O vztahu LDSO a LO bylo pojednáno detailněji v podrobné analýze návrhu obchodního modelu v bodech 2.6.1-5.

Postavení LDSO se v koncepci návrhu výrazně nemění a podařilo se mu zachovat všechny důležité kompetence z hlediska řízení sítě a její spolehlivosti, a to zejména právem primárního zásahu v řízení *obchodní flexibility* a nutností LO respektovat její vymezení lokálním distributorem. Tato nutnost vyplývá z dvojího opatření – technického (meze OF) a obchodního (synergie mezi LDSO a LO).

Vzhledem k tomu, že tuto problematiku se tímto způsobem podařilo vyřešit samotnou koncepcí **návrhu 1**, může být s odkazem na detailní rozbor v bodech 2.6.1-5 i na základě konzultací tohoto tématu s odborníky uvedenými v poděkování považována za uzavřenou, a dále se definice simulačního modelu bude soustředit ekonomickým směrem.

4.2 Model HPFC

Rentabilita obchodu s elektřinou je vždy dána přesností odhadu její spotřeby a výroby. To plyne z fyzikální podstaty elektřiny. V opačném případě by cena a toky na trhu byly vyrovnány arbitráží. V dlouhodobějším měřítku se pak setkáváme s fenoménem sezonality nejen na vnitrodenním trhu, ale i v intervalu týdnů, měsíců, kvartálů a roku. Delší časové intervaly byly vždy ovlivněny podnebím, díky zvyšujícímu se podílu OZE se parametr počasí prosazuje stále více i ve stanovení hodinových cen elektřiny. Standardním nástrojem oceňování elektřiny při sestavování dlouhodobých kontraktů je *Hourly Price Forward Curve* (HPFC).

Zásadním specifíkem HPFC je odolnost modelu vůči arbitráži, metodika sestavení je vždy předmětem následného testování, opírá se však o tyto zásadní postupy:

- **Sestavení ročního profilu** respektujícího sezonalitu a extrémní odchylky
 - **Statisticky:** Odstraňuje sezonalitu průměrováním historických spotových cen
 - **Tržně:** Výpočet profilu ze střetu poptávky a nabídky (merit order / load)
- **Aplikace futures** na sestavený profil

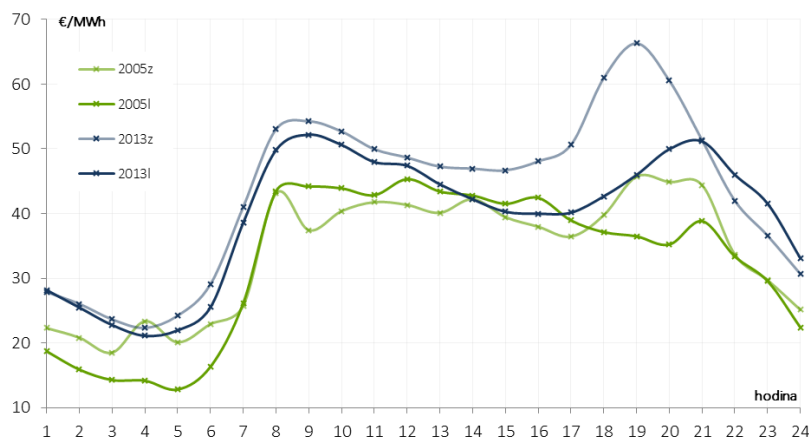
V následujících dvou bodech bude blíže specifikována metodika sestavení křivky HPFC a oceňování vycházející z [HPF], v bodě 4.2 bude zhodnocen potenciál jejího užití pro potřeby oceňování *smart tarifu* a následné sestavení obchodního modelu a bude porovnán s dalšími použitými metodami.

4.2.1 Sestavení ročního profilu

Postup vycházející z tržních dat sice přesněji reaguje na zásadní změny trhu, nicméně je podstatně náročnější na získání odpovídajících dat. Hodinová data jsou poměrná, jejich cena je dána napárováním *futures* v druhém kroku, a jsou váženými průměry daných hodin. Robustnost profilu je dána přesností v následujících parametrech:

- **Sezonalita**
Nejdůležitější měřítko profilu, musí pokrývat vnitrodenní, týdenní i roční vzorce sezonality. V denním měřítku je určující rozdíl peak/off-peak. Na grafu 4-1 je znázorněna změna cen průměrných letních a zimních dnů v letech 2005 a 2013, modře je pak vyznačen rok 2013. Plnou barvou jsou značeny letní hodnoty a světlou zimní.

Z grafu je patrná změna mezi roky 2005 a 2013 vlivem nárůstu podílu OZE na výrobě, spočívající ve zvýraznění ranní a večerní špičky a deformace průběhu trhu z vyrovnaného denního profilu na sedlovitý.



4-1 Změna sezonality ceny elektřiny pro průměrný zimní (z) a letní den (l) daných let - bak. práce [PRe]

Z pohledu konstrukce HPFC je ovšem důležitější sezonalita. Vliv dvou denních špiček je stále výraznější. A zatímco v létě je silnější dopolední špička, v zimě se projevuje extrémně silná večerní špička kolem 18. - 20. hodiny. To je způsobeno dodatečnou spotřebou na osvětlení a vytápění. Z celoročního pohledu je patrné, že sezonalita je závislá na teplotě.

Tyto průběhy tedy kvalitní HPFC musí postihnout. Hodnoty musí být vztaženy k hodnotám průměrného počasí, výjimečné extrémy počasí pak musí být vyloučeny. Zahrnout je naopak nutné svátky a všechny přechody pracovní/nepracovní den.

– Specifika oblastí

Předchozí odstavce ukazují, jak podstatný je vliv vytápění na cenu elektřiny. Při vyšší spotřebě se krátkodobě vytvoří špička (zimní večery), resp. se zvedne průměr (zima/léto). Model HPFC tedy musí brát v potaz i specifika oblastí, kupř. podíl vytápění elektřinou, teplotní průměry, dobu denního svitu a podobně.

– OZE

S rozvojem OZE a jejich výrobě závislé zcela na povětrnostních podmínkách se trh s elektřinou v době nízké poptávky může dostat do situace, kdy dodávka těchto zdrojů je tak silná, že stlačí spotové ceny do záporných hodnot. Jelikož náklady na odstavení a najíždění klasických zdrojů jsou vysoké, nevyplatí se pro krátké intervaly záporných cen

jejich provozovatelům tyto zdroje vyřazovat. Tak dochází k ekonomické nerovnováze dané výkyvem povětrnostních podmínek. Tento jev by proto model HPFC neměl zahrnovat.

– **Statistická robustnost**

Průměry profilu by neměly vykazovat žádné špičky dané jakýmkoli nepředvídatelnými událostmi, jako jsou zmíněné extrémní počasí, výpadky zdrojů či jiné. Model tedy musí být testován na špičatost a těžké ocasy normálního rozdělení.

4.2.2 Aplikace futures na roční profil

Tento krok udává peněžní hodnotu vytvořenému ročnímu profilu a zajišťuje imunitu modelu HPFC vůči arbitráži s produkty *futures*. Futures se na trhu vyskytují v mnoha délkách a většinou je možné najít takový derivát, který přesahuje dobou splatnosti horizont HPFC. Pro kvartální *futures* lze nalézt tři adekvátní měsíční deriváty. Protože měsíční produkty na otevřeném trhu musí vylučovat možnost arbitráže proti kvartálním, mohou být oba typy použity pro sestavení HPFC křivky. Nicméně stejně jako v případě profilu, kde jsou hodnoty sbírány pro nejkratší možný interval dat, i zde je vhodné použít *futures* s kratším trváním a ideálně s vysokou likviditou. Obojí zvyšuje spolehlivost dat.

V případě neexistence vhodných *futures* v regionu je možné použít zahraniční, ovšem se započtením odpovídajících cen za přenos. Zde vyvstává problém různého trvání futures a cen v kapacitních aukcích. Dalšími možnostmi jsou sestavení umělých futures porovnáním nabídky sousedních regionů a započtením nákladů přenosu, anebo obdobný postup s produkty OTC. V těchto případech je vhodné využít vážených průměrů co největšího počtu produktů.

4.3 Stanovení výkupních cen

HPFC je z důvodů popsaných předchozích dvou bodech nejlegitimnějším (a proto nejpoužívanějším) prostředkem ocenění budoucích diagramů. Ocenění statisticky robustního profilu produkty *futures* umožňuje nejrelevantnější odhad vývoje ceny elektřiny v budoucnosti, respektive odhad takový, který nemůže být jinými účastníky trhu podroben arbitráži. Z toho plyne, v případě užití stanovení výkupní ceny obchodníkem, nemožnost konkurenčního obchodníka dosažení lepší nabídky jiným postupem, než snížením vlastní marže.

Užití HPFC pro stanovení výkupní ceny obchodníkem tedy lze považovat za správné a vedoucí k určení adekvátní tržní ceny v konkurenčním prostředí.

Takto je možné určení výkupních cen v současnosti – ocenění odhadovaného výrobního diagramu OZE pro následující rok. Odhad výrobního diagramu intermitentních OZE (viz 3.2) je zpravidla:

1. **empirický** (historické diagramy očištěné o klimatické výkyvy – viz 4.2.1) nebo
2. **stanoven výpočtem** (u nových zdrojů) z technických údajů a klimatických podmínek dané lokality.

Pro zpětnou analýzu roku 2014 je nutné vhodné **převedení výkupní ceny do cenové hladiny roku 2014**. Postup je vyjádřen následujícím vzorcem a spočívá v upravení výkupní ceny VC v současném roce koeficientem nárůstu ročního průměru marginálních cen MC v hodinách h denního trhu (DT) mezi sledovanými roky:

$$(03) \quad VC_{2014} = VC_{souč.} \times \frac{\sum_1^{8760} MC_{h,2014}}{\sum_1^{8760} MC_{h,souč.}}$$

4.4 Ocenění obchodního rezidua a spotřeby

Jak uvádí úvodní bod kapitoly 4, na rozdíl od individuálního oceňování odběrového diagramu velkých zákazníků, u zkoumaného MOO není možné přímé ocenění, ale je nutné vycházet ze statistické analýzy odběratelů. Rovněž ocenění přímo produkty *futures* není možné vlivem přenesení zodpovědnosti za odchylku na obchodníka a ve výsledku vlivem jeho schopnosti zobchodování svých pozic na DT a vnitrodenním trhu (VDT). Rozdíly mezi výrobou a odběrem portfolia v dané hodině tvoří *residuum*, které v případě špatného odhadu a nezobchodování na VDT přepadnou do systémové odchylky a jsou zpětně vyúčtovány OTE. Ocenění individuálních úspěšnosti obchodování je věcí rozvahy každého obchodníka.

Každopádně ocenění budoucího rezidua musí být provedenou tržně se zahrnutím individuální úspěšnosti obchodování. Pokud E_{long} je nakoupený objem energie a E_{short} prodaný, platí:

$$(04) \quad residuum = E_{long} - E_{short}$$

Úspěšnost obchodování závisí na odhadu obchodních pozic pro následující den (DT) a uvnitř obchodního dne (VDT). Ohodnocení úspěšnosti může vycházet z pravděpodobnostního vyjádření, například z analýzy objemů zobchodovaných obchodníkem na DT ($p \times E_{celk}$) a VDT (analogicky),

resp. zúčtovaných v odchylce (an.). Z toho p odpovídá pravděpodobnosti zobchodování objemu energie na DT, q pravděpodobnost zobchodování na VDT, r pravděpodobnost zúčtování v odchylce a odpovídající ceny jako DT , VDT , O a celkový zobchodovaný objem elektřiny E_c . Potom výsledný součet obchodních pozic S_c za sledované období bude:

$$(05) \quad S_c = E_c \times (p \times DT + q \times VDT + r \times O), \quad \text{kde } p + q + r = 1.$$

Při vzorku 8760 hodin v roce lze předpokládat normální rozdělení pravděpodobnosti zobchodování na jednotlivých trzích a z toho pak vydělením ročním objemem energie odvodit průměrný pravděpodobnostní odhad ceny P_h hodinového objemu zobchodovaného obchodníkem:

$$(06) \quad P_h = p \times DT + q \times VDT + r \times O, \quad \text{kde } p + q + r = 1.$$

Určení pravděpodobnostních koeficientů je pak otázkou zmíněné analýzy, v případě této práce bude určeno expertním názorem na základě konzultací (viz kapitola 5).

Je také nutné nastavit algoritmus simulace obchodování tak, že v případě nevypsání poptávaného objemu na VDT musí celý objem propadnout do odchylky. Na VDT je možné vydat minimální objem 1 MWh a akceptovat nabídku 0,1 MWh. Vzhledem k tomu, že je předpokládána možnost postavení LO jako klasického obchodníka v širší oblasti (viz 2.6.5), bude také předpokládáno, že objem LDS je pouze malou částí celkového obchodovaného objemu, a proto bude zobchodování *residua* na VDT možné se standardní úspěšností daného obchodníka. Případnou chybu je vhodné obsáhnout pesimistickým nastavením koeficientů p , q , r .

Statistické sestavení profilu zachycujícího dokonale oblastní sezonalitu a respektující specifika oblasti je možné považovat za nejlepší možný postup odhadu oceňovaných energetických toků (viz 4.2.1). Zjevná je podobnost sestavení profilu HPFC se sestavováním *normalizovaných TDD* (viz bod 1.2) užívanému k řízení HDO následným přepočtem na aktuální klimatické podmínky. Vzhledem k tomuto porovnání kompatibility metodik a ke spolehlivosti predikce TDD bude i ve zkoumaném modelu použito TDD jako ročních profilů odběru MOO v zařazených skupinách distribučních sazeb.

4.5 Kritéria nastavení zdrojů v simulaci LDS

Výrobní mix, neboli sestava výrobních zdrojů nakupovaných bilaterálně obchodníkem (strategie nákupu místních zdrojů vzhledem k optimalizaci řízení LDS rozpracována v bodě 2.6.5), byl zvolen podle následujících kritérií:

4.5.1 Druh a specifika zdroje

V decentralizovaných soustavách je možné uvažovat zdroje uvedené v bodě 3.1. V rámci rozvoje výrobního mixu ČR dle SEK (viz 1.6), kde zejména BPS bude v budoucnu mít vzrůstající zastoupení a důležitost, je do simulace vhodné zahrnout v tomto řazení:

1. Bioplynové elektrárny (BPS);
2. Fotovoltaické elektrárny (FVE);
3. Větrné elektrárny (VTE).
4. Kogenerační jednotky (KVET).

Poslední, KVET, nebude v simulaci využito, a to jak na základě preference BPS pro svou nezávislost na nutnosti odběru tepla (viz 3.1.1) a tedy nutnosti simulace na konkrétní LDS, tak z důvodu analýzy méně příznivé varianty z pohledu říditelnosti (KVET na rozdíl od zbylých zdrojů vyniká výbornou mírou říditelnosti – i z toho důvodu je zahraničními autory uváděna jako nezbytná protívaha ostatních OZE ve výrobním mixu, viz 3.1.1). V simulaci je žádoucí ověřit možnost kompenzace výroby neřiditelných OZE pomocí *obchodní flexibility* dle **hypotézy 2**. Zkoumaný mix je tedy možné označit za nejnepříznivější variantu a případná možnost dalšího navýšení OF pomocí KVET (či dalšími regulovatelnými prvky) je jediné přínosem.

Zásadní vlastností společnou pro BPS a KVET je také možnost automatické regulace jalové složky elektřiny, jejíž důležitost pro udržení kvality elektřiny byla popsána v bodě 3.1. Ač bude obchodní model simulován na existující oblasti a z tohoto pohledu tedy nedojde ke změně, je nutné vždy problematiku $\cos \varphi$ zohledňovat. Už jen proto, že decentralizované řízení sítě nabízí možnost zvyšování účinnosti řízení a tedy i kvality.

Rozdíl mezi KVET a BPS je z hlediska provozu především v uvažované říditelnosti, kdy provozovatel KVET není systémem podpory (viz 3.1.1) odstupňovaným degresivně dle ročního využití demotivován k **variabilnímu provozu**. U BPS (viz 3.1.2) je tomu naopak a vlivem fixních podpor lze očekávat, s přihlédnutím k racionální maximalizaci zisku provozovatele, snahu o maximální využití zdroje. V tomto ohledu je zřejmé i ekonomické pozadí variabilního využití KVET pro případné navyšování *obchodní flexibility*. Naopak, z pohledu simulace v této práci bude BPS využíváno jako zdroj základního krytí a substitutece nákupu *baseload forwardů*.

Oproti tomu FVE a VTE budou zdroje kompenzované *obchodní kapacitou*.

4.5.2 Parametry soustavy

Podobně jako u problematiky účinníku výše, lze s odvoláním na bod 2.6.4 konstatovat, že z hlediska bezpečnosti a kvality dodávek *návrh 1* nepřináší změnu. Díky tomuto kritériu je při nastavení modelu nutné zachovat také stávající velikost *rezervovaného příkonu*. Jeho navýšení může být v zájmu LO, a jak bude později ukázáno, výrazně napomáhá využívání *obchodní kapacity*, pro simulaci bude práce opět vycházet ze stávajících možností LDS. V tomto případě bude použito nejvyšší známé historické zatížení soustavy. Vzhledem dostupnosti dat pouze za jeden rok (2014) bude předpokládán provoz soustavy v bezpečných mezích a zjištěná maximální hodnota zatížení bude považována za hodnotu pod limity provozu LDS. Pro určení maximálního bezpečného zatížení konkrétní LDS (P_M) pak bude v simulaci tato hodnota navýšena koeficientem 1,1.

4.5.3 Podíl na výrobě a minimalizace residua

Pro potřeby simulace různých oblastí a zejména podílů jednotlivých zdrojů musí být výroba zdrojů škálovatelná, proto bude výrobní diagram zdrojů roku 2014 **relativizován** podílem hodinových hodnot maximálním výkonem zdroje a následně vynásoben jeho podílem (na max. výkonu výroby) a maximálním zatížením P_M . Tím bude získáno škálovatelné vyjádření maximálního výkonu zdrojů pro provedení optimalizace podílů jednotlivých zdrojů s kritérii:

- zachování parametrů soustavy (P_M);
- minimalizace *residua* (dále).

S přihlédnutím k ověření *hypotézy 2*, jejímu rozboru a možnosti obchodníka kompenzovat lokální výrobu OZE *obchodní kapacitou*, je žádoucí dosáhnout v simulovaném portfoliu **vysokého podílu OZE**. Nastavení simulace se tedy bude blížit bilanční rovnováze, a tím se přiblížit energeticky soběstačným rakouským a německým vesnicím či čtvrtím. Ovšem tato bilanční rovnováha je z pohledu obchodního modelu pouze rámcová, z hlediska rentability je zásadní právě hodinové bilancování (ve kterém se u zmiňovaných oblastí už o soběstačnosti dá mluvit málokdy) obchodníka pomocí OF. Vzniklé *reziduum* bude oceňováno dle bodu 4.4 a dle rozboru *hypotézy 2* bude jeho **minimalizace od počátku kritériem sestavování obchodního portfolia v rámci LDS**. Vzhledem k tvorbě simulace bude vhodné nastavit výchozí stav jako takový, který je pro LO optimálním

cílovým stavem sestavení portfolia a bude ukazovat plný potenciál obchodního modelu, tedy stav s minimálním ročním *reziduem*, jež je nutné dále pokrýt tržní nabídkou.

Výchozí stav simulace tak bude nastaven na základě minimalizace *rezidua* soustavy dle podílů jednotlivých zdrojů. Toho bude dosaženo aplikací metody *lineární regrese* hodinových odchylek dané soustavy – minimalizací součtu druhých mocnin hodinových odchylek O_h dle vzorce:

$$(07) \quad \text{residuum} = \sum_1^{8760} O_h^2 \rightarrow \text{MIN}$$

Proměnnými lineární regrese jsou podíly jednotlivých OZE na pokrytí zatížení LDS vztažené k hodnotě maximálního ročního zatížení (spotřeby) v roce 2014. Dalším kritériem simulace tedy byla snaha o maximální soběstačnost soustavy (o tom dále), ovšem s primárním hlediskem ekonomické optimalizace (dle nákupu *rezidua*) a jeho velikosti:

Tím došlo k **výchozímu nastavení soustavy do optimálního stavu** z pohledu obchodníka, kterému se bude snažit přiblížit sestavováním portfolia v LDS dle bodů 4.3-4 o kritériích stanovení výkupních cen a oceňování obchodního rezidua, zejména z pohledu bilaterálního nákupu zdrojů v oblasti. Odchylka od tohoto stavu bude předmětem citlivostní analýzy simulace na změnu podílu zdrojů.

4.6 Kritéria nastavení spotřeby v simulaci

V bodě 4.4 bylo označeno stanovení odhadu profilu spotřeby na základě TDD jako nejvhodnější. I na základě jeho širokého užití DSO k odhadu spotřeby OM s měřením typu C (viz 1.2) bude tento postup využit. Vzhledem k retrospektivní analýze je možné využít *přepočtených TDD* sazeb D02d a D25d. Z náhledu nastavení spotřeby v simulaci LDS je zřejmé i porovnání s reálným stavem, kdy tyto sazby jsou zdaleka nejčastější a jejich důležitost je o to významnější z pohledu uvažované decentralizované LDS s rezidenční spotřebou v MOO. Jejich poměr v simulaci zůstane shodný s poměrem v průměru ČR.

SPOTŘEBA						
tarif	TDD	tis. odběratelů / %		volba % / odběratelů	roč. (kWh)	celk. (kWh)
D02	TDD 4	2 578,8	47,2%	60,4%	2 000	4 962 000
D24	TDD 5	0,5	0,0%	0,0%		0
D25	TDD 5	1 042,2	19,1%	39,6%	1 630	4 800
					4 800	7 824 000

4-2 Ukázka nastavení složení spotřeby v simulaci LDS

Prvotní nastavení podílů sazeb, jejich průměrných ročních objemů spotřeby potom z konzultací uvedených v poděkování a [ERÚ5]. Celorepublikový poměr mezi TDD4 a TDD5 bude zachován zejména s přihlédnutím k zachování stejného podílu spotřeby v NT. Nastavení hodnot bylo předmětem konzultací, viz poděkování.

Je tedy znám celkový roční objem spotřeby, otázkou je pak rozložení této spotřeby do ročního hodinového profilu. Toho je možné dosáhnout využitím *vztahu 02* dle metodiky TDD (viz 1.2). Tímto postupem lze sestavit metodicky věrný profil spotřeby, který je možné na hodinové bázi porovnávat s výrobním diagramem (viz předchozí bod).

4.7 Zjištění rozložení OF ve spotřebním diagramu

Tato otázka byla při návrhu metodiky nejproblematictější – přesná data nejsou veřejná, lépe řečeno ani dostupná. Co se odhadu objemu spotřeby říditelné systémem HDO týče, lze částečně vycházet z bilančních dat, která byla seskupena z poměrně velkého množství zdrojů v bodě 2.4.1. Problémem však je časové rozložení tohoto objemu ve spotřebních diagramech. Jedná se v podstatě o oddělení říditelné složky spotřeby dvoutarifní sazby do samostatného spotřebního diagramu. Po sérii různých simulací na základě uvedených dat a několika konzultacích vzešla jako nejpresnější varianta následující dvoukroková metoda.

4.7.1 Analýza tvaru profilu energie podléhající HDO

Analýzou ročního TDD ve zkoumaných třídách je možné zjistit, že rozptyl a špičatost rozdělení hodnot v sazbách s říditelnou spotřebou je celkově nižší ve vztahu posunu spotřeby *time-shiftingem*, což odpovídá účelu dvoutarifních sazeb, ovšem díky výrazně vyššímu objemu spotřeby říditelných sazeb lze na základě podmíněného rozdílu zjistit přibližný tvar říditelné složky spotřeby dvoutarifní.

$$(08) \quad \text{pokud } S_{1t}(t) < S_{2t}(t) : S_{2t}(t) - S_{1t}(t), \text{ jinak } (0)$$

V hodinách h , kdy spotřeba jednotarifní S_{1t} je menší než spotřeba dvoutarifní S_{2t} , lze rozdílem těchto hodnot získat hodinovou část profilu. To lze tvrdit právě na základě dvojnásobného objemu spotřeby (viz 4.6) zároveň s výraznou kladnou špičatostí rozdělení hodnot v dvoutarifní. A lze usuzovat, že tento jev musí být způsoben právě touto kombinací faktorů. Pro názornost:

	<i>kurtosis</i>	<i>roč. (kWh)</i>
D02d (celá ČR)	-0,550	2 000
D25d (průměr ČR)	0,489	4 800

4-3 Špičatost rozdělení pro průměr TDD5 a pro TDD4

Z této stručné analýzy plyne, že rozdělení jednotarifů je výrazně rovnoměrnější při více jak polovičním objemu spotřeby, kdežto kladná špičatost (s přibližně opačnou mírou) u TDD5 značí, že křivka hustoty je špičatější, tedy většina hodnot leží blízko střední hodnoty. To budiž potvrzením předpokladu, že takto výrazný posun špičky rozdělení vzhůru je dán spínáním velkých objemů říditelné spotřeby – dle bodu 2.4.1 je v NT spotřebováno až 46 % spotřeby domácností (MOO). Z toho plyne, že právě oblast hodnot nad rozdělením TDD4 je oblastí hodnot říditelné spotřeby.

S dostatečnou přesností je tedy možné tvrdit, že vzhledem k výraznému rozdílu ve špičatostech rozdělení, je **postup rozdílu hodnot TDD na hodinové bázi spolehlivým ukazatelem rozložení říditelné spotřeby v TDD**. Nikoli z pohledu celkové velikosti, spíše jako relativních hodnot v časových intervalech zjištěných touto metodou – tvořících tvar profilu energie podléhající HDO.

4.7.2 Rozložení reálného objemu spotřeby do profilu

Aby došlo ke zpřesnění profilu získaného v předchozím bodě, musí k němu být přistupováno podobně jako k výchozím TDD, tedy souboru relativních hodnot, na něž je aplikován objem spotřeby. Ekvivalentním postupem k bodu 4.6 tedy bude **na získaný profil rozložen rozdíl mezi roční spotřebou OM v sazbě D25d a sazbě D02d**. Vzhledem k vhodnému nastavení sazeb lze totiž předpokládat, že právě tento rozdíl je objemem říditelné spotřeby podléhající HDO. Z bližšího popisu v bodech 2.4.1-2 lze totiž usuzovat, že právě ohřev teplé vody (a akumulární kamna – jejich vliv je oproti TUV podstatně menší a dle ČSÚ ustupující jiným způsobům vytápění [ČSÚ]) je právě tím prvkem, kterým se domácnosti pod těmito sazbami liší.

Tímto postupem je tedy možné získat **přibližný profil odpovídající spotřebě (OF) podléhající řízení systémem HDO**.

4.8 Zhodnocení efektivity navrhovaných variant

Důsledkem nastavení *návrhu 1* je konfrontace výroby a spotřeby na úrovni LDS, a to jak z fyzikálního hlediska, tak obchodního (viz 2.6.4-5). To je změna oproti nulové variantě, kde

fyzikální pohled je sice stejný, ale obchodně dochází k bilancování centrálně, na straně obchodníků. Zde dochází naopak k obchodnímu vypořádání v rámci LDS a teprve vzniklé *residuum* je LO obchodováno na vnějším trhu. Vlivem postavení lokálního obchodníka lze hovořit i o decentralizovaném hospodaření LO (viz 2.6.5) a celkový ekonomický efekt je uchován v oblasti LDS. Z toho plyne první zásadní kritérium pohledu na obchodní model a jeho rentability:

Ekonomický efekt decentralizovaného obchodního modelu dle návrhu 1 je vytvářen v oblasti LDS a vlivem systému platby za obchodní flexibilitu bude promítán do ceny silové elektřiny odběratelů. Hlavními kritérii hodnocení tedy budou jak celkový ekonomický efekt, tak míra snížení ceny silové složky elektřiny v oblasti.

Hlavním měřítkem celkového ekonomického efektu bude **rozdílové roční cash flow** (CF) oproti nulové variantě, resp. oproti vztažné variantě. Druhotně pak jeho kumulované vyjádření pro stanovenou dobu porovnání, tedy **CCF**. To bude za předpokladu opakování CF prvního roku vypočteno dle vztahu 09.

$$(09) \quad CCF = CF + \frac{(1+r)^T - 1}{(1+r)^T \times r}$$

Diskont r je ve výchozím stavu uvažován ve výši 8 % a doba porovnání T je 15 let.

Z hlediska hospodaření se LO nijak neliší od klasického obchodníka, jeho základní mechanismy oceňování zůstávají shodné (viz předchozí body kapitoly), určování koncových cen tedy bude předmětem nákladového ocenění s jedinou změnou, a to že do těchto nákladů musí být promítnuta cena *obchodní flexibility*. Protože její cena je určena výsledkem aukce, nemůže být z pozice simulace přímo určena, a její cena bude dána obchodním intervalem, jehož **maximální velikost může dosahovat právě CF, respektive CCF** ekonomického efektu (výše). Výsledná (aukční) cena OF se tedy bude pohybovat **v tomto intervalu**. Tím dojde k rozdělení ekonomického efektu mezi LDS a LO.

Snížení ceny silové složky elektřiny pro odběratele bude dáno právě tou částí ekonomického efektu, která bude **rozdílem** mezi jeho celkovou velikostí a výslednou cenou OF. Cena OF je nákladem hospodaření LO a musí se promítnout do nákladového ocenění výsledných sazeb. Zmíněný rozdíl představuje interval, na kterém LO realizuje svoji marži a cenové zvýhodnění silové složky elektřiny oproti nulové variantě. Vše za předpokladu kladného CF.

Jelikož nelze odhadnout výsledek aukce, ani marži LO, bude uváděn potenciál snížení ceny silové elektřiny vlivem započtení **plně výše rozdílového CF**. Tedy bez započtení ceny OF a marže LO.

Tento stav je nereálný, ale zobrazuje vliv **celkového ekonomického efektu implementace návrhu I na nákladovou část ceny silové elektřiny.**

V případě, že rozdílové CF bude kladné a významné, resp. dojde k významnému snížení nákladů na silovou elektřinu z pozice LO, bude daná varianta vyhodnocena jako rentabilní. Náklad na OF a marže LO by byly následně promítnuty do tohoto CF, respektive do ceny silové složky elektřiny.

5 Případová studie modelové distribuční soustavy řízené smart tarifem

5.1 Vstupy a nastavení simulací

Vstupní data pro simulaci modelu decentralizované LDS byla převzata z několika zdrojů, pro orientaci jsou uváděna v jednotlivých kategoriích. Zejména v případě hodinových výrobních diagramů OZE však vzhledem k povaze dat nemohou být konkrétní zdroje uvedeny.

5.1.1 Výrobní a spotřební diagramy

Pro vypracování modelu se podařilo získat hodinové výrobní diagramy pro rok 2014 podle bodu 4.5.1 (vypočtené koeficienty ročního využití jsou uvedeny výše v závorkách, výrobní diagramy v příloze):

- Bioplynové elektrárny (BPS) (0,962);
- Fotovoltaické elektrárny (FVE) (0,125);
- Větrné elektrárny (VTE) (0,219).

Zdroje jsou provozovány na území ČR v relativní geografické blízkosti a diagramy odpovídají reálnému provozu v roce 2014 včetně odstávek plánovaných i neplánovaných. Z pohledu využití zdrojů se potvrdil předpoklad z bodu 4.5.1, a to že BPS bude hrát roli základního zdroje. Naopak zbylé dvě elektrárny budou předmětem vyrovnávání pomocí OF.

Výrobní diagramy byly relativizovány (maximálním výkonem zdroje, viz 4.5.3) pro pozdější škálování výkonu v simulacích a pro minimalizaci *residua* soustavy.

Spotřební diagramy byly sestaveny na základě TDD4 (sazby D01d a D02d) a TDD5 (D25d) dle metodiky v bodě 4.6, s přibližným zachováním poměrů OM mezi skupinami. Celkový výchozí počet OM byl pozdějším porovnáním s objemem výroby stanoven na 4102. Z regionálních TDD5 byl kompromisně zvolen diagram středních Čech, a to ať kvůli regionální souvislosti s použitými výrobními diagramy, tak pro pozdější aplikaci v simulaci oblasti novostaveb s vytápěním a větráním dle *návrhu 2*, a pro porovnání s dostupnými teplotními charakteristikami oblastí, které

jsou s TDD provázané. Také v bodě 1.4 byl uveden rozpad ceny elektřiny pro uvedené sazby u majoritního dodavatele ve středních Čechách (a okolí).

5.1.2 Optimalizace parametrů LDS a residua

Následná optimalizace parametrů simulace proběhla podle bodů 4.5.2 a 4.5.3 ve dvou krocích:

- **Minimalizace odchylky** a určení **optimálního podílu zdrojů** na krytí spotřeby

Porovnáním spotřeby s výrobou byl sestaven diagram *residua* a součet jeho druhých mocnin byl minimalizován *lineární regresí* dle bodu 4.5.3. Tím byla simulovaná soustava nastavena do optimálního výchozího stavu, kterého se LO snaží dosáhnout optimalizací portfolia (viz 4.5.3) a ze kterého se simulace bude odchylovat při zkoumání scénářů.

- Snížení **maximálního výkonu zdrojů** na úroveň maxima sítě

Jedním z cílů stanovených v předchozí kapitole je (v primárních simulacích) zachování rezervovaného příkonu, tedy nulové investice do infrastruktury. Ačkoli samotná minimalizace nastaví soustavu do stavu, kdy nejsou překročeny maximální hodnoty sítě – dle bodu 4.5.2 předpokládány poměrně pesimisticky na 1,1 násobku maximálního hodinového zatížení (P_{MAX}) – při následné simulaci by mohlo dojít k překročení P_{MAX} . Proto je nutné v algoritmu nastavení podílů zdrojů na krytí soustavy stanovit toto maximum. Respektive součet jejich maximálních výkonů (P_M) nesmí přesáhnout možnosti sítě:

$$(10) \quad \sum P_{M;i} \leq P_{MAX}$$

I kvůli těmto síťovým omezením při simulaci nebylo dosaženo plného krytí spotřeby místní výrobou.

Z hlediska ověření **hypotéz 1 a 2** je vhodné nastavení co možná nejnáročnějších podmínek testování *obchodní flexibility* jako nástroje kompenzace volatilních OZE – dosažení co nejvyššího podílu OZE. Druhý bod výše nicméně způsobí zastropování jejich podílů, a jak se později ukáže, i minimalizace odchylky má tendenci vytěšňovat volatilnější zdroje.

Přesto bylo provedení této optimalizace dosaženo stavu s velkým zastoupením OZE, zejména z pohledu bilančního. Jak ale už bylo uvedeno např. v bodě 4.5.3, bilanční soběstačnost je pouze

výchozím rámcem této analýzy. Důležitým faktem v tomto bodě je, že bylo dosaženo **výchozího stavu simulace**.

ZDROJE				
výroba (P_M)			minimalizace odchylky	
zdroj	kW	tj.	optima	max ČR (kW)
BIO	721	29,9%	29,9%	1160
FVE	121	5,0%	5,0%	3500
VTE	759	31,5%	31,5%	4250
IMP		0,0%	33,6%	
P_{MAX}	2 651,7			

5-1 Výchozí nastavení podílů max. výkonů OZE k maximu zatížení LDS

Toto nastavení je důležité především kvůli retrospektivnímu charakteru analýzy a nepředvídatelnosti výroby intermitentních zdrojů. Tím, že došlo k určení limitů pro součet jejich maximálních výkonů, lze zajistit, že bezpečnost provozování LDS nebude narušena, a navíc bude provozována za současné infrastruktury, bez jejího posilování.

Dále byl zjištěn objem a rozložení říditelné spotřeby dle metodiky v bodě 4.7 a sestaven bilanční náhled LDS.

Spotřeba celkem	9 924 000	kWh
tj.	4102	domácností
Výroba celkem	8 434 062	kWh
tj.	85,0%	spotřeby
Objem OF	4 538 800	kWh
tj.	45,7%	spotřeby

5-2 Celková roční bilance LDS

Z bilančního pohledu je patrné, že simulace v základním nastavení představuje celkovou spotřebu necelých 10 GWh energie ročně a její 85% krytí lokálními OZE, lze tak hovořit o velmi významné míře soběstačnosti. Zajímavý je pak poslední řádek, který potvrzuje, že nastavení poměrů spotřeby odpovídá realitě, když objem říditelné spotřeby (budoucí OF) v LDS dosahuje téměř 46% spotřeby, což odpovídá celorepublikovému průměru (viz 2.4.1).

Výchozí stav tak potvrzuje správné nastavení systému modelové LDS a použitých metodik 4.5-7.

Pro doplnění analýzy rozložení OF (resp. objemu spotřeby řízeného HDO) je možné uvést následující grafické zobrazení, které dle metodiky v bodě 4.7 ukazuje průměrný měsíční tvar profilu této části spotřeby.

ROZDÍL TDD5 - TDD4													
h/m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	sum
1	0,34	0,35	0,31	0,24	0,20	0,15	0,12	0,13	0,16	0,23	0,28	0,30	2,81
2	0,42	0,41	0,41	0,34	0,27	0,23	0,18	0,19	0,24	0,31	0,33	0,35	3,67
3	0,41	0,41	0,37	0,27	0,17	0,14	0,08	0,09	0,14	0,23	0,32	0,37	2,99
4	0,36	0,20	0,18	0,19	0,12	0,07	0,04	0,05	0,09	0,18	0,22	0,31	2,01
5	0,26	0,05	0,05	0,13	0,05	0,02	0,00	0,01	0,02	0,10	0,14	0,22	1,03
6	0,09	0,00	0,00	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,06	0,10	0,34
7	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,05
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
13	0,04	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,08
14	0,22	0,20	0,07	0,07	0,05	0,03	0,01	0,02	0,03	0,09	0,14	0,20	1,14
15	0,27	0,24	0,07	0,09	0,07	0,03	0,02	0,03	0,04	0,13	0,20	0,24	1,44
16	0,13	0,12	0,02	0,07	0,04	0,02	0,01	0,03	0,03	0,06	0,09	0,09	0,70
17	0,04	0,03	0,00	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01	0,01	0,15
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,14	0,14	0,07	0,03	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,07	0,11	0,62
24	0,38	0,36	0,30	0,24	0,17	0,15	0,12	0,13	0,16	0,22	0,31	0,36	2,89
sum	3,12	2,53	1,86	1,73	1,17	0,83	0,58	0,67	0,91	1,67	2,19	2,71	

5-3 Diagram rozložení OF (řízené HDO) v nulové variantě

Diagram potvrzuje předpoklady o řízení HDO centrálním distributorem – ukazuje neměnné řízení podle pravidelného rozvrhu v jednotlivých měsících. Pro zimní období platí následující: Převážná většina objemu spotřeby je uskutečněna v pevných ranních hodinách, počínaje 24. hodinou večerní předchozího dne. Koncem 4. hodiny ranní tato spotřeba ustává. V letním období se interval oboustranně zkracuje a minima dosahuje v červenci – zhruba 1/6 lednové, maximální, spotřeby.

Druhým patrným schématem je dohřev teplé vody v odpoledních hodinách, který vyplývá i z nařízení ERÚ o řízení dvoutarifních sazeb. Při analýze jednotlivých regionů TDD5 je možné zjistit, že v každém kraji dochází k odpolednímu spínání HDO v jiné hodině, mezi 14. a 16. hodinou, což je pravděpodobně maximum schopností centrálního řízení spotřeby.

Fixní hodinové řízení jasně vyplývající z uvedeného diagramu simulace přidává důležitosti *hypotézy 1* o potenciálu decentralizovaného řízení spotřeby.

Posun ve spotřebě mezi 23. – 6. hodinou v ranním bloku a mezi 14. – 16. v odpoledním budou pevné intervaly posunu OF (*time shiftingu* spotřeby), tak aby nedošlo k porušení stávajícího stavu, v tomto případě zejména z pohledu komfortu odběratelů.

5.1.3 Nastavení cen

Kapitola 4 postupně odvozuje metodiku tvorby výkupních cen a ocenění rezidua z modelu HPFC a způsobu obchodování na trzích s elektřinou, zároveň při tom ukazuje důležitost individuálních schopností a možností obchodníka. Z toho plyne obtížnost spekulování o těchto vstupech, proto bylo jejich nastavení učiněno formou průměrných hodnot nezávislých expertních odhadů, na základě konzultací uvedených v poděkování, s větší vahou odhadu expertů pohybujících se v oblasti obchodu a *tradingu*. Konkrétní odhady zde však vzhledem k povaze údajů nebudou uváděny.

Výkupní ceny byly stanoveny odhadem současné výkupní ceny jednotlivých zdrojů OZE a následně přeneseny do cenové hladiny roku 2014 – viz metodika v bodě 4.3. Výsledné ceny jsou uvedeny v tabulce níže. Jejich stanovení může být podrobena citlivostní analýze, nicméně v rámci simulace prováděna nebude z důvodu, že způsob určení expertním odhadem nemá z pozice této práce lepší alternativu a v realitě je stanovení výkupních cen vždy silně závislé právě na individuálním ocenění vlastních schopností obchodníkem (viz kapitola 4) a požadované výši marže. Proto je zde tento způsob určení považován za adekvátní k reálné situaci (z pozice LO).

ZDROJE			
výroba (P_M)			výkupní ceny
zdroj	kW	tj.	Kč/MWh
BIO	721	29,9%	907
FVE	121	5,0%	389
VTE	759	31,5%	583

5-4 Výkupní ceny OZE v cenách roku 2014

Těmito výkupními cenami byly oceněny výrobní diagramy příslušných OZE.

Z pohledu **obchodování** a simulace stanovení hodinové ceny portfolia obchodníka byly zvažovány dva postupy. Nejprve na základě kombinace předvídání stavu portfolia a náhodné funkce reprezentující trh, na základě zpětného zkoumání a konzultací postupů byl jako vhodnější stanoven druhý, založený na pravděpodobnostním vyjádření úspěšnosti obchodování mezi DT a VDT, s nezobchodovaným objemem přepadajícím do zúčtování odchylky. Tato metodika je popsána v bodě 4.4. Pravděpodobnostní koeficienty opět respektují individuální zhodnocení vlastních zkušeností a možností obchodníkem a byly voleny jako pesimistické hranice expertního odhadu. Koeficient pro zobchodování objemu energie na:

- DT: $p = 0,67$
- VDT: $q = 0,23$

– Odchylka: $r = 0,10$.

Je nutné dodat, že **návrh 1** vede ke zvýšení možností obchodování využitím *obchodní flexibility* pro vyrovnávání pozic LO. To by z podstaty návrhu při jeho aplikaci vedlo naopak ke zlepšení těchto koeficientů oproti současnému stavu, jak ostatně nepřímě předpokládá *hypotéza 1*.

Na tomto základě byl dle metodiky 4.4 sestaven diagram 5-5 ilustrující průměry hodinových cen (v měsíci) výsledných pozic obchodníka, které budou použity k ocenění všech výsledných *residuí* v jednotlivých variantách. Vzhledem k zobrazení průměrné měsíční hodiny je patrné, že tvar diagramu je velmi výrazně ovlivněn tvarem DT. To lze brát za potvrzení správnosti pravděpodobnostního základu metodiky 4.4, kdy při zobrazení průměrných hodnot dochází k vyrušení vlivu VDT a odchylky – jejich vývoj je totiž řádově více zatížen náhodnými procesy (z toho plyne jejich nižší předvídatelnost. Výsledkem popsaného charakteru VDT a odchylky jako prostředků dorovnávání pozic (viz 4.4) je nízký vliv jejich výkyvů na součty, resp. průměry cen. Primárním vlivem úspěšnosti obchodníka tedy zůstává přesnost bilance na hodinové bázi, nikoli v těchto součtech.

TRADING - průměrné hodinové ceny (Kč/MWh)														
h/m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	var	sum
1	648	658	662	760	768	794	778	692	752	655	699	601	0,19	8,47
2	602	609	615	702	711	722	723	612	682	606	642	539	0,18	7,76
3	544	637	576	649	657	670	687	554	621	573	602	495	0,19	7,27
4	503	656	593	613	620	633	669	517	552	561	575	470	0,20	6,96
5	531	693	626	630	626	631	671	528	569	574	597	495	0,20	7,17
6	615	708	640	702	675	661	703	590	679	661	660	562	0,15	7,86
7	813	929	839	906	816	816	839	736	936	891	881	751	0,20	10,15
8	1125	977	883	1091	1003	971	1004	883	1109	1126	1130	975	0,25	12,28
9	1166	1268	1145	1187	1058	999	1030	939	1183	1182	1178	1060	0,33	13,39
10	1217	1296	1170	1103	1037	985	1037	910	1170	1170	1184	1110	0,39	13,39
11	1200	1251	1130	990	972	960	1020	876	1131	1131	1167	1124	0,37	12,95
12	1202	1258	1137	941	961	975	1032	875	1096	1095	1169	1137	0,38	12,88
13	1169	926	743	852	893	920	990	815	989	1011	1140	1122	0,43	11,57
14	1146	896	753	778	824	859	929	733	928	948	1124	1109	0,41	11,03
15	1127	892	779	740	779	823	900	687	889	927	1114	1104	0,44	10,76
16	1136	957	783	729	764	809	884	699	912	976	1156	1134	0,46	10,94
17	1200	1023	899	742	758	811	899	730	941	1032	1246	1217	0,52	11,50
18	1390	1231	843	829	839	890	964	843	1042	1137	1411	1383	0,58	12,80
19	1436	1440	1117	980	973	989	1009	951	1154	1293	1484	1308	0,53	14,13
20	1289	1307	1531	1131	1052	1050	1039	1014	1250	1395	1326	1189	0,52	14,57
21	1162	1130	1167	1177	1075	1044	1028	1028	1225	1179	1158	1066	0,20	13,44
22	964	938	965	1049	1043	1011	993	987	1059	981	996	917	0,14	11,90
23	878	875	872	973	981	1044	980	905	961	844	900	856	0,20	11,07
24	700	720	673	811	840	907	844	763	810	681	749	659	0,25	9,16
var	0,93	0,83	0,96	0,57	0,45	0,42	0,37	0,51	0,70	0,83	0,91	0,91		
sum	23,76	23,27	21,14	21,06	20,73	20,97	21,65	18,87	22,64	22,63	24,29	22,38		

5-5 Průměrné hodinové ceny pozic obchodníka (Kč/kWh)

5.2 Popis a cíle simulací

Sestavení hodnocených variant nastavení a prvků LDS vychází primárně z definice **návrhu 1**. Půjde tedy o decentralizovanou LDS, řízenou LO v mezích daných LDSO. Obchodník bude k řízení sítě využívat *obchodní flexibilitu*, a to na základě:

- Motivace udržení stability LDS a **minimalizace residua** (viz 2.6.5);
- Standardních **tržních impulsů**.

Jak bylo několikrát uváděno, práce se zaměřuje pouze na využití dostupných technologií a zejména v případě nastavení obchodního modelu jde o změnu dotýkající se pouze vnitřního řízení LDS. I proto je řazení variant uvedeno v následujícím pořadí (je zmíněna i nulová varianta, odpovídající současnému stavu, s vnějším obchodníkem jednajícím čistě na základě tržních mechanismů a portfolia).

Varianta 1 je základní variantou sestavenou dle **návrhu 1**, od které jsou odvozeny **Varianty IA** a **IB** lišící se způsobem řízení *obchodní flexibility*. **Varianty IA+baterie** a **IA+klima** jsou, jak název napovídá, odvozeny od **Varianty IA** rozšířením o prvek navyšující OF. **Varianta IA+klima** je sestavena dle **návrhu 2**.

Cílem simulací je ověření předpokladů prospěšnosti **návrhu 1** (a platnosti **hypotézy 1**, **hypotézy 2**) a **návrhu 2**.

5.2.1 Nulová varianta

Porovnání jednotlivých variant bude vztaženo primárně k **nulovému stavu**, který je dán oceněním spotřebního diagramu LDS obchodníkem tak, že celý diagram spotřeby (viz 5.1.1) je uvažován jako *residuum*, které obchodník nakupuje na trhu dle svých schopností a možností – viz 5.1.3. V této pozici budou na území LDS oproti LO i ostatní obchodníci (dodavatelé) v jinak neměnném konkurenčním prostředí (viz 2.6.1-5).

Všechny varianty, včetně nulové, jsou předně zkoumány ve výchozím nastavení LDS (viz 5.1.2). Celková roční energie spotřeby je 9,92 GWh a náklad obchodníka na ni (dle 4.4) jsou 7,1 mil. Kč (viz 5.3.1 v porovnání s Variantou 1).

5.3 Varianta 1

Tato varianta vzniká přirozeně aplikací obchodního modelu dle *návrhu 1* na LDS, prozatím **bez přímého řízení** LO – jedná se o soustavu ve výchozím nastavení (viz 5.1), stejně jako v nulové variantě, ovšem s vysokým podílem OZE blížícím se bilanční rovnováze soustavy (aby mohlo v návazných variantách dojít k analýze *hypotézy 2*). Bude se tedy primárně jednat o analýzu efektivity navrženého obchodního modelu založeného na decentralizaci oproti centralizovanému.

Beze změny oproti nulové variantě je tedy zatím i řízení zatížení, v rámci stávajícího systému HDO (podle vysílacích plánů centrálního, nadřazeného DSO). Z hlediska bodu 2.6.1 postihuje taková simulace kupř. stávající sídelní městská oblast (případ 4), včetně možnosti zastoupení novostaveb (2 a 3), s menšími úpravami lze aplikovat i na případ 1, bytový dům.

Grafickým výstupem simulace je následující diagram průměrných hodinových odchylek v měsíci, umožňující základní pohled na stav zatížení LDS a možnosti budoucího využití OF pro její řízení.

ODCHYLKY 1 - průměrné hodiny v měsících (kWh)													var	sum
h/m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	-283	-277	-132	-97	9	5	14	14	104	41	-58	-102	387	-761
2	-307	-278	-198	-157	-19	-9	12	20	78	14	-14	-42	385	-900
3	-241	-108	-98	-22	168	161	183	199	248	138	31	-44	489	615
4	-131	109	98	102	265	260	251	257	335	214	194	54	466	2007
5	-18	377	340	164	340	305	298	301	381	284	269	143	398	3184
6	125	322	291	228	348	300	280	313	386	284	313	218	261	3408
7	91	265	239	191	275	211	239	282	303	177	242	188	212	2702
8	66	207	187	171	197	139	135	187	228	145	190	159	161	2011
9	-37	84	76	66	67	34	26	35	79	55	39	60	121	583
10	-207	-37	-34	-20	-11	-53	-72	-79	40	-34	-85	-124	247	-714
11	-468	-312	-282	-169	-158	-177	-216	-250	-92	-193	-291	-442	376	-3051
12	-503	-544	-491	-221	-219	-216	-326	-363	-151	-289	-394	-491	393	-4208
13	-525	-421	-282	-149	-174	-161	-284	-315	-172	-292	-377	-491	377	-3642
14	-736	-634	-249	-257	-221	-233	-356	-373	-229	-404	-573	-734	515	-4998
15	-801	-727	-211	-301	-211	-224	-308	-331	-231	-440	-655	-747	590	-5189
16	-696	-651	-187	-294	-173	-193	-268	-299	-212	-386	-590	-630	523	-4580
17	-708	-634	-253	-303	-179	-187	-253	-270	-200	-390	-585	-712	533	-4676
18	-735	-625	-240	-288	-176	-176	-256	-240	-206	-420	-609	-649	560	-4620
19	-728	-735	-270	-340	-194	-188	-266	-250	-279	-506	-550	-616	547	-4920
20	-617	-668	-553	-374	-212	-182	-274	-265	-380	-503	-494	-527	486	-5049
21	-455	-492	-448	-397	-245	-186	-272	-298	-341	-356	-346	-370	305	-4206
22	-318	-320	-271	-304	-211	-184	-222	-240	-169	-203	-207	-233	151	-2881
23	-399	-418	-216	-228	-168	-170	-213	-150	-99	-115	-234	-339	319	-2749
24	-477	-460	-264	-275	-146	-166	-169	-130	-56	-122	-301	-410	422	-2976
var	926	1111	893	625	594	538	654	687	766	791	968	965		
sum	-9109	-6975	-3446	-3273	-1051	-1291	-2316	-2246	-635	-3301	-5087	-6880		

5-6 Diagram průměrných odchylek Varianty 1 (kWh)

Zatímco rozbor OF na základě diagramů TDD v bodě 5.1.2 předjímal nevhodnost centrálního řízení HDO pro decentralizovanou LDS, hodinová bilance LDS v diagramu 5-6 tento **nesoulad přímo**

potvrzuje. Zatímco maximum spotřeby při centrálním řízení HDO nastává ve 2. hodině, v případě decentralizovaného řízení by ve většině dní roku bylo spínání kolem 4. a 5. hodiny.

Při bližším pohledu na diagramy 5-3 a 5-6 je dokonce možné pozorovat v horních rozích diagramů, že **centrální spínání HDO je v protikladu s potřebami lokální sítě.** Z pohledu na prvních 7 hodin dne (řízení v době *off peak*) je patrné, že spínání HDO způsobuje zápornou bilanci LDS v prvních hodinách po půlnoci, přestože posléze se soustava dostane do přebytku (př. únor, první 3 hodiny vs. 4. – 9. hodina dne). Tento jev je z diagramů patrný i graficky – modré oblasti přebytku sloučením tvoří obdélník.

Předběžně, i bez vyčíslení konkrétních finančních výsledků, je možné předpokládat, že **hypotéza 1** o větší efektivitě lokálního řízení oproti centrálnímu je pravdivá, respektive lze s jistotou tvrdit, že **centrální řízení spotřeby vykazuje vysokou míru neefektivity na lokální úrovni.**

Je znovu nutné připomenout, že tento rozpor se týká prozatím **čistě sporu lokální vs. centrální řízení** v bilančním pohledu na průměrné hodiny měsíce. A zatímco tento potenciál se simulací potvrdil, jeho další část se skrývá v přenesení měřítka z měsíčních průměrů do *time shiftingu* v rámci jednotlivých dní.

Pro úplnost je ještě vhodné doplnit krátký rozbor sezonality projevené v diagramu 5-6, kde je patrné, že z pohledu bilance bude září nevyrovnanějším měsícem, naopak leden silně nedostatkový (také poměr mezi ranní výrobou a odpolední spotřebou nedává velký prostor *time shiftingu*). Měsícem s největším rozptylem bude únor, nejvyrovnanější vnitrodenní průběh má červen.

5.3.1 Ekonomické zhodnocení varianty

Dle kritérií v bodě 4.8 bylo sestaveno následující zhodnocení, porovnávací variantou je v tomto případě varianta nulová (viz 5.2.1).

EKON	1	2	3	4	5
	MWh / rok	CF (Kč/rok)	Kč/kWh prům.	ΔCF (Kč/rok)	CCF (Kč)
Var 0	9924,0	- 7 104 677	0,716		
Výroba	8434,1	- 1 917 820			
Var 1	-1489,9	- 1 305 293	0,325	3 881 565	33 224 169

5-7 Ekonomické hodnocení Varianty 1

Náklad obchodníka na nulovou variantu je asi 7,1 mil. Kč, kde veškerá spotřeba byla oceněna jako *residuum* dle 4.4 (viz 5.2.1). Varianta 1 zahrnuje nákup lokální výroby OZE dle *hypotézy 2*, její náklad je 1,9 mil. Kč. To je vzhledem k uvedenému vlastnímu bilančnímu pokrytí LDS ve výši 85 % velice významné. **Rozdílové roční CF obou variant je 3,8 mil. Kč.**

Vlivem nastavení *návrhu 1* promítajícího lokální výrobu a její ekonomický efekt do hospodaření LO je tato úspora realizována v rámci obchodního modelu LDS. Dle bodu 4.8 bude významná část rozdílového CF cenou OF, další část marže obchodníka. V souladu s danou metodikou tyto náklady ve zhodnocení nejsou uvažovány (viz 4.8) a při promítnutí plného potenciálu úspory Varianty 1 do průměrné ceny silové složky elektřiny v oblasti **klesá nákladová část její ceny z 0,72 Kč/kWh v nulové variantě na 0,33 Kč/kWh, jde tak o snížení o 55 %**. Přestože významná část úspory Varianty 1 je hodnotou přeprodání *obchodní flexibility* LDSO obchodníkovi na základě aukce, část bude vlivem nastavení *návrhu 1* i úsporou na straně spotřebitele (viz 2.6).

V úvodní části práce byla popsána snaha regulačních mechanismů ČR a především EU (prostřednictvím *unbundlingu*) o konkurenční a férovou povahu trhu s elektřinou (zejm. bod 1.3), s důrazem na mechanismy zamezení křížovým dotacím (též jedna z motivací NTS, viz 2.2). V rozboru *návrhu 1* (viz 2.6.2) bylo pojednáno o jeho teoretickém přínosu k těmto cílům, nyní lze tento předpoklad potvrdit – **přenesením ekonomického efektu decentralizovaného obchodního modelu** (nikoli zatím řízení) dochází k významné lokální úspoře, a tím k narovnání trhu ve smyslu uchování ekonomického efektu v lokální oblasti a **odstranění křížových dotací mezi lokalitami** (uvnitř centralizovaného obchodního modelu). A zatímco v současném obchodním modelu soukromá BPS, FVE, nebo VTE v okolí obyvatelům oblasti zpravidla nepřináší užitek, a ti se také často staví proti jejich stavbám, navrhovaný obchodní model maximalizuje přínos nejen pro LO a LDSO, ale také pro obyvatele oblasti.

5.4 Varianta 1A

Tato varianta je rozšířením Varianty 1 o řízení *obchodní flexibility* (OF) lokálním obchodníkem. V jejím hodnocení zazněl předpoklad dalšího potenciálu ve vnitrodenním řízení OF (*time shifting*) a de facto tak rozvedl *hypotézu 1*. V této variantě je lokální řízení realizováno algoritmem, který se snaží odstranit důsledky nevhodného spínání HDO (popis problému v předchozím bodě) lepším rozvržením, a tím vyhladit denní diagram. Jinými slovy, přenést efektivitu řízení DSO (v součtu velké oblasti centrální řízení HDO funguje dostatečně – viz 2.4.1) na úroveň LDS.

K tomuto účelu simulace vychází z obdobných prostředků jako DSO, odhadu spotřeby pomocí TDD, a přidává prvek inteligence, který využívá obchodník v *tradingu* – zde LO k řízení soustavy – předvídání výroby portfolia.

Bylo by možné retrospektivní analýzu provést jednodušeji než formou simulace, díky znalosti celého ročního diagramu (jakýsi božský pohled), ovšem snahou bylo přiblížení se reálnému stavu, a proto byl vytvořen zmíněný rozhodovací algoritmus, který na hodinové bázi prochází diagramy LDS a zhodnocuje v denním výhledu a následně v každé hodině možnost posunu spotřeby v OF vzhledem k výrobě OZE. V jejím odhadu spočívá největší míra nejistoty, algoritmus byl tedy nastaven tak, aby se co nejvíce blížil praxi obchodníků, resp. *traderů* při řízení portfolia.

LO předně vychází ze statistického pohledu v diagramu 5-6, který dává poměrně jasnou představu o sezonalitě (*residua* LDS) v jednotlivých měsících. Na denní a hodinové bázi lze velmi dobře předvídat spotřební část podle TDD (ideálně vlastních TDD pro danou LDS), z ní je vydělen diagram OF (viz 4.7). Ten může být rozdělen na dvě části – dopolední (většina) a odpolední (energie k dohřevu – viz 5.1.2).

V druhé části bude zkoumána výroba OZE, respektive *residuum* soustavy v následujících odchylkách (primárně kryjí OZE aktuální spotřebu). Kromě zmíněného rámce sezonality musí dojít k dennímu zpřesnění minimálně v rozsahu dopolední části OF, tedy cca. 8 hodin. Na základě konzultací s *traderi* je možné tvrdit, že tento postup odpovídá jejich současné praxi, kdy dochází k vyrovnávání portfolia na VDT během dne. Vlivem vysoké závislosti výroby intermitentních OZE na počasí je jeho předpověď hlavním vstupem pro jejich rozhodování. Z uvedeného je možné soudit, že předpoklad přenesení *know how* a možností obchodníka do řízení LDS je reálný a prospěšný (viz *hypotéza I*). Vyjádření schopností obchodníka v řízení OF je zaneseno jednak v pravděpodobnostní metodě oceňování residua (viz 4.4), a za druhé musí být přeneseno i do samotného algoritmu řízení OF v simulaci, a to ve výhledu:

- Bilance LDS v **následujícím dni** – obdoba alokace na DT;
- Vyrovnávání pozic v horizontu **následujících max. 8 hodin** – paralela s VDT.

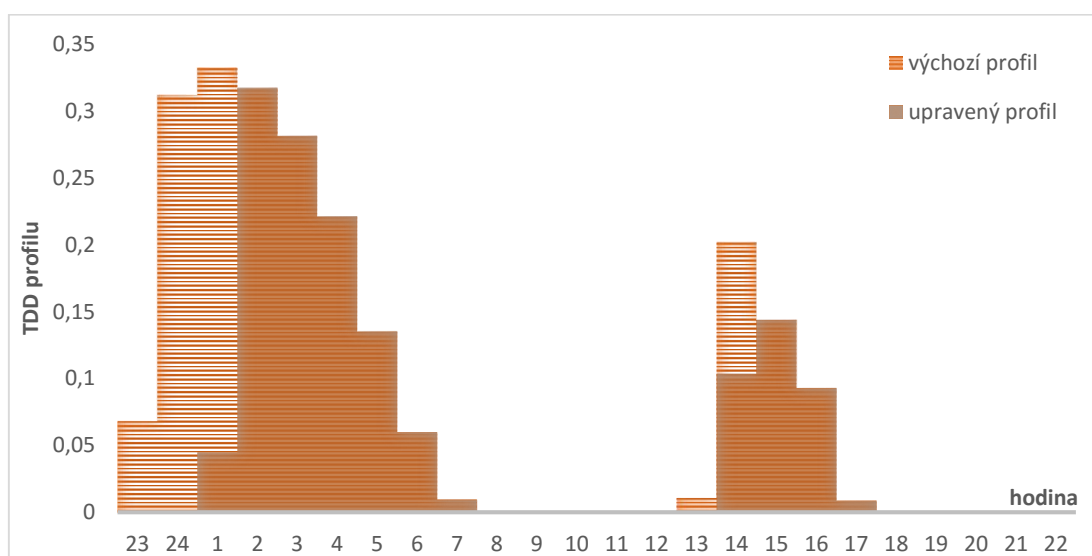
Zastropování na 8 hodinách vychází z praxe *traderů*, kdy dochází k dorovnávání na vnitrodenním trhu například na základě změn předpovědi počasí, a z potřeby simulace, kdy 8 hodin je maximální interval, ve které je možné spotřebu OF posouvat, a to zpravidla o $\pm 1 - 2$ hodiny – z důvodu nemožnosti omezení komfortu uživatelů a kvality služby (viz rozbor diagramu TDD 5-3 v bodě 5.1.2).

Intervaly uskutečnění, resp. možnosti posunu, spotřeby v rámci OF budou tedy následující:

- Ranní blok: **23. – 6. hodina**, s přepadem do 7. hodiny (cca 74 % OF)
- Odpolední blok: **14. – 16. hodina**, přepad do 17. hodiny (cca 26 % OF)

V závorce jsou pro ilustraci uvedeny přibližné objemy obou bloků ve vztahu k celkovému dennímu objemu spotřeby (vychází také z rozboru TDD v diagramu 5-3). Denní rozložení je velmi přesně zjištěné z profilu OF vytvořeného v bodě 5.1.1.

Na základě těchto mechanismů algoritmus na začátku ranního bloku poníží velikost spotřeby OF, kterou bude v rámci *residua* nutné dokoupit, o výhled výroby zdrojů v LDS, a to způsobem zachovávajícím tvar profilu – dojde k ponížení spotřeby v prvních hodinách po sepnutí HDO až do objemu výhledu výroby, viz ilustrace 5-8. Do potenciálu snížení spotřeby vlivem samozásobení výrobou OZE jsou zahrnuty objemy kladných *residuí* LDS do 13. hodiny, resp. do 16. hodiny pro odpolední blok, kde je flexibilita nižší (i vlivem menšího objemu a pohledu na udržení komfortu). Vlivem kritérií udržení komfortu a minimalizace ceny residua dochází k sepnutí HDO do 4. hodiny ranní.



5-8 Ukázka snížení profilu spotřeby OF o dostupnou výrobu OZE v rámci LDS (avg listopad)

Profil je zachován (jeho max. hodnoty) z principu opatrnosti, co se parametrů sítě týče – samozásobením LDS se snižuje zatížení přípoje do nadřazené sítě, čehož by bylo možné využít k zvýšení importu v hodinách levné ceny na trhu, nicméně tento přístup může být nekorektní ze dvou důvodů, a to:

– **Přetížení vnitřního prvku sítě**

Fakt, že nedojde k přetížení na hranici LDS neznamena, že nedojde k přetížení uvnitř. Tím, že simulace vychází z reálných dat a dimenzování LDS na spotřebu dle TDD (viz určení P_{MAX} sítě v bodě 4.5.2) včetně zachování rezervovaného příkonu, je zaručeno nepřesážení maximálních hodnot při nezvýšení zatížení nad výši simulovaného profilu spotřeby a nad stanovený P_{MAX} sítě. Jakkoli je tento přístup pesimistický a nevyužívá plné možnosti flexibility sítě, z hlediska této simulace bude v rámci opatrnosti respektován. V realitě by možnosti sítě měl LO k dispozici reportingem LDSO (viz 2.6.3-5) a efektivita využívání OF by byla vyšší, vzhledem k omezeným možnostem simulace toto zatím nebude předpokládáno.

– **Nedostatek příkonu v odběru**

Předpoklad navýšení odběru a jeho koncentrace do kratšího intervalu by nemusel být korektní vlivem prostého nedostatku tohoto odběru, resp. příkonu spotřebičů. Ten je totiž také omezený a i přes možnost sepnutí vyššího počtu spotřebičů najednou (více povelů HDO najednou) je možné, že celkový příkon spotřebičů může vést k výše jmenovanému přetížení, anebo s postupujícím časem bude jeho velikost strmě ubývat – čistě z toho důvodu, že kupř. dojde k ohřátí vody v bojleru na teplotu požadovanou spotřebitelem a v součtu pak také k rychlému úbytku spotřeby. Vliv této chyby tedy nebude v celkovém objemu energie, spíše jako v jejím rozložení a tedy nereálné deformaci profilu. V tomto případě nepůjde o chybu se zásadním důsledkem na realizovatelnost, přesto z principu opatrnosti nebude tato možnost zatím uvažována.

Výsledný algoritmus tedy s respektováním všech výše uvedených principů provádí vnitřní bilancování spotřeby a výroby v LDS a pomocí *obchodní flexibility* se snaží o optimalizaci zatížení primárně vzhledem k:

- **parametrům sítě** (výše);
- **nákladům na residuum LDS.**

To je prováděno výhledovým (začátek 23. hodiny) a průběžným vyhodnocováním ceny potřebného *residua* soustavy (viz 4.4). Následně je proveden posun říditelné spotřeby do optimálního bodu v časovém rozmezí pro jednotlivé bloky (výše) tak, aby celý objem bloku byl uskutečněn před horní hranicí daného intervalu a nedošlo k omezení komfortu odběratele.

Kódy algoritmu zde vzhledem obtížnosti znázornění nebudou uváděny, jsou dostupné v příloze *Model* této práce. Grafickým výstupem simulace je opět diagram průměrných hodinových odchylek v měsíci.

ODCHYLKY 1A - průměrné hodiny v měsících (kWh)														
h/m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	var	sum
1	-89	-255	242	203	601	443	456	459	763	599	504	273	1018	4199
2	-152	-278	52	179	353	237	329	374	625	458	199	160	903	2537
3	-200	1	1	147	265	223	246	284	464	321	80	6	664	1839
4	-131	109	98	102	285	272	256	262	436	274	194	54	567	2211
5	-18	377	340	164	340	305	298	301	396	308	269	143	414	3223
6	125	322	291	228	350	300	280	313	386	284	313	218	261	3410
7	91	265	239	191	275	211	239	282	303	177	242	188	212	2702
8	66	207	187	171	197	139	135	187	228	145	190	159	161	2011
9	-37	84	76	66	67	34	26	35	79	55	39	60	121	583
10	-207	-37	-34	-20	-11	-53	-72	-79	40	-34	-85	-124	247	-714
11	-460	-312	-282	-169	-158	-177	-216	-250	-92	-193	-291	-442	368	-3043
12	-499	-539	-487	-221	-219	-216	-326	-363	-151	-289	-388	-487	388	-4184
13	-393	-368	-265	-145	-172	-161	-284	-315	-172	-279	-334	-470	325	-3357
14	-735	-624	-148	-153	-172	-214	-356	-370	-191	-351	-546	-723	587	-4583
15	-801	-727	-145	-183	-145	-196	-297	-329	-177	-440	-655	-747	656	-4843
16	-696	-651	-187	-278	-159	-193	-268	-299	-212	-386	-590	-630	537	-4550
17	-708	-634	-253	-303	-179	-187	-253	-270	-200	-390	-585	-712	533	-4676
18	-735	-625	-240	-288	-176	-176	-256	-240	-206	-420	-609	-649	560	-4620
19	-728	-735	-270	-340	-194	-188	-266	-250	-279	-506	-550	-616	547	-4920
20	-617	-668	-553	-374	-212	-182	-274	-265	-380	-503	-494	-527	486	-5049
21	-455	-492	-448	-397	-245	-186	-272	-298	-341	-356	-346	-370	305	-4206
22	-318	-320	-271	-304	-211	-184	-222	-240	-169	-203	-207	-233	151	-2881
23	-87	-47	-14	-79	-77	-148	-207	-108	-15	31	30	-20	238	-741
24	-155	-153	266	402	840	755	628	752	908	682	741	610	1063	6277
var	926	1111	893	798	1085	971	984	1121	1288	1189	1397	1357		
sum	-7938	-6098	-1805	-1402	1242	458	-676	-427	2042	-1015	-2881	-4878		

5-9 Diagram průměrných odchylek Varianty 1A (kWh)

Ze srovnání diagramů odchylek variant 1 a 1A je patrné **výrazné vyhlazení v ranním bloku**. Zatímco ve Variantě 1 s centrálním řízením HDO docházelo k hromadění přebytků kolem 5. a 6. hodiny ranní, rozložením spotřeby OF ve Variantě 1A je zatížení LDS v ranních hodinách významně rovnoměrnější. Co je z pohledu *návrhu 1* a *hypotéz 1 a 2* neméně důležité, OF nejenže napomáhá lepšímu řízení soustavy, ale v důsledku jejího vyrovnávání lze dosáhnout primárního uplatnění lokálních zdrojů. Pakliže bude mít toto řízení i ekonomický přínos, lze uvedené hypotézy považovat za platné. Vhodnost decentrálního řízení v dikci LO dle *návrhu 1* tak bude potvrzena nejen z pohledu samotného řízení sítě, ale i z čistě obchodního hlediska. Pro vyjádření tohoto dílčího přínosu řízení OF obchodníkem bude jako vztažná varianta sloužit Varianta 1.

Z rozboru diagramu 5-9 je dále patrná jistá nedokonalost mechanického algoritmu, který částečně zachovává neoptimální spínání spotřeby centrálních TDD (viz 5-3) na začátcích ranního a odpoledního bloku. To je dáno uvedenými kritérii opatrnosti, kdy je nutné zajistit neměnnou kvalitu služby a komfortu. V praxi musí být určité množství teplé vody ohřáto včas, aby nedošlo k omezení

uživatelé. To způsobuje spínání spotřebičů na začátku bloků, ve 24. a 14. hodině obdobně jako u centrálních TDD. Přitom cenové minimum dne (bloku) se v těchto hodinách zpravidla nevyskytuje. To je nedostatek simulovaného algoritmu, který ubírá na efektivitě simulace, v realitě by byl odstraněn dispečerským, resp. obchodním řízením LDS. V tomto se tedy skrývá **další významný potenciál optimalizace**.

5.4.1 Ekonomické zhodnocení varianty

Ekonomické hodnocení bylo provedeno ke vztažné Variantě 1, tím bude ukázán přínos obchodního řízení OF v rámci decentralního obchodního modelu dle **návrhu 1** (viz předchozí rozbor).

EKON	1	2	3	4	5
	MWh / rok	CF (Kč/rok)	Kč/kWh prům.	ΔCF (Kč/rok)	CCF (Kč)
Var 0	9924,0	- 7 104 677	0,716		
Výroba	8434,1	- 1 917 820			
Var 1	-1489,9	- 1 305 293	0,325	3 881 565	33 224 169
Var 1A	-814,0	- 935 149	0,287	370 144	3 168 241

5-10 Ekonomické hodnocení Varianty 1A

Díky vyšší efektivitě řízení soustavy vedoucí k lepšímu využití lokální výroby OZE, jejíž cena je v průměru nižší než průměrná marginální cena trhu, došlo v simulaci 1A k roční úspoře na nákladech krytí zatížení LDS ve výši **370 tis. Kč**. Kumulované CF pro dobu porovnání 15 let je 3,2 mil. Kč (kritéria viz 4.8). Pokles nákladu na průměrnou 1 kWh **silové složky elektřiny je 12 %**. Oproti nulové variantě se jedná o celkový pokles o 60 %. Znovu je nutné připomenout, že se nejedná o pokles v koncové ceně elektřiny pro odběratele, ale o její nákladovou část, která neobsahuje náklady na OF a marži LO (viz 5.3.1 a 4.8).

Varianta 1 zahrnuje nákup lokální výroby OZE dle **hypotézy 2**, její náklad je 1,9 mil. Kč. To je vzhledem k uvedenému vlastnímu bilančnímu pokrytí LDS ve výši 85 % velice významné. **Rozdílové roční CF obou variant je 3,8 mil. Kč.**

Vzhledem k příznivým výsledkům simulace ekonomického efektu obchodního modelu decentralizované LDS dle **návrhu 1** se lze vrátit k jeho hodnotící **hypotéze 1** o jeho příspěvku k flexibilitě soustavy a trhu, i celkové ekonomické efektivitě: **na základě výsledků simulací Variant 1 a 1A lze hypotézu považovat za správnou**. V předchozím bodě byla prokázána prospěšnost z hlediska ekonomické efektivity a vytyčen prostor pro využití *obchodní flexibility*, které se v tomto bodě ukázalo jako dále navyšující ekonomickou efektivitu **návrhu 1**.

Navíc je možné, díky významnému prostoru pro další optimalizaci řízení OF (viz v závěr bodu 5.4), tvrdit, že ekonomický efekt *návrhu 1* má ještě vyšší potenciál, než kterého bylo dosaženo simulací s omezenými prostředky a velkou mírou opatrnosti.

V závěru se lze také vrátit k *hypotéze 2* o motivaci LO k preferenci lokální výroby (převážně disponibilních OZE) a jejímu vyrovnávání pomocí *obchodní flexibility*. Ve světle předchozích výsledků je možné tuto hypotézu **rovněž považovat za pravdivou**. A to s důrazem na plnění požadavků optimalizace jak z pohledu stavu sítě, tak pohledu obchodního. Tím dochází k praktickému potvrzení *návrhu 1* jako řešení nesouladu mezi obchodem a distribucí uvedeného v *tezi 1* v úvodu práce.

5.5 Varianta 1B

V této variantě bude částečně odstoupeno od požadavků opatrnosti z hlediska dimenzování sítě a udržení stávající velikosti rezervovaného příkonu stanovených ve Variantě 1A (a 1). A to z důvodu analýzy nastavení algoritmů řídicích rozhodování o využití OF více tržním směrem, na úkor optimalizace stavu sítě.

Toho bude dosaženo zrušením pesimistických omezení algoritmu znemožňujících přesažení maximální velikosti profilu OF, na základě kritérií spolehlivosti a opatrnosti popsanych v bodě 5.4 a předpokládaných úvodní definicí kritérií v bodě 4.1, tedy částečně v rozporu se samotnou definicí *návrhu 1*. Jejím účelem je tak zkoumat, zda preference čistě obchodního řízení s nižším ohledem na optimalizaci stavu sítě, povede k lepším výsledkům než Varianta 1A.

Využití OF se v této simulaci blíží prostředku cenové arbitráže trhu, nikoli prostředku řízení LDS. Profil spotřeby je tak koncentrován do užších intervalů, leč ve stejných blocích jako v předchozí variantě. Tím je kladen tlak na využití nižší ceny na trhu. Naopak případné přebytky nejsou za každou cenu primárně upotřebeny v LDS – v případě, že se cena elektřiny pohybuje nad průměrem následujících hodin (z výsledků DT), je tato energie exportována s vidinou uspokojení poptávky LDS v době nižší ceny na trhu.

ODCHYLKY 1B - průměrné hodiny v měsících (kWh)														
h/m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	var	sum
1	2146	2223	2074	987	868	670	734	766	972	1393	1937	2046	1,55	16,82
2	1373	1950	1712	2255	1879	1587	1267	1381	1746	1869	1650	1270	0,99	19,94
3	1146	918	830	745	724	684	341	281	544	715	873	565	0,87	8,37
4	260	363	328	339	420	-85	-79	-243	-16	244	77	117	0,66	1,72
5	-48	-289	-261	8	-261	-372	-355	-383	-467	-302	-467	-467	0,47	-3,66
6	-731	-381	-344	-500	-351	-355	-307	-190	-362	-445	-728	-923	0,73	-5,62
7	-1566	-247	-223	-783	-581	-266	-223	-112	-199	-510	-683	-917	1,45	-6,31
8	-1263	-75	-68	-649	-329	-202	-146	-68	-88	-366	-483	-530	1,19	-4,27
9	-636	-84	-76	-524	-274	-109	-100	-67	-79	-300	-371	-516	0,57	-3,14
10	-529	-325	-294	-329	-158	-107	-106	-108	-103	-294	-348	-369	0,43	-3,07
11	-576	-406	-366	-359	-226	-194	-224	-254	-162	-327	-378	-492	0,41	-3,96
12	-505	-550	-496	-310	-258	-232	-333	-363	-185	-373	-427	-496	0,36	-4,53
13	-238	-350	-287	-239	-210	-188	-287	-317	-195	-322	-343	-463	0,28	-3,44
14	-2475	-2305	-1013	-1046	-734	-370	-468	-555	-518	-1296	-1443	-2391	2,10	-14,61
15	77	240	118	132	118	-70	-188	-200	-7	-26	-206	236	0,45	0,22
16	-620	-674	-172	-51	-23	-178	-258	-195	-163	-158	-417	-805	0,78	-3,71
17	-870	-789	-262	-474	-356	-249	-262	-341	-256	-357	-651	-862	0,62	-5,73
18	-955	-868	-253	-403	-273	-226	-305	-253	-242	-540	-649	-734	0,73	-5,70
19	-956	-880	-273	-383	-247	-226	-288	-274	-282	-594	-552	-718	0,73	-5,67
20	-738	-752	-588	-388	-251	-198	-282	-267	-380	-503	-499	-551	0,55	-5,40
21	-455	-492	-448	-397	-245	-186	-272	-298	-341	-356	-346	-370	0,31	-4,21
22	-318	-320	-271	-304	-211	-184	-222	-240	-169	-203	-207	-233	0,15	-2,88
23	461	560	265	-150	-161	-167	-215	-130	-58	12	115	392	0,78	0,92
24	1824	1730	1634	1273	868	790	644	754	944	1110	1698	1965	1,32	15,23
var	4621	4528	3087	3301	2613	1959	1735	1936	2264	3165	3379	4437		
sum	-6192	-1800	1264	-1550	-271	-433	-1936	-1678	-66	-1929	-2848	-5248		

5-11 Diagram průměrných odchylek Varianty 1B (kWh)

Z porovnání diagramů 5-5 a 5-11 sice zřejmé, že požadavek vyššího důrazu na cenové řízení LDS byl splněn a diagram průměrných odchylek sleduje průměry cen, je ale také patrné, že toho bylo dosaženo za výrazného navýšení extrémů odchylek. Z výsledků simulace plyne, že potřebné **navýšení rezervovaného příkonu** by při stejných parametrech sítě a zdrojů bylo **cca 1,5**.

Navíc z výsledků simulace vyplývá konflikt mezi zájmem obchodníka a udržení komfortu uživatele, kdy výsledkem je, že spotřeba OF v ranním bloku je sice koncentrována do přijatelného rozmezí (i když v hodinovém rozlišení není výjimkou spínání HDO až v 7. hodině), v odpoledním, kratším a méně flexibilním bloku, se hromadí na spodní hranici – po 13. hodině – kdy je odpolední cena elektřiny zpravidla nejnižší. Oproti tomu nadvýroba ve 24. a 1. hodině je exportována vlivem nadcházejícího pádu cen pod denní průměr.

Je tedy patrné, že benevolence odběratelů a LDSO by v této variantě musela být významně větší než za stávajícího stavu a kritéria pro ni musela být značně uvolněna.

Zajímavá je změna měsíčních bilancí v této variantě, kdy měsícem s největší mírou vlastního krytí není září v závěsu s květnem a červnem, ale březen. Naopak potřebné residuum v zimních měsících se oproti předchozí variantě snížilo. A zatímco postavení března by muselo být blíže zkoumáno, u

zimního období je nasnadě vysvětlení kombinace vyšší cenové hladiny a zároveň většího rozdílu *peak – offpeak* (viz 5-5), umožňující Variantě 1B využití cenového rozdílu k optimalizaci.

5.5.1 Ekonomické zhodnocení varianty

Ekonomické hodnocení bylo provedeno opět ke vztažné Variantě 1, tím bude ukázán přínos změněného obchodního řízení OF a jeho porovnání s Variantou 1A.

EKON	1	2	3	4	5
	MWh / rok	CF (Kč/rok)	Kč/kWh prům.	ΔCF (Kč/rok)	CCF (Kč)
Var 0	9924,0	- 7 104 677	0,716		
Výroba	8434,1	- 1 917 820			
Var 1	-1489,9	- 1 305 293	0,325	3 881 565	33 224 169
Var 1A	-814,0	- 935 149	0,287	370 144	3 168 241
Var 1B	-966,0	- 964 111	0,290	341 181	2 920 336

5-12 Ekonomické hodnocení Varianty 1B

Z porovnání s Variantou 1A vyplývá poměrně překvapivé zjištění – přes veškerá uvolnění kritérií a požadavků na dodržení stávajících parametrů sítě či omezení komfortu odběratelů vykazuje Varianta 1B **horší výsledek** než 1A.

To je způsobeno paradoxně opomenutím požadavků (LDSO) na řízení LDS z pohledu rovnoměrného zatížení. S cílem využití cenových rozdílů trhu došlo k vzrůstu velikosti potřebného *residua* na vyrovnávání velkých odchylek (sloupec 1 diagramu 5-12), a tedy k větším nákladům na tuto variantu řízení sítě.

Ačkoli se tak zdálo, že tato varianta bude slepou cestou, ukázala na správnost nastavení **návrhu 1**, který je postaven na synergii mezi LDSO a LO (vs. *teze 1*). Díky jinak shodnému nastavení LDS a změně simulace pouze ve způsobu řízení (navíc ve prospěch 1B, viz výše), je možné tvrdit, že právě **z kombinace požadavků LDSO a LO při řízení plyne výsledná efektivita** obchodního modelu.

5.6 Varianta 2A

Tato varianta vzniká rozšířením ucelené Varianty 1A o další prvek navýšující flexibilitu, a to **baterie**. V simulaci je tedy navýšena OF o kapacitu akumulátoru, oproti zbytku OF má výhodu dodávky elektřiny do sítě. Vzhledem k rozboru této akumulace v bodě 3.2, předpokladu

nerentability takového řešení a nereálnosti předpokladu rozsáhlé penetrace bateriových systémů v domácnostech v dohledné době (rozpor s požadavky práce na dostupné technologie a minimální změny trhu), je tato simulace mezi výsledky uváděna spíše pro doplnění.

Simulace využívá vstupy dané rešerší bodu 3.2.1 – jako nejpokročilejší a nejdostupnější zařízení je hodnocen systém PowerWall americké Tesly – pro simulaci byla zvolena sestava 10 akumulátorů PowerWall (maximální možný počet) o kapacitě 100 kWh a jednoho měniče a související infrastruktury. Z údajů rešerše, při ceně dodávaného měniče 1500 USD a kurzu dolaru 24,5 Kč/USD je cena takového řešení 8,9 mil Kč. Tento náklad by musel být hrazen z rozdílového kumulovaného CCF varianty a je klíčový pro její rentabilitu.

Přestože návrh nabíjecího a vybíjecího algoritmu byl ze všech variant nejnáročnější, nebude zde důsledněji rozváděn z důvodu rozsahu práce a důležitosti této varianty. Dostupný je opět v příloze práce, souboru *Model*.

Důležitá je role bateriové akumulace – protože nelze předpokládat nahrazení ohřevu teplé vody a dalších prostředků stávající OF plně bateriovou akumulací, je její role zvolena jako centrální prvek LDS v majetku a dikci LDSO, resp. LO. Zároveň je tím omezeno její využití, kdy primárně dochází k obslužení stávající OF a teprve výsledné *residuum* je předmětem akumulace bateriového systému.

ODCHYLKY 2A - průměrné hodiny v měsících (kWh)														
h/m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	var	sum
1	-78	-241	242	208	601	443	456	459	763	599	517	273	1004	4242
2	-152	-278	55	179	353	237	329	374	625	458	212	160	903	2553
3	-200	1	1	147	265	223	246	284	464	321	80	6	664	1839
4	-131	109	98	102	285	272	256	262	436	274	194	54	567	2211
5	-18	377	340	164	340	305	298	301	396	308	269	143	414	3223
6	125	310	280	228	350	290	278	313	386	284	313	218	261	3375
7	91	249	225	191	275	211	225	282	303	177	242	188	212	2657
8	66	207	187	171	197	139	124	187	228	145	190	159	161	2000
9	-37	84	76	66	67	34	21	35	79	55	39	60	121	578
10	-207	-37	-34	-20	5	-53	-72	-82	18	-34	-85	-124	225	-723
11	-449	-312	-282	-169	-149	-173	-207	-250	-94	-189	-291	-433	355	-2998
12	-499	-536	-485	-221	-208	-201	-326	-363	-163	-289	-388	-485	373	-4163
13	-393	-368	-265	-145	-171	-154	-284	-315	-180	-279	-334	-470	325	-3357
14	-735	-624	-148	-153	-172	-202	-357	-370	-194	-351	-524	-698	587	-4529
15	-801	-720	-145	-183	-145	-190	-288	-329	-178	-440	-628	-742	656	-4791
16	-696	-651	-187	-278	-159	-193	-269	-299	-226	-386	-590	-616	537	-4549
17	-695	-634	-253	-303	-179	-187	-253	-270	-208	-387	-585	-706	527	-4663
18	-727	-625	-240	-288	-176	-176	-248	-240	-214	-420	-609	-633	551	-4596
19	-728	-735	-268	-340	-194	-188	-257	-246	-276	-486	-547	-616	547	-4880
20	-617	-668	-532	-372	-212	-182	-272	-264	-341	-494	-494	-525	486	-4974
21	-470	-496	-458	-396	-260	-205	-266	-298	-307	-365	-369	-402	292	-4291
22	-359	-340	-296	-330	-237	-204	-232	-241	-172	-231	-262	-287	187	-3189
23	-87	-47	-12	-70	-75	-144	-207	-108	-9	31	30	-15	238	-713
24	-155	-153	269	411	841	756	628	752	909	682	741	611	1064	6293
var	926	1111	872	807	1101	961	984	1121	1250	1177	1369	1353		
sum	-7951	-6128	-1831	-1402	1242	458	-676	-427	2042	-1015	-2881	-4878		

5-13 Diagram průměrných odchylek Varianty 2A (kWh)

Pohledem na diagram varianty a srovnáním se vztažnou Variantou 1A je patrné, že i vzhledem ke své roli má akumulace na výsledky simulace minimální vliv. Vlivem nevyužití tak drahého zdroje OF se dá očekávat splnění předpokladů o nerentabilitě této varianty. Při porovnání variant lze ale tvrdit, že tento výsledek potvrzuje hodnocení **teplovodní akumulace jako velmi účinného zdroje OF** (viz 3.2.2) a ukazuje perspektivu *návrhu 1* z hlediska efektivnějšího využití stávajících prostředků – jak říditelné teplovodní akumulace, tak existujícího systému HDO.

5.6.1 Ekonomické zhodnocení varianty

Porovnávací variantou je 1A, zhodnocení tedy ukáže efektivitu přidané OF nad rámec primární, stávající OF.

EKON	1	2	3	4	5
	MWh / rok	CF (Kč/rok)	Kč/kWh prům.	ΔCF (Kč/rok)	CCF (Kč)
Var 0	9924,0	- 7 104 677	0,716		
Výroba	8434,1	- 1 917 820			
Var 1	-1489,9	- 1 305 293	0,325	3 881 565	33 224 169
Var 1A	-814,0	- 935 149	0,287	370 144	3 168 241
Var 1B	-966,0	- 964 111	0,290	341 181	2 920 336
+Baterie	-814,0	- 934 004	0,287	1 145	9 798

5-14 Ekonomické hodnocení Varianty 2A

Z hodnocení varianty vyplývá, že efekt přidané OF je v tomto případě zanedbatelný. To je důsledkem základního nastavení simulace do stavu s minimálním *residuem*. Je tak patrné, že **stávající OF dokáže velmi dobře vyrovnávat intermitentní výrobu**. To je sice neblahé zjištění pro hodnocení této varianty, na druhé straně pak velmi dobré z pohledu **potenciálu pro optimalizaci sítě se stávajícími prostředky**.

Pro zajímavost byla provedena citlivostní analýza na změnu ceny elektřiny a role akumulace, kdy její priorita byla postavena před akumulaci teplovodní, a teprve poté CCF varianty přináší návratnost přibližně 30 – 40 let, i to je ovšem příliš pro další zkoumání.

5.7 Varianta 2B

Poslední simulovaná varianta se zaměřuje na rozšiřující oblast této práce, **moderní budovy**, s přihlédnutím k evropským nařízením o zvyšování účinnosti v segmentu budov, viz rámec v bodě 1.5 a detailnější rešerše v bodě 2.8. Druhý jmenovaný bod se snažil tyto oblasti spojit navíc s neuspokojivým stavem dosavadních rekonstrukcí budov v ČR. Rozbor následně vyústil v definici **návrhu 2**, spojující problematiku budov s energetikou a DSM.

Předmětem simulace tedy bude upravený model LDS z předchozích bodů – v tomto případě spíše oblast s velkým podílem novostaveb a rekonstruovaných rodinných domů splňující vyšší standardy energetické účinnosti (viz 2.8) než průměr, v modelovém případě je použita průměrná tepelná ztráta domácnosti (o průměrné podlahové ploše 80 m²) 70 kW/rok/m², což dané domácnosti řadí do kategorie *úsporných domů*. Nejde tedy o příliš ambiciózní a optimistický pohled v souladu s požadovanými cíli EU pro rok 2020 (viz 1.5), spíše o model reálné současné oblasti s velkým podílem zateplených domů. Tím simulace cílí i na dílčí cíle **návrhu 2** jako zlepšení současné kvality bydlení (vzduchu) v zateplených budovách, kterou odborníci i obyvatelé často hodnotí jako velmi

špatnou, vzhledem k nevhodně realizovanému zateplení v ČR bez současné instalace systémů nucené ventilace.

Dle **návrhu 2** komplexních opatření renovace budov tedy budou modelové budovy vybaveny ventilační a rekuperační jednotkou (RJ) v kombinaci s tepelným čerpadlem (TČ), z nichž 75 % bude schopno provozu v letním módu chlazení.

Doplnění **návrhu 2** ve třech bodech rozděluje charakteristické složky spotřeby komplexního systému ventilace s RJ a TČ:

2a: Spotřeba A

- základní spotřeba systému ventilace a RJ (hnací ventilátory);
- vlivem nutnosti zachování kontinuity provozu jde o **nejméně flexibilní** složku spotřeby, její blokování je možné pouze v několika hodinách dne (v součtu);
- sekundární řízení v dikci ovládacích čidel systému (pohybu, vlhkosti, CO₂,... odvislé od domácnosti, typu ventilace, jednotlivých místností, preference uživatele);
- celková spotřeba řádově nižší než následující;
- v simulaci je maximální příkon průměrné jednotky nastaven pesimisticky na **50 W**;

2b: Spotřeba B

- spotřeba TČ v letním provozu na chlazení (převážně kompresor);
- sekundární řízení v dikci uživatele, body 2.8.3-4 předpokládají **větší flexibilitu**, resp. možnost omezení komfortu uživatele v zájmu řízení DSM v rámci *smart tarifu*;
- příkon TČ se v průměru pohybuje kolem 1,8 – 2,2 kW v závislosti na typu čerpadla a dimenzování na velikost domácnosti (příkon není zpočátku pro simulaci podstatný, viz dále);

2c: Spotřeba C

- spotřeba TČ v topných dnech, výkon bude později předpokládán lehce vyšší než u *spotřeby B*;
- zpravidla bývá kombinováno s teplovodním vytápěním a **akumulací**;
- sekundární řízení v dikci uživatele, **flexibilita mezi úrovněmi spotřeby A a B**, bez akumulace TV spíše nižší, většinou však díky akumulaci poměrně vysoká;

- s porovnání s objemem dochlazování a základní spotřebou zdaleka **nejvyšší objem**.

Z pohledu zahrnutí charakteristik daných složek spotřeby do simulace je nutné zmínit, že *spotřeby C a B* si **vynucují** vlivem potřeby předávat teplo vzduchu i *spotřebu A*. Minimální využití maximálního příkonu *spotřeby A* tedy bude dáno využitím příkonu TČ.

Namísto nabízejícího se formátu simulace stanovením modelového počtu a výkonu a následným zanesením spotřeby do modelu LDS bude zvolen jiný, konceptu práce lépe vyhovující přístup. Aby mohlo být určeno, jaký maximální objem dodatečné *obchodní flexibility* nad vztažnou Variantu 1A je LO v modelové LDS schopen najít, ocenit a její ekonomický efekt přenést do sazby *smart tarifu* pro systémy RJ+TČ, bude **nejprve dodatečná OF vyčíslena a následně** bude dle požadavků tepelné spotřeby budov (v úvodu popisu varianty) stanoveno, jakému **maximálnímu počtu domácností** bude LO schopen tuto minimální sazbu nabídnout.

Stanovení dodatečné OF proběhne samotnou simulací rozložení spotřeby, vytvořením jakéhosi TDD spotřeby tepla (a chladu), resp. modelového TDD spotřeby elektřiny **pouze** na provoz TČ. Zahrnutí ostatní spotřeby domácnosti vylučuje použití standardních TDD pro TČ, stejně jako odlišný způsob řízení dodatečné OF algoritmem simulace – nejen na základě **spotřeby tepla a chladu**, ale též **cenových impulsů**.

	dochlazování		vytápění	
sepnutí	21	°C	17	sepnutí
max	30,0	°C	0,0	min
median	0,80	base	1,00	avg
avg	1,00	peak	1,10	median
suma	676250	kWh	2600557	suma
el.	554,9	na jednotku	1600,3	el.
tep.	1664,6	kWh	5601,2	tep.

5-15 Ovládání simulace Varianty 2B

Základní princip algoritmu je následující:

1. Stanovení teplotního profilu roku – oproti metodice TDD byly použity maximální denní teploty roku 2014 v Klementinu [ČHMÚ], zaprvé kvůli dostupnosti dat, zadruhé dle

maximálních teplot dne jsou uživatelé zpravidla zvyklí se orientovat v předpovědích počasí a vnímat tak i hranici potřeby vytápění.

2. Hranice topných dní – subjektivně byly určeny hranice potřeby vytápění a dochlazování pro pokles (max.) teploty po 17 °C, resp. vzrůst nad 21°C. Obojí jsou teploty s jistou rezervou.
3. **Škálování výkonu** dle rozdílu teplot – výkon v hodině h (p_h) jako poměrná část max. výkonu p_M odpovídající rozdílu teplot až do teplot dimenzování systému (teplotní rozpětí roku 2014 bylo -4 – 34 °C, hodnoty dimenzování viz 5-15 jako *min* a *max*), je uvažována rezerva dimenzování, výkony jsou nyní použity jako relativní (v intervalu 0 až 1, viz dále).

$$(11) \quad p_h = p_M \times |\text{cílová teplota} - \text{min. (max.) teplota dne}|$$

4. Nastavení cenových impulsů spínání *spotřeby B* a *C* – jak ukazuje obrázek 5-15, řízení vychází z rozdělení dne do *peak* a *offpeak* hodin a následného řízení spínání spotřeby nad/pod cenovými průměry těchto denních pásem. Spínací impuls má bezrozměrnou velikost 1, resp. 0.
5. V **topných dnech** – *spotřeba C* – nižší možnost omezení (výše)
 - a. pro pásmo *peak* (8. – 20. hodina) se díky vyšší hladině cen jako nejlepší ukázalo řízení dle **mediánu** ceny v těchto hodinách, násobeného koeficientem, zde **1,1**. Tímto algoritmus vyřazuje několik špičkových hodin dne a spíná pod zmíněnou hodnotou.
 - b. V levnějším pásmu *offpeak* je spotřeba preferována (podobně jako VT/NT akumulace) a je realizována v hodinách s cenou **pod arit. průměrem** pásma. Toto volnější kritérium zpravidla vede k **upřednostnění spotřeby** v *offpeak*, rozdělení pásem ale zachovává spotřebu v obou, s vyšší citlivostí na cenu v *peak* (díky užití mediánu).
6. Ve dnech **dochlazování** – *spotřeba B* – vyšší míra omezení uživatele
 - a. Vzhledem k charakteru spotřeby dochází k prohození způsobů řízení – v pásmu *peak* je nutné uskutečnit **většinu spotřeby**, proto je řízena volnějším aritm. průměrem bez koeficientu, nad ním je spotřeba blokována – dochází k využití poklesu ceny v *peak* **vlivem výroby OZE** v LDS (zpravidla mezi polední a večerní špičkou).

- b. V horkých dnech se zvyšuje i dochlazování v *offpeak*, kde spíná spotřeba poklesem ceny pod **0,8 mediánu** pásma.
7. Bodem 3 je nastaven **relativní výkon** systému pro daný den, body 5 a 6 udávají časové rozložení **profilu spotřeby**, s přihlédnutím ke konceptu analýzy jako zjištění maximální dodatečné OF, kterou je LDS schopna využít a LO zvýhodnit sazbou je posledním krokem kombinace vzniklého relativního profilu výkonovými možnostmi sítě (viz reporting LDS, 2.6.3-5):

$$(12) \quad P_h = p_h \times (P_{MAX} - O_{1A}) \times w_{B,C} + P_A \times \min(p_h \times w_{B,C}; \frac{1}{2})$$

Výsledný hodinový příkon P_h je tak dán součinem bezrozměrného spínacího koeficientu *spotřeby* A nebo $B - w_{A,B}$ (cenové řízení), potřebným relativním výkonem soustavy p_h (teplotní řízení) a výkonovou zatížitelností sítě danou rozdílem P_{MAX} a odchylky O_{1A} vztažné *Varianty 1A*. Protože v simulacích byla stanovena rezerva nevyužití plného rezervovaného příkonu ve výši 10 % (viz 5.1.2), je toto opět respektováno volbou P_{MAX} .

Nad popsany součin se řadí ještě základní *spotřeba A* ventilačních systémů o výkonu P_A . Jak bylo popsáno v bodě 2.8.4, ta má charakter **dodatečné spotřeby LDS** a bude uplatňována téměř kontinuálně, s minimální možností blokování. Její velikost se ale bude lišit dle intenzity ventilace (řízení sekundárními čidly a uživatelem), musí pak narůstat s topným výkonem TČ (výše). Proto v simulaci bude určena právě potřebou odebrání výkonu TČ, nebude blokována a bude mít stanovenou minimální hodnotu na 1/2 maxima, což v simulaci odpovídá výměně vzduchu 75 m³/h. Max. příkon jednotky *spotřeby A* je pesimisticky stanoven na 50 W (viz výše).

Zejména z pohledu vytápění je vhodné připomenout předpoklad teplovodní akumulace, která je standardní součástí komplexních systémů (viz výše a v bodě 2.8). Její přibližnou potřebnou velikost se simulace pokusí odhadnout a porovnat s realitou.

I přes veškerou snahu o přiblížení se realitě je nutné připustit, že oproti předchozím simulacím je tato bezpochyby zatížena podstatně vyšší mírou nejistoty, plynoucí ze simulace velkého množství vstupů, za současné situace a prostředků těžko odhadnutelných. Díky samotné povaze analýzy nad rámec *návrhu I* byl kladen důraz především na předchozí simulace. Přesto se popsany postup simulace snaží o maximální korektnost, i využitím některých postupů metodiky sestavení diagramů TDD. A ačkoli na úrovni jednotlivých dní nebude simulace dosahovat přesnosti předchozích, z diagramů průměrných hodin bude dobře možné určit veškerou sezonalitu, kterou Varianta 2B do LDS může vnášet, stejně jako bude možné vyčíslit přibližnou **hodnotu dodatečné OF**, a tím kapacitu sítě na pokrytí Varianty 2B se stávajícími prostředky.

2B - ODBĚR A,B,C (kWh)															
h/m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	var	sum	
1	1431	1114	787	410	406	110	174	49	165	443	1234	1592	1,54	7,92	
2	1408	1076	582	367	420	147	262	88	313	489	1170	1603	1,52	7,92	
3	1512	665	600	310	274	146	326	152	174	369	1010	1456	1,37	6,99	
4	1566	246	222	229	285	153	382	158	130	319	1062	1496	1,44	6,25	
5	1643	307	277	231	277	194	363	191	134	323	1088	1539	1,51	6,57	
6	1743	179	162	236	280	167	301	144	107	283	1103	1604	1,64	6,31	
7	1112	166	150	72	189	106	150	55	26	188	671	1009	1,09	3,89	
8	1233	30	27	109	118	52	13	27	2	133	919	1375	1,37	4,04	
9	1135	32	29	53	85	138	223	51	30	81	574	868	1,11	3,30	
10	756	86	78	8	58	164	172	43	1	78	459	592	0,75	2,49	
11	840	490	442	50	225	175	221	36	33	140	457	436	0,81	3,54	
12	889	673	608	127	155	101	357	212	109	112	474	608	0,79	4,43	
13	958	697	429	213	271	396	689	369	268	158	617	522	0,80	5,59	
14	866	735	287	297	456	592	1216	610	344	126	543	493	1,09	6,57	
15	831	623	463	221	463	602	1204	594	317	175	469	495	1,03	6,46	
16	779	510	444	233	383	459	1046	500	281	121	298	440	0,93	5,49	
17	635	213	883	207	327	433	883	403	227	78	159	153	0,81	4,60	
18	273	94	156	153	244	133	641	156	31	19	98	49	0,62	2,05	
19	174	37	2	47	104	72	231	16	2	18	98	145	0,23	0,94	
20	79	36	16	6	14	0	0	0	1	9	29	95	0,09	0,28	
21	81	36	16	6	5	0	0	0	1	10	118	110	0,12	0,38	
22	359	219	70	6	5	0	0	0	1	79	274	358	0,36	1,37	
23	860	476	251	44	21	0	0	0	17	256	533	629	0,86	3,09	
24	1382	851	594	317	95	16	42	4	118	457	1195	1481	1,48	6,55	
var	1664	1084	881	404	457	602	1216	610	344	480	1205	1555			
sum	22544	9591	7574	3953	5162	4357	8896	3859	2831	4466	14654	19150			

5-16 Dodatečný odběr Varianty 2B v průměrných hodinách měsíce (kWh)

Z diagramu 2B jsou jasně patrné vlivy obou vstupů: počasí a ceny elektřiny. Vytváří se dva roční vrcholy spotřeby. Větší kulminuje v lednu – vliv vytápění, nejvíce v ranních hodinách, částečně kolem 14. a 15. hodiny, a má jistou podobnost klasické akumulaci TV v sazbě D25d. V době nejvyšších cenových špiček mezi 18. a 21. hodinou dochází nejčastěji k blokování.

Oproti tomu letní vrchol je zdaleka nejvýznamnější v červenci, a to mezi 12. a 18. hodnou, se středem v hodině 14. To zcela odpovídá původní ideji řízení varianty, jakožto kompenzace typické silné a nepříznivě nadvýroby FVE v LDS. A zároveň plní potřebu uživatelů na dochlazování v nejpříhodnějších hodinách roku. Na druhé straně je patrné ekonomické blokování *spotřeby B* v hodinách ranních a večerních špiček, popř. její nepotřebnost v nočních hodinách (s výjimkou horkých dní v červenci, kdy může dojít k sepnutí předchlazení interiéru v nočních hodinách). Zajímavý je také fenomén kombinace spotřeby *B* a *C* v květnových dnech, který vede k mírnému vrcholu v ročním diagramu spotřeby. I to je v souladu s realitou, kdy v květnu mnohdy dochází ke střídání velmi teplých a posléze topných dní.

Zdá se tedy, že algoritmy simulace sezonalitu obsáhly překvapivě dobře a v průměru lze usoudit, že **návrh 2** o využití DSM komplexních řešení RJ+TČ v moderních budovách **může vést zároveň k ekonomickému provozu systémů i ke zvýšení OF a prospěchu v řízení sítě.**

ODCHYLKY 2B - průměrné hodiny v měsících (kWh)														
h/m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	var	sum
1	-1519	-1369	-545	-207	195	332	282	410	598	156	-730	-1318	2,12	-3,72
2	-1558	-1354	-530	-188	-67	90	67	285	312	-31	-971	-1443	1,87	-5,39
3	-1711	-663	-599	-163	-10	77	-80	132	291	-48	-930	-1451	2,00	-5,15
4	-1696	-137	-123	-128	0	119	-126	105	306	-45	-868	-1443	2,00	-4,04
5	-1659	69	63	-68	63	111	-65	110	262	-15	-819	-1395	1,92	-3,34
6	-1617	143	129	-8	70	133	-22	170	279	1	-790	-1387	1,90	-2,90
7	-1019	98	89	119	86	105	89	227	277	-11	-430	-821	1,30	-1,19
8	-1166	177	160	63	79	87	122	160	226	12	-730	-1216	1,44	-2,03
9	-1170	52	47	12	-18	-105	-198	-16	49	-27	-535	-808	1,22	-2,72
10	-962	-123	-111	-27	-70	-217	-243	-121	39	-111	-544	-716	1,00	-3,21
11	-1299	-802	-724	-218	-383	-352	-437	-287	-124	-333	-748	-878	1,17	-6,59
12	-1388	-1212	-1095	-349	-374	-318	-683	-576	-260	-400	-862	-1095	1,13	-8,61
13	-1351	-1066	-693	-358	-443	-556	-973	-685	-440	-437	-951	-992	0,99	-8,94
14	-1601	-1359	-436	-450	-628	-806	-1571	-979	-536	-478	-1089	-1216	1,17	-11,15
15	-1633	-1349	-608	-404	-608	-798	-1501	-924	-494	-615	-1125	-1242	1,23	-11,30
16	-1475	-1161	-631	-511	-542	-652	-1313	-800	-493	-507	-889	-1070	0,98	-10,04
17	-1343	-847	-1136	-511	-506	-620	-1136	-673	-427	-468	-744	-865	0,92	-9,28
18	-1009	-719	-396	-442	-420	-309	-897	-396	-237	-439	-706	-698	0,77	-6,67
19	-901	-771	-272	-386	-298	-260	-497	-266	-281	-525	-648	-760	0,64	-5,87
20	-696	-704	-568	-381	-226	-182	-274	-265	-381	-513	-522	-622	0,52	-5,33
21	-536	-528	-464	-403	-251	-186	-272	-298	-342	-366	-463	-480	0,35	-4,59
22	-677	-539	-341	-310	-216	-184	-222	-240	-170	-283	-481	-591	0,51	-4,25
23	-947	-523	-265	-123	-98	-148	-207	-108	-32	-225	-503	-650	0,92	-3,83
24	-1537	-1004	-327	85	744	739	585	748	790	225	-454	-871	2,33	-0,28
var	1175	1546	1296	630	1373	1545	2157	1727	1326	840	695	970		
sum	-30471	-15689	-9379	-5356	-3920	-3899	-9572	-4286	-789	-5481	-17535	-24027		

5-17 Diagram průměrných odchylek Varianty 2B (kWh)

Diagram 5-17 je uveden spíše pro úplnost a srovnání s předchozími variantami. Ukazuje, že funguje jako součet diagramu vztažné Varianty 1A a diagramu 5-16. Nejzajímavějším poznatkem srovnání zvýšení rozptylů denního zatížení v některých měsících a pak výsledné *residuum* průměrných hodin, které ukazuje na vrchol ve 14. a 15. hodině, tedy přesně v době mezi polední a večerní špičkou, což může být podpůrný argument již dokázané *hypotézy 1*, že decentralizované řízení dle *návrhu 1* je prospěšné nejen z pohledu samotné LDS, ale i celého trhu a vnější soustavy.

Nyní je možné vyčíslení dodatečné OF a následné rozpočtení podle požadavků tepelné spotřeby budov, jak bylo stanoveno v úvodu. Následně bude zjištěno, jakému maximálnímu počtu domácností bude LO schopen nabídnout zvýhodněnou sazbu (*smart tarifu* pro RJ+TČ).

Jak předjímal už 5-15, rozložení OF do jednotlivých částí spotřeby (letní a zimní provoz) je následující:

- Spotřeba A (základní): 129,2 MWh (el.)
- Spotřeba B (chlad): 676,3 MWh (el.)

- *Spotřeba C* (teplo): 2 600,6 MWh (el.)

Jak bylo popsáno v bodě 2.8.4, *spotřeba A* má charakter dodatečné spotřeby LDS, a simulace ukazuje, že stanovený odhad základní spotřeby jednotek (50 W) byl možná až příliš pesimistický, k neprospěchu varianty.

Z primárního požadavku důležitosti dodávek tepelného výkonu bude *Spotřeba C* rozdělena podle požadavku průměrné domácnosti stanovené v úvodu, na maximální možný počet domácností zásobených bez rozšíření kapacity sítě. Spotřeba na elektrický příkon musí být vynásobena topným faktorem – moderní TČ kolem 3,5 (nižší později pro chlazení) – což přináší v součtu asi **9,1 GWh generovaného tepla**. Vztaženo na průměrnou domácnost v *úsporném standardu* po zateplení s tepelnou ztrátou 70 kWh/rok/m² a podlahovou plochou 80 m² (roční ztráta 5,6 kWh) vychází **kapacita dodatečné OF na zásobení 1625 domácností**. (Roční příkon 1600,3 kWh na teplo a 554,9 kWh na chlazení)

Při pohledu na původní nastavení simulace se LDS skládá z:

- 2 481 domácností v TDD4
- 1 621 domácností v TDD5

Je tedy patrné, že Varianta 2B dokáže najít dodatečnou *obchodní flexibilitu* na realizaci **návrhu 2** přibližně **pro 39,6 % všech domácností**. Respektive pro všechny domácnosti, které v současné době podléhají řízení DSM.

Charakter simulace postupného vymezení OF a určení maximálního optimalizovaného počtu OM využívajících tuto variantu nevyžaduje případnou citlivostní analýzu na podíl domácností, **maximální počet OM je dán výstavbou simulace** na prvotním parametru průměrné ztráty modelových budov. Ta je odvislá na konkrétní aplikaci a citlivostní analýza na ni nemá z hlediska práce smysl.

Při rozdělení dne na 2 úseky (noční 23.-10. a denní 11.-22. hodina) vychází odběr *spotřeby C* v simulaci (viz diagram 5-16) v měsících listopad – leden poměr mezi oběma bloky průměrně 33,4% (denní/noční). (Únor vychází výrazně vyrovnaněji – 83 %)

Z toho lze odvodit průměrný objem potřebné akumulace TV v systému RJ+TČ – zhruba 1/6 denní energie (17%) musí být akumulována z nočního do denního bloku (pro dosažení poměru 50%). Při nalezení **ročního maxima energie** spotřebované za den (maxima) na vytápění jednou domácností, což je 85,22 kWh elektřiny, a navíc při stanovení pesimistické varianty na 20 % objemu energie

bude bezpečně uvažován pesimistický scénář. Pro tyto vstupy lze pomocí měrné tepelné kapacity vody stanovit přibližnou velikost průměrného bojleru pro teplovodní akumulaci. Výpočet uvažuje s ohřevem vody z 15 na 70 °C (T), hustotou vody 1 kg/m³ a její měrnou tepelnou kapacitou $c_w = 4,18$ kJ/kg/m³.

$$(13) \quad 0,2 \times 85,2 \text{ kWh} = c_w \times V \times \Delta T$$

Z toho lze vyjádřit požadovaný průměrný objem bojleru jako 267 litrů. To je reálný výsledek, s přihlédnutím k akumulacím blížícím se 1000 l ve velkých nezateplených domech, a umožňuje používat v úvahách nejen rodinné domy, ale i byty. Obzvláště potom v kombinaci s velkým centrálním zásobníkem v bytových domech.

Poslední poznámkou je připomínka k technické realizovatelnosti – musí být zamezeno případům, kdy jednotlivé okruhy systému TČ a RJ mohou být odděleny a následně užívány s cílem získání výhodnější sazby, jejího nevyužívání pro zadaný účel a vytápění kupř. kotlem na pevná paliva. Tento stav je ale dokonale řešitelný nastavením tarifní struktury s přidělováním sazeb dle poměru flexibilní spotřeby (viz 2.2), jak navrhuje NTS.

Ideálním případem je **plovoucí sazba** – v tomto případě *smart tariff* dle **návrhu 1** (a 2), kde by docházelo k přirozenému a maximálně férovému rozpočtení ekonomického efektu *obchodní flexibility* mezi jednotlivé zákazníky.

5.7.1 Ekonomické zhodnocení varianty

Porovnávací variantou je 1A, zhodnocení ukáže efektivitu přidané OF v podobě spotřeby typu A – C na základě **návrhu 2** v bodě 2.8.

EKON	1	2	3	4	5
	MWh / rok	CF (Kč/rok)	Kč/kWh prům.	ΔCF (Kč/rok)	CCF (Kč)
Var 0	9924,0	- 7 104 677	0,716		
Výroba	8434,1	- 1 917 820			
Var 1	-1489,9	- 1 305 293	0,325	3 881 565	33 224 169
Var 1A	-814,0	- 935 149	0,287	370 144	3 168 241
Var 1B	-966,0	- 964 111	0,290	341 181	2 920 336
+Baterie	-814,0	- 934 004	0,287	1 145	9 798
+TČ+RJ	4220,1	- 3 056 081	0,377	- 2 120 933	- 18 154 080

Celkové *residuum* Varianty 1A bylo navýšeno velmi významně, o 3,2 GWh, tj. celková spotřeba se oproti nulové variantě navýšila o 42 %, a to při zachování rezervovaného příkonu a dimenzování sítě. To ukazuje na velmi významný příspěvek **návrhu 1** k optimalizaci řízení sítě a možnosti **využití stávajících kapacit** i při velmi výrazném zvyšování poptávky. To ostatně předpokládají studie konceptů klasických SG, tento výsledek ovšem napovídá, že podobného stavu lze dosáhnout i změnou řízení na základě navrhovaného modelu, za stávající infrastruktury.

V tomto ohledu je ale nutné podotknout, že pokročilejší infrastruktura (AMI, ADCC) by významně rozšířila možnosti i u předchozích variant, u této je její instalace ovšem velmi žádoucí. Jak se ukázalo při navrhování simulace, **operativnost řízení je pro úspěšnost klíčová**. A zatímco v případě této simulace by mohlo v některých dnech dojít k omezení kvality služby a komfortu, na základě zkušenosti nabyté simulacemi je možné tvrdit, že v případě možnosti LO **rozložit celkovou zátěž do několika povelových skupin** HDO (tím dosáhnout plynulosti řízení AMI) a tyto skupiny spínat **v kratším intervalu** než 1 hodina, došlo by k **velmi výraznému nárůstu flexibility** LDS a otevření širších možností optimalizace.

Při pohledu zpět na výsledky Varianty 2B je patrné, že právě obří *residuum* nad rámec vztažené varianty (s minimalizovaným *residuem*) zvyšuje náklad na dodatečnou spotřebu oproti základní, nutností dokupování dražší energie (rozdíl. CF 2,12 mil. Kč). Tím také lehce narůstá nákladová část silové elektřiny v případném *smart tarifu* pro odběry RJ+TČ. Lze předpokládat, že navýšením produkce v portfoliu může LO tento jev snadno kompenzovat a výsledný stav opět maximálně zefektivnit. I v současném neoptimálním stavu je však **průměrný náklad obchodníka na kWh o 52,6 % nižší** než v nulové variantě. Analýzu tak lze uzavřít dodatkem, že **návrh 1** představuje významný potenciál optimalizace i při zvyšujícím se zatížení sítě, lépe řečeno umožňuje zvyšování zatížení i se stávající infrastrukturou – realizací decentralizovaného obchodního modelu a vhodného řízení LDS.

5.8 Citlivostní analýza a dílčí závěry

V průběhu kapitoly byly jako vhodné parametry pro analýzu citlivosti (CA) stanoveny vstupní parametry zejména **výkon a podíl OZE**, částečně cena elektřiny. Důležité upozornění ve vztahu ke snaze práce udržet analýzu v rámci stávajících a dostupných prostředků je, že při zvýšení výkonu OZE o více jak 10 %, což odpovídá rezervě maximální zatížitelnosti P_{MAX} , by u reálné soustavy muselo dojít k přezkoumání výše rezervovaného příkonu a následnému zvýšení, nebo omezení v řízení LDS.

Budou analyzovány varianty 1A, 1B a 2B.

Vlivem výpočetní náročnosti se simulace velkého rozlišení vstupních parametrů ukázala jako nemožná (s dostupnými prostředky), proto budou simulace provedeny pro výběrové hodnoty v předem stanovených mezích.

5.8.1 Scénář 0: stávající podíl OZE

Nejprve bude provedena CA variant ve scénáři na modelové LDS – se stávajícím podílu OZE. Proměnným parametrem bude nejprve maximálního výkonu OZE a posléze cena elektřiny (z průměru marginálních cen na DT v roce 2014). Vstupní parametry jsou uvedeny v tabulce 5-19, výchozí stav předešlých simulací je označen jako *výchozí*.

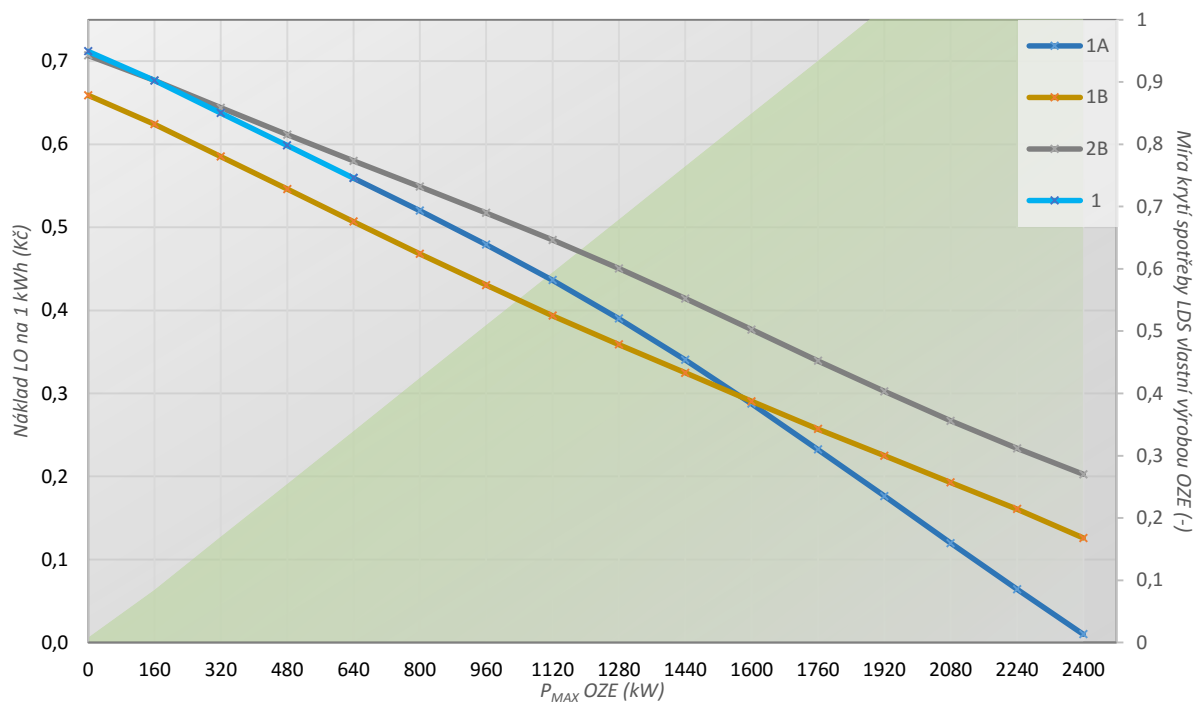
1A	P _M OZE		Cena elektřiny	
	násobek	kW	násobek	Kč/MWh
spodní mez	0	0	0,5	454
výchozí	1	1600	1	908
horní mez	1,5	2401	2	1815

5-19 Vstupy – CA pro scénář 0

Pro srovnání: Průměrná cena elektřiny v roce 2016 (k 24. 5.) dosahovala 690 Kč/MWh. Otázkou jsou další možnosti propadu ceny elektřiny – spodní mez CA (0,5násobek roku 2014) bude chápána jako odhad možné ceny před rokem 2020, kdy vejdou v účinnost požadavky na energetickou náročnost budov (viz 2.8) a kdy končí první výhledové období NAP SG, čili horizont předpokladů této práce.

V první CA (proměnný výkon OZE) ukazatelem efektivity nebude rozdílové CF, které by neumožnilo (vizuálně) jednoduché srovnání variant. U Varianty 2B totiž toto CF udává přidáný náklad na dodatečnou spotřebu, která je dále rozpočtena do sazby, u 1A a 1B je spotřeba zachována

a rozdíl CF udává úsporu ve stávajících nákladech. Ukazatelem tedy bude **průměrný náklad obchodníka na 1 kWh** (silové složky) elektřiny v dané variantě (a 2B je chápána jako dodatečná spotřeba).



5-20 CA Scénář 0 - změna maximálního výkonu OZE

Z pohledu na citlivostní analýzu vyplývá, že nelze jednoduše určit průběh křivek kupř. proložením funkcí, a vždy musí být provedena samostatná simulace, ačkoli jde o časově náročný proces. Pro doplnění popisu grafu: přibližně lineární zelená linie se vztahuje k vedlejší ose a zobrazuje míru krytí LDS vlastními zdroji OZE. Varianta 1A, hlavní ověřovací varianta **návrhu 1**, se v první části překrývá s jednodušší Variantou 1, jejíž je rozšířením.

Závěry:

1. Až do P_M zdrojů OZE ve výši 640 kW (33,4% krytí spotřeby), je přidaná hodnota 1A ke vztahné 1 nulová – rozdílové roční CF pro tento stav 121 Kč, dále roste;
2. Do této hodnoty je tedy hlavní přidaná hodnota **návrhu 1** v založení obchodního modelu na decentralizaci – to je způsobeno velkou rezervou v zatížitelnosti sítě, jinak významně stoupá přínos řízení sítě pomocí OF;
3. Zhruba v polovině zkoumaného rozsahu P_{MAX} začíná náklad 1A klesat rychleji, pro výkon $P_M = 1565$ kW (krytí 83,1 %) se vyrovná 1B a dále je výhodnější – rozdílové CF obou

variant je v tomto bodě 340 tis. Kč a náklad na 0,299 Kč/kWh – 1B ovšem přesahuje povolenou zatížitelnost sítě P_{MAX} (viz bod 5 zde);

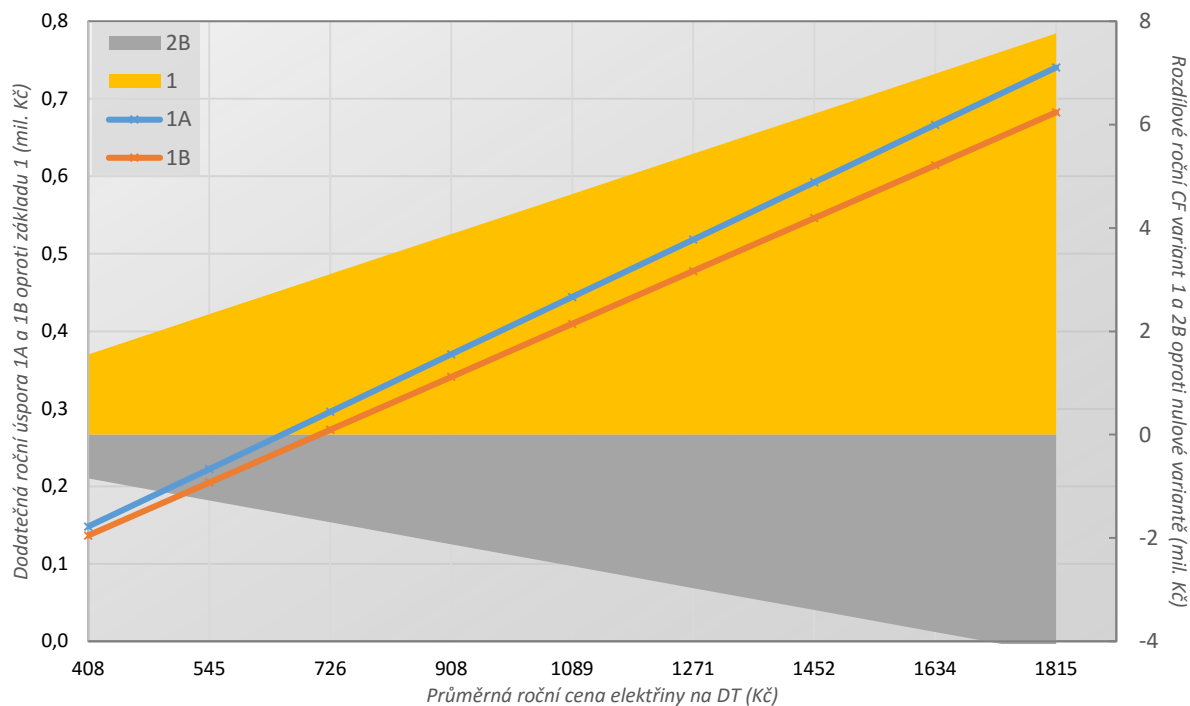
4. Do P_M cca. 1000 kW (krytí asi 55 %) klesá náklad *IA* i *IB* stejným tempem, *IB* je nejvýhodnější pro $P_M = 960$ kW (krytí 51,0 %), kdy je rozdíl CF mezi *IA* a *IB* ročně 484 tis. Kč – *IB* výrazně přesahuje rezervovaný příkon;
5. Potvrzuje se tedy předpoklad, že tržně orientované řízení je výhodné pouze pro malý podíl OZE v naddimenzované soustavě. Je nutné připomenout, že simulace *IB* nezachovávala podmínku stávajících prostředků soustavy (P_{MAX}) a OF byla vynucena zvýšením rezervovaného příkonu – potvrzuje se tak efektivita Varianty 1A;
6. Se zvyšující se výrobou OZE (při stávajícím rezervovaném příkonu) narůstá efektivita *IA* velmi výrazně (viz 1 a 2 zde);
7. Pro extrémní výrobu OZE ($P_M > 2429$ kW) nabývá přidaná *obchodní flexibilita* v *IA* ceny, kdy za ni je LO ochoten platit v podobě záporné sazby *smart tarifu*;
8. Podobný, leč méně strmý průběh má Varianta 2B, jejíž náklad na kWh je nižší pouze pro velmi nízký podíl výroby OZE, s jeho růstem náklad rychle roste. Pro P_M cca. 1000 kW je přibližně o 10 % vyšší, pro základní nastavení simulace $P_M = 1600$ kW (krytí 85,0 %) již o 31,1 % vyšší;
9. Výsledek bodu 8 je způsoben zprvce dodatkovým charakterem *návrhu 2*, resp. Varianty 2B (postavením nad Variantou 1A), kdy krytí jeho marginální spotřeby je z větší části v (dražším) *residuu*, zadruhé nižší flexibilitou poskytované OF (TČ+RJ oproti spotřebě *IA*, převážně flexibilnější bojler) – obojí vede ke zvýšení ceny této marginální spotřeby.
10. Bilanční krytí 100 % spotřeby nastává při $P_M = 1871$ kW.

Na základě rozboru CA lze tvrdit, že všechna hlediska vyplývající z této CA potvrzují závěr simulace Varianty 1A, a tedy *návrh 1*, jako ekonomicky efektivní. Jeho efektivita se zvyšuje s rostoucí výrobou intermitentních zdrojů (OZE). Tím také dochází k potvrzení *hypotéz 1 a 2*.

Druhá CA bude provedena na změnu ceny elektřiny. Jak bylo uvedeno v úvodu bodu 5.8, průměrná cena pro první měsíce roku 2016 byla 690 Kč/MWh (tj. 0,7607 násobek roku 2014). Nyní má smysl zkoumat generované **roční rozdílové CF** variant – tvar křivek zůstane přibližně stejný, OF stále bude stejným způsobem odstraňovat volatilitu, ale generované úspory (nižší náklad na dodatečnou

spotřebu v případě 2B) budou navýšeny pákou cenových *spreadů*. Tato CA má tedy charakter investorského pohledu.

Výkon OZE bude zachován ve výchozím nastavení simulací.



5-21 CA Scénář 0 - změna ceny elektřiny

Varianty odlišného řízení Varianty 1, čili 1A a 1B jsou porovnány zvlášť, na hlavní ose. Potvrzuje se závislost CA variant na cenové hladině, je lineární a **upřednostňuje vždy Variantu 1A**.

5.8.2 Scénář 1: vysoký podíl FVE

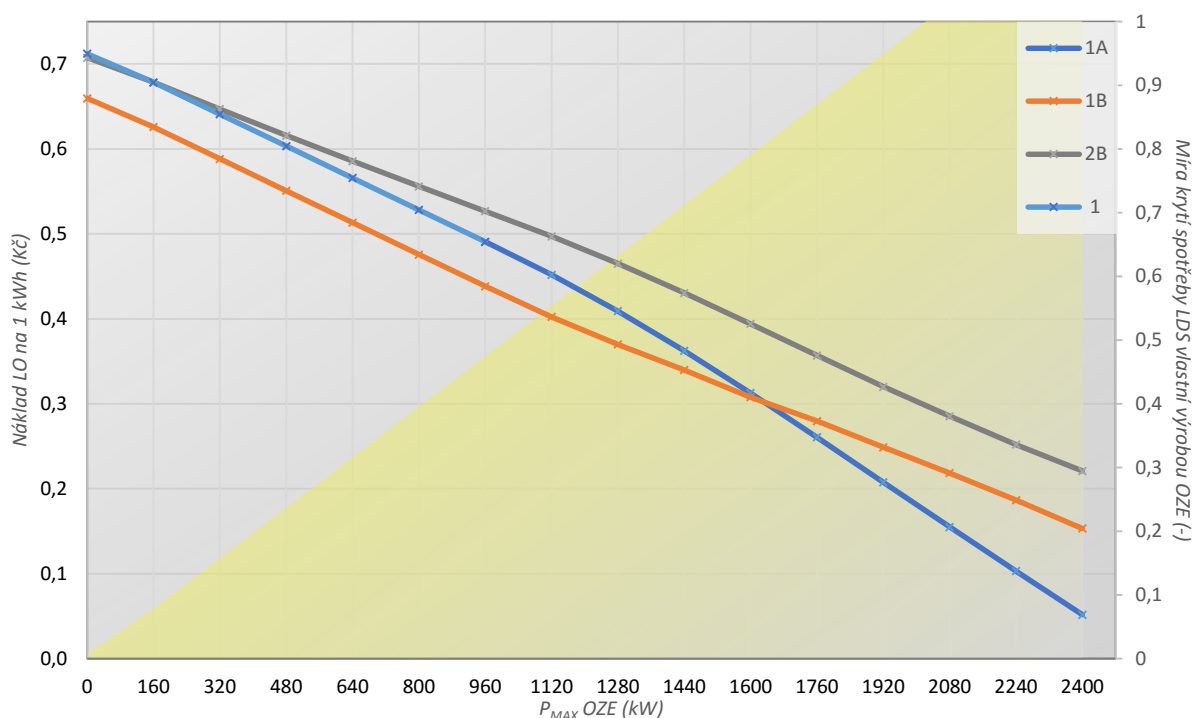
Výchozí scénář simulací počítal s optimalizací portfolia obchodníkem pomocí minimalizace *residua*, což prokázalo všeobecnou efektivitu **návrhu 1**. Tento scénář se bude soustředit na další rozvedení **hypotézy 2**, která uvádí *obchodní flexibilitu* jako nástroj kompenzace výroby intermitentních OZE. A to i v případě, že optimalizace portfolia není možná. Modelovou oblastí tedy nebude rezidenční oblast s instalací FVE na střechách, ale kupř. obec s plošnou, nevhodně umístěnou a dimenzovanou FVE o vysokém výkonu. To je v ČR bohužel běžný scénář, viz 3.1 o disponibilních zdrojích.

ZDROJE				
výroba (P_M)			minimalizace odchylky	
zdroj	kW	tj.	optima	max ČR (kW)
BIO	721	29,9%	29,9%	1160
FVE	759	31,5%	5,0%	3500
VTE	121	5,0%	31,5%	4250
IMP		0,0%	33,6%	
P_{MAX}	2 651,7			

5-22 Nastavení podílů max. výkonů OZE pro Scénář 1

Podíl BPS zůstane stejný jako v předchozí variantě, ovšem zbylou výrobu OZE převezme FVE. Pro porovnání s předchozí CA je změna podílů ve prospěch FVE, ale celkový maximální výkon OZE zůstane shodný – $P_M = 1600$ kW.

CA bude provedena opět s proměnnou maximální výkonu OZE a hodnotící ukazatel bude znovu **náklad LO na 1 kWh**.



5-23 CA Scénář 1 - změna maximálního výkonu OZE

Kvůli přehlednosti byla kromě výkonu OZE ponechána zbylá měřítka, i struktura následujícího číslovaného rozboru. Přibližně lineární zelená linie se opět vztahuje k vedlejší ose a zobrazuje míru krytí LDS vlastními zdroji OZE. Varianta 1A, hlavní ověřovací varianta **návrhu 1**, se v první části překrývá s jednodušší Variantou 1, jejíž je rozšířením.

Odrážka uvádí **porovnání** s předchozím CA ve Scénáři 0 – ukazuje tak **vliv zvýšení podílu FVE**, zesvětlený bod je beze změny.

Závěry:

1. Až do P_M zdrojů OZE ve výši 960 kW (47,5% krytí spotřeby), je přidaná hodnota *IA* ke vztahné *I* nulová – rozdílové roční CF pro tento stav 337 Kč, dále roste;
 - *Přidaná hodnota řízení se tak projevuje pro vyšší P_M .*
2. Do této hodnoty je tedy hlavní přidaná hodnota *návrhu I* v založení obchodního modelu na decentralizaci – to je způsobeno velkou rezervou v zatížitelnosti sítě, jinak významně stoupá přínos řízení sítě pomocí OF;
3. Zhruba v polovině zkoumaného rozsahu P_{MAX} začíná náklad *IA* klesat rychleji, pro výkon $P_M = 1637$ kW (krytí 81,0 %) se vyrovná *IB* a dále je výhodnější – rozdílové CF obou variant je v tomto bodě 310 tis. Kč a náklad na 0,301 Kč/kWh – *IB* ovšem přesahuje povolenou zatížitelnost sítě P_{MAX} (viz bod 5 zde);
 - *Tento bod nastává opět pro vyšší P_M , krytí spotřeby je ale nižší. To vypovídá o snižujícím se využití výkonu FVE pro rostoucí P_M .*
 - *Rozdílové CF pokleslo o 30 tis. Kč a náklad nepatrně o 0,002 Kč/kWh.*
4. Do P_M cca. 1000 kW (krytí asi 55 %) klesá náklad *IA* i *IB* stejným tempem, *IB* je nejvýhodnější pro $P_M = 960$ kW (krytí 47,5 %), kdy je rozdíl CF mezi *IA* a *IB* ročně 521 tis. Kč – *IB* výrazně přesahuje rezervovaný příkon;
 - *Toto je beze změny až na dva údaje: o 4 % menší krytí a 37 tis. Kč vyšší CF.*
 - *Rozestup mezi *IA* a *IB* je tedy větší při jinak neměnných výsledcích. Vzhledem k povaze FVE je jediným možným vysvětlením jeho nízká výkupní cena. Lze tak předpokládat lehce zvýšený důraz na cenové řízení s rostoucím podílem FVE.*
5. Potvrzuje se tedy předpoklad, že tržně orientované řízení je výhodné pouze pro malý podíl OZE v naddimenzované soustavě. Je nutné připomenout, že simulace *IB* nezachovávala podmínku stávajících prostředků soustavy (P_{MAX}) a OF byla vynucena zvýšením rezervovaného příkonu – potvrzuje se tak efektivita Varianty 1A;
 - *Platnost se potvrzuje navzdory předchozímu bodu. Důraz na uplatnění FVE vlivem jeho ceny je vždy limitován možnostmi sítě. Vlivem koncepce *IB* jako ilustrativní varianty ignorující tyto limity je možné vidět posun v cenové motivaci, většinou však nemůže být realizována.*
6. Se zvyšující se výrobou OZE (při stávajícím rezervovaném příkonu) narůstá efektivita *IA* velmi výrazně (viz 1 a 2 zde);

- *Tento efekt zůstává, ale je menší. Efektivita řízení pochopitelně narůstá rychleji v optimalizovaném portfoliu, s menším residuem. FVE residuu přispívají, přesto je nárůst efektivity po vyšší výkon OZE výrazný.*
7. Pro extrémní výrobu OZE ($P_M > 2566$ kW) nabývá přidaná *obchodní flexibilita* v 1A ceny, kdy za ni je LO ochoten platit v podobě záporné sazby *smart tarifu*;
- *Tato hranice je vyšší.*
8. Podobný, leč méně strmý průběh má Varianta 2B, jejíž náklad na kWh je nižší pouze pro velmi nízký podíl výroby OZE, s jeho růstem náklad velmi rychle roste. Pro P_M cca. 1000 kW je přibližně o 8 % vyšší, pro základní nastavení simulace $P_M = 1600$ kW (krytí 79,2 %) již o 20,7 % vyšší;
- *Hodnoty jsou o 2 %, resp. 10 % nižší, rozdíl se lehce stírá.*
9. Výsledek bodu 8 je způsoben zaprvé dodatkovým charakterem *návrhu 2*, resp. Varianty 2B (postavením nad Variantou 1A), kdy krytí jeho marginální spotřeby je z větší části v (dražším) *residuu*, zadruhé nižší flexibilitou poskytované OF (TČ+RJ oproti spotřebě 1A, převážně flexibilnější bojler) – obojí vede ke zvýšení ceny této marginální spotřeby.
10. Bilanční krytí 100 % spotřeby nastává při $P_M = 2022$ kW.
- *Tato hodnota je o 151 kW vyšší, což potvrzuje předchozí údaje o nižším krytí vlastní spotřeby a nutnosti nákupu vyššího residua v tomto scénáři.*

	Scénář 0			Scénář 1			změna CCF
	Kč/kWh prům.	ΔCF (Kč/rok)	CCF (Kč)	Kč/kWh prům.	ΔCF (Kč/rok)	CCF (Kč)	
Var 1	0,325	3 882 651	33 233 469	0,341	3 722 631	31 863 782	-4,1%
Var 1A	0,287	370 946	3 175 104	0,313	278 739	2 385 862	-24,9%
celkem	0,287	4 253 597	36 408 573	0,313	4 001 370	34 249 645	-5,9%
+TČ+RJ	0,377	- 2 122 559	- 18 168 002	0,394	- 1 987 288	- 17 010 153	-6,4%

5-24 Přímé porovnání scénářů - vliv FVE

CA scénáře s vysokým podílem FVE ukázala, že ačkoli vzrostly náklady na *residuum*, zmenšila se míra krytí vlastní spotřeby a citlivost na změnu maximálního výkonu OZE, nejsou změny příliš výrazné. Ekonomický efekt návrhu 1 tedy přetrvává i ve scénáři s vysokým podílem FVE a neoptimálním portfoliem.

Přímé porovnání scénářů (v základním nastavení) v tabulce 5-24 mezi sebou ukazuje, že změna převrácením poměrů FVE a VTE způsobí **snížení ekonomického efektu návrhu 1 o 5,9 %**. Úbytek OF kumulovaný s vyšší cenou *residua* způsobí **nárůst průměrného nákladu na 1 kWh o 8,3 %**. U **návrhu 2** je snížení ekonomického efektu lehce vyšší, to je opět způsobeno vyšším uplatněním spotřeby v *residuu*.

Průměrný náklad na 1 kWh ovšem u návrhu 2 klesne pouze o 4,3 % (čili cca. polovinu poklesu 1A). To znovu potvrzuje správnost předpokladu, že **systemy TČ+RJ mohou přispívat ke kompenzaci nadvýroby FVE**. Zatímco ve Scénáři 1 byl OF dostatek a charakter flexibility RJ+TČ méně vyhovoval složení zdrojů, ve Scénáři 2 je díky jejímu přizpůsobení výrobě FVE naopak **preferována**. Tyto dílčí poznatky mohou být velmi podstatné právě při sestavování portfolia obchodníkem.

Závěr

Na základě úvodní rešerše trhu s elektřinou v ČR, rámce legislativy a směrnic EU, jim odpovídajících *národních akčních plánů* a porovnáním zkušeností s implementací Smart Grids v jejich klasickém pojetí byl vymezen prostor pro koncepci vlastního obchodního modelu. Na rozdíl od komplexních SG, silně závislých na penetraci moderní infrastrukturou a rozsáhlé změně celého trhu, včetně přímého zapojení odběratele, se koncepce navrhovaného modelu těmto investičně a systémově náročným změnám vyhýbá. Namísto toho nejprve analyzuje prostor pro optimalizaci současného tržního nastavení a v souvislosti s ním i potenciál stávající infrastruktury. To vše při zohlednění postupné decentralizace trhu a vidině jeho budoucího přechodu na komplexní model SG, jak udává rámec NAP SG. Základní ideou je racionalita realizace návrhu tak, aby došlo nejprve k využití veškerého dostupného potenciálu současného stavu při nastavení přechodného obchodního modelu respektujícího trendy decentralizace, využívajícího stávající infrastrukturu a reagujícího na změny trhu způsobené vlivy intermitentních zdrojů. Tím bude umožněn podstatně plynulejší přechod na složitější formy SG, díky zvýšení efektivity současného stavu navíc výrazně později, než by jinak bylo nutné.

Už během rešerše se objevila první teze (*teze 1*, 1.3), která nachází v současném modelu trhu rozpor mezi zájmy DSO a obchodníka, vlivem jejich oddělení za základě *unbundlingu*. Druhá (*teze 2*, 2.5) stanovuje absenci vhodného obchodního modelu jako významnou překážku implementace technologií SG a zvyšování žádané flexibility soustavy. Zcela zásadní motivací práce pak je NAP SG (citovaný v úvodu kap. 2), který požaduje analýzu možných efektů využití větší operativnosti řízení HDO pro eliminaci odchylek a využití zároveň distributorem i obchodníkem.

Provázání těchto myšlenek s vlastními požadavky, uvedenými výše, vedlo ke koncepci obchodního modelu (*návrh 1*, 2.6). Ten je založen na:

- Vyčlenění lokální distribuční soustavy z širší distribuce do samostatného subjektu (LDS).
- Definici pojmu *obchodní flexibilita*, jako složky spotřeby LDS podléhající řízení (HDO).
- Předání majoritního využívání *obchodní flexibility* obchodníkovi pro účely tržní optimalizace, ovšem pouze v mezích daných možnostmi sítě.
- Provozovateli LDS je přiznáno právo primárního zásahu do řízení v případě přesažení mezi stanovených obchodníkovi reportingem stavu sítě v reálném čase.
- Tím je zajištěna bezpečnost a kvalita dodávek elektřiny, a technické provázání obou subjektů.

- *Obchodní flexibilita* je předmětem otevřené aukce, výsledná cena platbou obchodníka za poskytnutí *obchodní flexibility* provozovateli LDS.
- Tím je dosaženo obchodního provázání subjektů při tlaku na konkurenční prostředí a maximalizaci efektivity celého obchodního modelu.

Realizací návrhu dochází k odstranění problému *teze 1* a naopak k synergickému provázání zájmů LDS a obchodníka. Oba subjekty jsou motivovány k navyšování *obchodní flexibility* a zvyšování efektivity změnou z centrálního na decentralní, jak tvrdí hodnotící hypotéza návrhu (*hypotéza 1*, 2.6). Forma trhu s elektřinou zůstává návrhem nedotknuta, odběratel je stávajícím způsobem, nepřímo, motivován navyšovat svůj příspěvek *obchodní flexibilitě*, promítnutím jejího ekonomického efektu do sazby *smart tarifu*.

Vzniklý synergický kruh je předmětem rozboru v bodech 2.6.4-5 a vede k potvrzení efektivity obchodního modelu pro všechny subjekty mechanismem vzájemných motivací, v důsledku ke zvýšení celkové efektivity trhu a prokázání platnosti hodnotící hypotézy návrhu (*hypotéza 1*).

V bodech 2.6.1-3 jsou popsány možnosti vzniku obchodního modelu, jeho technická realizovatelnost, nenáročnost a v neposlední řadě možnost uplatnění stávajících subjektů trhu v nezměněné formě. Soulad s legislativou a směrnicemi EU je ověřen rozbohem v bodě 2.6.2.

Sestavený návrh nachází nevyužitý potenciál v řízení sítě, navrhuje způsob jeho využití se stávající infrastrukturou HDO, dimenzováním sítí a zároveň vytváří předstupeň budoucích SG založených na decentralizaci a pokročilé infrastruktuře. Její případná implementace bude dále zvyšovat možnosti *obchodní flexibility*, a tím efektivitu obchodního modelu.

V paralelní rovině analyzuje práce důsledky nařízení snižování energetické náročnosti (1.5) a později (2.8) ukazuje, že změny v segmentu budov budou mít v blízké budoucnosti výrazný, rostoucí vliv na energetiku. Důrazem evropských směrnic i *národních akčních plánů* na DSM (řízení spotřeby) budou budovy představovat nejen riziko (*vodárenský efekt*), ale také významnou příležitost.

Vzhledem k tomu byl sestaven vedlejší návrh (*návrh 2*), jako nadstavba hlavního návrhu, a to využití flexibility spotřeby budov pro navýšení *obchodní flexibility*. To je učiněno s přihlédnutím k požadavkům návrhu a rekonstrukce budov dle zmíněných nařízení. Je navrženo zahrnutí komplexních opatření zvyšujících jak kvalitu bydlení, tak energetickou efektivitu do programů investičních pobídek. Taková opatření kombinují instalace nucené ventilace, tepelných čerpadel

a teplovodní akumulace, a tím mohou navyšovat podíl říditelné spotřeby v rámci obchodního modelu výše. Tato spotřeba je analyzována z hlediska říditelnosti v dodatcích návrhu (2a, 2b, 2c, 2.8.4) a je popsána její aplikace na obchodní model, resp. možnosti jejího řízení aplikací *smart tarifu*.

Dále (kap. 3) jsou zkoumány prostředky, které mohou být využity obchodníkem k sestavení portfolia v rámci jím řízené LDS, převážně zdroje OZE disponibilní v lokalitě. Tím je sledována dříve stanovená a prokázaná hypotéza (*hypotéza 2*, 2.6.5) o preferenci lokálních zdrojů obchodníkem. Zdroje jsou probrány s ohledem na jejich specifika a potenciál v decentralizovaných soustavách, kde je čerpáno převážně ze zahraniční literatury a aplikací modelů SG. Podobně jako v oblasti pokročilé akumulace, která je ovšem s ideou využití dostupných prostředků v práci považována spíše za okrajovou.

Čtvrtá kapitola definuje kritéria sestavení a hodnocení simulace decentralizované LDS dle hlavního návrhu. Je určena metodika cenotvorby, nastavení parametrů soustavy, které pro výrobu vychází z kapitoly 3 a u spotřeby adaptuje metodiku TDD. Dále je stanoven postup optimalizace parametrů soustavy obchodníkem pomocí vhodného portfolia zdrojů a minimalizace *residua*. Aukce *obchodní flexibility* je nový, tržní prvek systému a je nemožné přesné určení výsledné ceny, stejně jako marže obchodníka. Proto byla zkoumána nákladová část obchodního modelu. Hlavním kritériem efektivnosti je tedy snížení nákladů obchodníka na nákup portfolia a zobchodování *residua* LDS. Jako vhodné hodnotící ukazatele jsou zvolena rozdílová CF simulovaných variant a průměrný náklad obchodníka na 1 kWh ve *smart tarifu* varianty.

Se zvolenými prostředky a metodikou byly provedeny simulace LDS v několika variantách:

- 1 Decentralizovaný obchodní model bez obchodního řízení;
- 1A Rozšíření 1 o DSM v dle obchodníka dle hlavního návrhu (*návrh 1*);
- 1B Rozšíření 1 o čistě obchodní DSM bez respektování stavu LDS;
- 2A Varianta 1A s dodatečnou bateriovou akumulací (bez navýšení spotřeby);
- 2B Varianta 1A s dodatečnou spotřebou budov dle vedlejšího návrhu (*návrh 2*).

Modelová LDS sestávala ze 4102 domácností. Nastavením portfolia pomocí uvedené metodiky se modelová LDS dostala až k 85% bilančnímu krytí spotřeby výrobou OZE (5.1.2). To znamená vysoké požadavky na řízení sítě, a tedy velmi významný prostor pro optimalizaci s kritériem

dodržení stávajících parametrů LDS. Tím došlo ke zkoumání plného potenciálu DSM pomocí *obchodní flexibility*.

Už Varianta 1 ukázala na velmi významný přínos návrhu. I bez pokročilého řízení LDS, díky přenesení ekonomického efektu decentralizovaného obchodního modelu do místa jeho vytvoření, dochází k významné úspoře – rozdílové roční CF oproti nulové variantě je 3,88 mil. Kč. Všechny zmíněné synergické efekty tedy budou promítnuté do koncových cen z tohoto ročního základu úspory na nákladech obchodníka, ta však předtím bude ponížena o marži obchodníka a významnou část CF bude představovat samotná cena *obchodní flexibility* vzešlá z předchozí aukce. Bez započtení těchto nákladů klesá nákladová část ceny silové složky elektřiny oproti nulové variantě o 55 %. Navíc dochází k férovému rozložení úspory v oblasti, v níž vzniká.

Varianta 1A zkoumá návrh jako celek, včetně řízení obchodníkem podle ceny hodinové odchylky LDS s pomocí DSM v limitech soustavy a s možnostmi danými *obchodní flexibilitou*. Výsledky simulace ukazují zejména na vyhlazení diagramu LDS v ranních hodinách, kdy centrálně řízené HDO je nevyhovující a lokální řízení přináší významné vyrovnání odchylek. Mimo to je primárně upotřebena místní výroba OZE, čili oproti vztažné Variantě 1 dochází ke snížení *residua* a úspoře na nákladech obchodníka. Rozdílové CF činí 370 tis. Kč a pokles nákladu na 1 kWh o dalších 12 %. Simulace také ukázala další potenciál pro úspory v reálném řízení dispečerem, zde obchodníkem, či nastavením složitějších algoritmů řízení.

Celkový ekonomický efekt navrženého obchodního modelu, bez započtení nákladu na *obchodní flexibilitu* a marže obchodníka je tedy 4,3 mil. Kč ročně, což znamená snížení nákladu obchodníka na 1 kWh o 60 % bez započtení uvedeného.

Varianta 1B s čistě obchodním řízením paradoxně vedla k horším výsledkům, a to právě z důvodu nerespektování stavu sítě, kdy došlo k častějšímu uplatnění spotřeby v *residuu*. A to i ve všech citlivostních analýzách, jak na výkon a složení OZE, tak na změnu ceny elektřiny. Nehledě na nutnost posílení infrastruktury. To potvrzuje správnost nastavení návrhu a ukazuje důležitost vhodného provázání provozovatele LDS a obchodníka pro efektivitu uvolnění řízení HDO, jak navrhuje NAP SG.

Varianta 2A s bateriovou akumulací vzhledem ke své ceně a primárnímu postavení teplovodní akumulace v hierarchii *obchodní flexibility* ukazuje, že právě kvůli existenci řádově levnějších prvků *obchodní flexibility* není tento způsob rentabilní, a to ani při jakémkoli reálném stavu světa. Jak předpokládal bod 3.3, pokud například ve formě automobility, tedy bez investice na straně obchodníka, bude tato flexibilita k dispozici, je vhodné ji využít. V současné situaci je ale potenciál

flexibility v simulaci pro obchodní model dostatečný, dodatečná flexibilita baterií tak přináší zanedbatelný přínos.

Varianta 2B zkoumala vliv potenciálu DSM moderních budov (průměrně v *úsporném standardu*) na modelovou soustavu dle vedlejšího návrhu (návrh 2). Výsledky simulace ukázaly, že ačkoli dojde k celkovému navýšení spotřeby elektřiny, není nutné zvyšovat dimenzování soustavy, pokud bude tato spotřeba vhodně řízena. Její velká část totiž může spadat pod *obchodní flexibilitu*, a ačkoli její marginální přínos je nižší než v hlavním návrhu, je stále velmi podstatný – průměrný náklad na dodatečnou 1 kWh je o 52,6 % nižší než na dodatečnou 1 kWh v nulové variantě. To je způsobeno dobrou flexibilitou této spotřeby v topných dnech, především ale výborným potenciálem řízení dochlazování jako kompenzace nadvýroby FVE – díky korelaci výroby FVE s poptávkou po chladu. Tento jev se velmi výrazně potvrdil v citlivostních analýzách, kdy simulace s velmi vysokým podílem FVE na výrobě vedla k preferenci této složky *obchodní flexibilitu*. Velmi důležitým výsledkem simulace je také to, že díky DSM bylo možné v modelové soustavě uplatnit dodatečnou spotřebu varianty až pro 39,6 % domácností při stávajícím dimenzování sítě.

Závěrem je možné konstatovat, že navržený obchodní model založený na decentralizaci prokázal svoji efektivitu jak teoreticky, tak při všech scénářích simulací. Byly potvrzeny obě hypotézy i předpoklad, že návrh je díky své koncepci ekonomicky efektivní pro libovolnou oblast, jeho preference pak stoupá se vzrůstajícím podílem OZE. Byly nastíněny další oblasti možné optimalizace, zejména z pohledu zdokonalování řízení DSM. Ukázalo se, že segment budov může přinést v některých lokalitách významný potenciál DSM, a že i při narůstající spotřebě je možné ji uplatnit bez investic do rozšiřování infrastruktury, pouze změnou řízení zatížení.

Ukazuje se důležitost úvodních tezí. Na základě výsledků lze tvrdit, že rozpor mezi zájmy distributora a obchodníka – v důsledku provedení *unbundlingu* – existuje a aplikací vhodného obchodního modelu, spojujícího zájmy obou subjektů, je možné tento stav odbourat ve prospěch celkové efektivity. Navržený obchodní model vedl nejen k ekonomické optimalizaci, ale také k lepšímu řízení sítě, a to se stávající infrastrukturou. **Ukázalo se, že nastavení tohoto obchodního modelu může být ekonomicky výrazně efektivnější než plošná implementace SG bez vhodného obchodního modelu.** Ekonomický efekt byl prokázán při stávající struktuře trhu, infrastruktury, využití systému HDO a bez přímého ovlivnění odběratelů. Přestože ji nevyžaduje, může navržený obchodní model sloužit jako základ pro pozdější plynulou implementaci SG.

Zdroje

- [Ada] Marek Adamec, ČVUT, 2013. *Systematic Approach for Implementation of Smart Technologies into the Energy Industry*
<https://dspace.cvut.cz/handle/10467/20021?show=full>
- [Ber] Lars T. Berger, Krzysztof Iniewski, 2012: *Smart Grid Applications, Communications, and Security*
ISBN: 978-1-118-00439-5
- [CEZ] ČEZ Prodej, 2013: *Ceník elektřiny skupiny ČEZ*
https://www.cez.cz/edee/content/file/produkty-a-sluzby/obcane-a-domacnosti/elektrina-2014/cez_cz_ele_cenikmoo_2014_sdruzeny.pdf
- [CEZ1] Skupina ČEZ, 2016: *Fungování větrných elektráren*
<https://www.cez.cz/cs/vyroba-elektřiny/obnovitelne-zdroje/vitr/flash-model-jak-funguje-vetrna-elektrarna.html>
- [CSU] ČSÚ (Český statistický úřad), 2014. Statistiky
<https://www.czso.cz/csu/czso/statistiky>
- [Den] Žatecký Deník, 2013: *Měření potvrdila zásadní nárůst intenzity dopravy*
http://zatecky.denik.cz/zpravy_region/mereni_doprva_r7_louny_20130606.html
- [Dom] Jiří Domin, 2014: *Politika EU na poli Smart Grids*
<https://dspace.cvut.cz/bitstream/handle/10467/61227/F3-DP-2014-Domin-Jiri-Politika%20EU%20na%20poli%20Smart%20Grids.pdf?sequence=1>
- [Eko1] EkoWatt, vice autorů, 2010: *Větrání panelových domů - opatření a jejich limity*
<http://vetrani.tzb-info.cz/vetrani-bytovych-domu/6181-vetrani-panelovych-domu-opatreni-a-jejich-limity>
- [Eko2] EkoWatt, vice autorů, 2010: *Ekonomika a vnitřní klima řízeného větrání s rekuperací tepla*
<http://vetrani.tzb-info.cz/vetrani-s-rekuperaci/6249-rekuperace-tepla-v-panelovem-dome-ano-ci-ne>
- [ENT] ENTSO-E, 2015: *Flow-Based methodology for CWE market coupling successfully launched*
<https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/flow-based-methodology-for-CWE-market-coupling-launched.aspx>
- [ERU1] ERÚ, 2014: *Zpráva Energetického regulačního úřadu o návrhu metodiky regulace IV. regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství*
https://www.eru.cz/documents/10540/1093613/Ramec_metodiky_regulace_IV-RO-2014-12-15.pdf/b41690e0-fc22-413b-a2ac-649c074c2fce
- [ERU2] ERÚ, 2015: *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 9/2015*
https://www.eru.cz/documents/10540/462898/151229_CR_POZE_9_2015.pdf/e8c97a46-2870-47c6-9f11-8f4a97145ab1

- [ERU3] ERÚ, 2016: *Přehled údajů o licencích udělených ERÚ*
<http://licence.eru.cz/>
- [ERU4] ERÚ, 2015: *Roční zpráva o provozu ES ČR 2014*
<https://www.eru.cz/elektrina/statistika-a-sledovani-kvality/rocní-zpravy-o-provozu>
- [ERU5] ERÚ, 2010: *Meziroční navýšení ceny pro zákazníky v nejčastějších tarifních sazbách 2010*
<http://www.eru.cz/legacyerustaticdata/RZ2009/rz/rpds/10.htm>
- [EU1] European Parliament and of the Council, 2012: *Directive 2012/27/EU*
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1399375464230&uri=CELEX:32012L0027>
- [EU2] European Commision, 2016: *Smart grids and meters*
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>
- [Fra] Fraunhofer ISE, 2016: *All Research Projects*
<https://www.ise.fraunhofer.de/en/research-projects/all-research-projects/all>
- [Hal] Stephen Hall, Timothy J. Foxon, 2014: *Values in the Smart Grid: The co-evolving political economy of smart distribution*
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421514004716>
- [HPF] Hildmann, Andersson, a kol., 2013: *What makes a good Hourly Price Forward Curve?*
https://www.researchgate.net/publication/261169296_What_makes_a_good_Hourly_Price_Forward_Curve
- [Hyb] Jan Horčík, Hybrid.cz, 2016: *Tesla Supercharger už nejspíš roste u Humpolce*
<http://www.hybrid.cz/tesla-supercharger-uz-nejspis-roste-u-humpolce>
- [Hyb1] Jan Horčík, Hybrid.cz, 2016: *Německo schválilo dotaci €4000 na nákup elektromobilu*
<http://www.hybrid.cz/nemecko-schvalilo-dotaci-4000-na-nakup-elektromobilu>
- [MFD1] Petr Holub, rozhovor MF Dnes, 2016: *Kdo chce šetřit, musí nejdřív zateplit. Jinak to nemá smysl, říká expert*
http://ekonomika.idnes.cz/nejdriv-se-musi-dum-zateplit-teprve-pak-muze-majitel-myslet-na-novy-kotel-nebo-solarni-panel-icu-/ekonomika.aspx?c=A160504_2243756_ekonomika_kris
- [MFD2] Redakce iDNES.cz, 2014: *Polovina domů je zateplena špatně. Majitelé ročně přijdou o 750 milionů*
http://bydleni.idnes.cz/zatepleni-rodinneho-domu-0hb-/rekonstrukce.aspx?c=A140507_172518_stavba_web
- [MFD3] Redakce iDnes.cz, 2016: *Češi vstoupili do energetické revoluce, představují „chytrou“ baterii*
http://ekonomika.idnes.cz/baterie-na-ukladani-energie-ze-solarnich-panelu-fro-/ekonomika.aspx?c=A160428_170159_ekonomika_map1
- [MFD5] Redakce iDnes.cz, 2016: *Stát rozdává na podporu nákupu elektromobilů firmám 80 milionů Kč*

http://auto.idnes.cz/dotace-elektromobil-0qt-/automoto.aspx?c=A160313_084038_automoto_fdv

- [MPO] Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR: *Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice ČR*
<http://download.mpo.cz/get/46789/52808/592041/priloha002.docx>
- [Naz] Redakce nazeleno.cz, 2016: *Tepelné čerpadlo a úspory, kdy se vyplatí?*
<http://www.nazeleno.cz/vytapeni/tepelne-cerpadlo-a-uspory-kdy-se-vyplati.aspx>
- [NEU] Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, 2016: *Národní akční plán energetické účinnosti ČR*
<http://www.mpo.cz/dokument150542.html>
- [NSG] Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, 2015: *Národní akční plán pro chytré sítě*
<http://www.mpo.cz/dokument156514.html>
- [NTN] Sebastian Matthias Braun, NTNU, 2014: *Business Models in Smart Grids*
<http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:747985/FULLTEXT01.pdf>
- [NZU] Státní fond životního prostředí České republiky, 2014: *Výroční zpráva programu Zelená úsporám za rok 2013*
http://www.zelenausporam.cz/soubor-ke-stazeni/17/5123-zu_vyrocní_zprava_2013_web.pdf
- [OEN] Jan Moravec, oEnergetice, 2016: *Vláda schválila navýšení plánovaného podílu energie z OZE*
<http://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/vlada-schvalila-navyseni-planovaneho-podilu-energie-z-oze/>
- [OEN1] David Vobořil, oEnergetice, 2016: *Jak obnovitelné zdroje mění způsob, jakým se řídí síť v USA*
<http://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/jak-obnovitelne-zdroje-meni-zpusob-jakym-se-ridi-sit-v-usa/>
- [OTE] OTE, 2003: *Metodika použití TDD*
<http://www.ote-cr.cz/dokumentace/dokumentace-elektrina/dokumentace-elektrina>
- [OTE1] OTE, 2015: *Metodika přepočtu TDD na venkovní teploty*
www.ote-cr.cz/dokumentace/dokumentace-elektrina/dokumentace-elektrina
- [OTE2] OTE, 2015: *Roční zpráva o trhu 2014*
www.ote-cr.cz/statistika/rocní-zprava
- [PRe] Petr Řeháček, ČVUT, 2014: *Vliv moderních technologií a implementace OZE na energetický trh v ČR*
- [SoC] Webové stránky společnosti Solarcity, 2016: *How much does a solar power system cost?*
<http://www.solarcity.com/residential/how-much-do-solar-panels-cost>

- [Son] Webové stránky společnosti Sonnenbatterie, 2016: *Sonnenbatterie*
<https://www.sonnen-batterie.com/en-us/sonnenbatterie>
- [Tes] Webové stránky společnosti Tesla Motors, 2016: *About PowerWall*
<https://www.teslamotors.com/powerwall>
- [TSC] Teplárenské sdružení České republiky: *Energetika v tabulkách a grafech*
<http://www.tscr.cz/?pg=0750&1464315244#>
- [TSI] Jaromír Hrad, ČVUT, 2015: Materiály k přednášce č. 9, předmět TSY
- [Zeh] Zehnder Group Czech Republic s.r.o., 2013: *Řízené větrání s rekuperací tepla pro rodinné domy a byty (II)*
<http://vetrani.tzb-info.cz/vetrani-s-rekuperaci/10635-rizene-vetrani-s-rekuperaci-tepla-pro-rodinne-domy-a-byty-ii>
- [ZIV] Karel Javůrek, zive.cz, 2015: *Elon Musk: žádné „revoluční“ baterie nejsou použitelné*
<http://connect.zive.cz/clanky/elon-musk-zadne-revolucni-baterie-nejsou-pouzitelne/sc-320-a-180500>

Přílohy

