

**ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ
V PRAZE**



**FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ
DIPLOMOVÁ PRÁCE**

Technicko-ekonomické zhodnocení agregace
pro poskytování flexibility

2023

Autor: Bc. Kamila Roučková
Vedoucí práce: Ing. Tomáš Králík, Ph.D.

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Roučková** Jméno: **Kamila** Osobní číslo: **474629**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Management energetiky a elektrotechniky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Technicko-ekonomické zhodnocení agregace pro poskytování flexibility

Název diplomové práce anglicky:

Techno-economic evaluation of aggregation for providing flexibility

Pokyny pro vypracování:

- 1) Popište současný stav trhu s elektrickou energií se zaměřením na poskytování flexibility.
- 2) Analyzujte současný stav a budoucí vývoj agregace a jejího využití v ČR a EU.
- 3) Identifikujte možné způsoby realizace agregace v podmínkách současného trhu s elektřinou.
- 4) Proveďte technicko – ekonomické zhodnocení navrženého způsobu agregace.

Seznam doporučené literatury:

ČEPS: Pravidla provozování přenosové soustavy. Praha, 2020.
Energetický zákon č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších předpisů.
A framework for participation of prosumers in peer-to-peer energy trading and flexibility markets; Khorasany, M; Gazafrudi, AS; Razzaghi, R; Morstyn, T; Shafie-khah, M, Applied Energy, Volume 314, 15 May 2022
Optimal Participation of Residential Aggregators in Energy and Local Flexibility Markets; Correa-Florez, CA; Michiorri, A; Kariniotakis, GN,

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Tomáš Králík, Ph.D. katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **15.09.2022** Termín odevzdání diplomové práce: **26.05.2023**

Platnost zadání diplomové práce: **19.02.2024**

Ing. Tomáš Králík, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studentky

Prohlášení

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

V Praze dne.....

.....

Kamila Roučková

Poděkování

Tímto bych ráda poděkovala Ing. Lukáši Janotovi ze společnosti PREdistribuce, a. s. za cenné rady, vstřícný přístup a jeho čas, který mi při konzultacích k této diplomové práci věnoval. Díky jeho odborným znalostem a přístupu jsem při vypracování této práce nabyla spoustu cenných zkušeností nejen z praxe. Dále bych také chtěla poděkovat Ing. Martinu Pistorovi ze společnosti ČEPS, a. s. za jeho odborné konzultace a trpělivost v průběhu celého vypracování diplomové práce. Také bych chtěla poděkovat mému vedoucímu práce Ing. Tomáši Králíkovi, Ph. D. za možnost zpracování tohoto moderního tématu v dnešní energetice. Nakonec bych hlavně chtěla poděkovat své rodině, která mi studium na vysoké škole umožnila a za jejich každodenní podporu, trpělivost a motivaci ke vzdělání.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá analýzou, identifikací a potenciálem zařazení agregátora flexibility do současného trhu s elektřinou v České republice. K jeho začlenění mezi ostatní subjekty na trhu s elektřinou byl analyzován a popsán stávající stav trhu s elektřinou, popsána funkce a pozice jednotlivých subjektů na trhu a způsob finančního vypořádání mezi těmito účastníky trhu. V rámci práce byly identifikovány možné činnosti agregátora flexibility a jejich případné dopady a vlivy na ostatní subjekty. Z hloubkové analýzy současného stavu elektroenergetického trhu a jeho budoucí predikce vývoje byly identifikovány potenciální hrozby, a to zejména vyšší instalace OZE, dynamický rozvoj elektromobility a celková změna chování sítě. Právě s těmito výzvami může pomoci agregace flexibility a snížit tak jejich případné negativní dopady. V této práci se zabývám vybraným problémem nárůstu zatížení transformátorů na hladině NN v důsledku instalace dobíjecích stanic. Pro řešení zamezení přetížení distribučních transformačních stanic byl vytvořen a simulován model nezávislého agregátora poskytujícího flexibilitu na sekundární straně distribuční transformační stanice, který by byl zároveň provozovatelem daných dobíjecích stanic. Celkové výsledky potřebné energie k agregaci flexibility, velikost přetížení, ale i velikost vzniklého rebound efektu byly následně ekonomicky posouzeny a analyzovány z pohledu ekonomické efektivity s návazností na současné a do budoucna predikované podmínky trhu s elektřinou. V závěru práce byl model podroben citlivostním analýzám na klíčové parametry. Z provedeného zkoumání a modelování na reálných datech provozu byl zjištěn pozitivní vliv agregace flexibility na provoz sítě NN, a to zejména v oblasti řízení přetížení distribučních transformátorů.

Klíčová slova

Agregace flexibility, Nezávislý agregátor flexibility, Řízení přetížení, Rebound efekt, Distribuční transformační stanice, Odběrné místo, Vyrovnání systémové odchylky, Subjekty na trhu s elektřinou, Chytré měření

Abstract

This master thesis deals with the analysis, identification, and potential of the integration of a flexibility aggregator in the current electricity market in the Czech Republic. To incorporate it among other electricity market actors, the current state of the electricity market was analysed and described the functions and positions of the individual market participants and the method of financial settlement between these market participants were described. The possible activities of the flexibility aggregator and their possible impacts and influences on other entities were identified. From an in-depth analysis of the current state of the electricity market and its future predicted development, potential threats were identified, such as increased of RES installation, dynamic development of electromobility and overall change in electricity network character. Precisely all these challenges can be addressed by flexibility aggregation and thus we can reduce and prevent their potential negative impacts on the power grid operation and its stability. In this paper, I address the selected problem of transformer overload due to the installation of charging stations at the low voltage level. To avoid overloading of distribution transformer stations, a model of an independent aggregator providing flexibility on the secondary side of the distribution transformer station, which would also be the operator of the charging stations was designed and simulated. The overall results of the energy required to aggregate the flexibility, the magnitude of the congestion, as well as the volume of the rebound effect created were then economically assessed and analysed to calculate economic efficiency under the current and future predicted electricity market conditions. Finally, the proposed model was subjected to sensitivity analyses on key parameters. From the investigation and modelling performed on real operation data, a positive impact of flexibility aggregation on the operation of LV networks was identified, especially in congestion management of distribution transformers.

Key word

Flexibility Aggregation, Independent Flexibility Aggregator, Congestion Management, Rebound Effect, Distribution Transformer Station, Demand Point, System Deviation Compensation, Electricity Market Entities, Automated Meter Management

Obsah

Úvod.....	15
1. Trh s elektřinou	18
1.1. Vývoj trhu s elektřinou v ČR a EU v historickém kontextu.....	18
1.2. Klimatická politika EU.....	20
2. Subjekty na trhu s elektřinou v ČR.....	22
2.1. Výrobci elektrické energie	23
2.2. Provozovatel přenosové soustavy.....	23
2.3. Provozovatel distribuční soustavy	24
2.4. Obchodník na trhu s elektřinou	24
2.5. Operátor trhu s elektřinou.....	24
2.6. Energetický regulační úřad.....	26
2.7. Konečný zákazník	26
3. Vyrovnávání odchylky	27
3.1. Řízení elektroenergetické soustavy	30
3.1.1. Organizovaný trh.....	31
3.1.2. Neorganizovaný trh	33
3.1.3. Systémové služby – SyS.....	35
3.1.4. Podpůrné služby	35
4. Měření elektrické energie.....	38
4.1. Hromadné dálkové ovládání.....	39
5. Nové subjekty a technologie v energetice	39
5.1. Chytré měření AMM.....	39
5.1.1. Typové diagramy dodávky	41
5.1.2. Implementace AMM	42
5.2. Energetické datové centrum	42
5.3. Nová tarifní struktura	44

5.4.	Změny chování na trhu s elektřinou.....	45
5.4.1.	Demand side response a demand side management.....	45
6.	Agregace flexibility.....	47
6.1.	Typy agregátorů	47
6.1.1.	Závislý/ integrovaný agregátor	48
6.1.2.	Nezávislý agregátor.....	48
6.2.	Baseline.....	50
6.2.1.	Rebound efekt	51
6.2.2.	Stanovení baseline.....	52
6.3.	Činnosti agregátora	54
6.3.1.	Obchodní flexibilita	54
6.3.2.	Technická flexibilita.....	55
6.3.3.	Řízení přetížení	55
6.4.	Pilotní projekty flexibility	56
6.4.1.	DFLEX.....	56
6.4.2.	EFLEX	56
6.4.3.	Secureflex.....	57
6.4.4.	Národní akční plán pro chytré sítě	57
7.	Agregace flexibility v zemích EU.....	58
7.1.	Budoucí trh s flexibilitou v EU podle rámcového pokynu ACER.....	60
7.2.	Finanční kompenzace.....	60
7.3.	Výměna dat	61
7.3.1.	Měření	62
7.4.	Předběžná kvalifikace a certifikace.....	63
7.4.1.	Výměna údajů při předběžné kvalifikaci	64
8.	Nutnost potřeby agregace flexibility a její potenciál	64
8.1.	Potenciál flexibility na zařízeních.....	68

9.	Model nezávislého agregátora pro provoz nabíjecích stanic.....	73
9.1.	Popis použitých dat	74
9.2.	Popis distribuční transformační stanice.....	76
9.3.	Simulace počtu OM na DTS	78
9.4.	Popis uvažovaného scénáře pro výstavbu nabíjecí stanice.....	80
9.5.	Model fungování řízení sítě nezávislým agregátorem na reálných datech.....	85
10.	Ekonomické vyhodnocení využití agregace flexibility pro provoz dobíjecí infrastruktury	93
10.1.	Vývoj ceny elektřiny	94
10.2.	Velikost Investice	97
11.	Zhodnocení projektu.....	99
11.1.	Vyúčtování	100
11.2.	Náklady na flexibilitu.....	100
11.3.	Citlivostní analýzy.....	101
11.3.1.	CA závislosti NPV na diskontu.....	101
11.3.2.	CA závislosti NPV na výši odměny za aktivaci flexibility pro OM.....	102
11.3.3.	CA závislosti NPV na velikosti marže	103
11.3.4.	CA závislosti NPV na růstu spotřeby elektřiny.....	104
11.3.5.	CA závislosti NPV na ceně za odchylku	105
12.	Závěrečné doporučení a diskuse výsledků	106
13.	Závěr.....	108
	Zdroje	113
	Seznam Obrázků	119
	Seznam Grafů.....	120
	Seznam Tabulek	121
	Seznam použitých rovnic a vzorců.....	122
	Seznam příloh.....	123

Zkratka	Český význam zkratky	Anglický význam zkratky
AC	Střídavý proud	Alternating current
ACER	Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů	The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
aFRR	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací	Automatic Frequency Restoration Reserve
Al	Hliník	
AMM	Chytré měření	Automated Meter Management
BEV	Bateriové elektrické vozidlo	Battery Electric Vehicle
BL	Výchozí diagram	Baseline
BSAE	Bateriový systém	
CA	Citlivostní analýza	
CF	Hotovostní tok	Cash flow
CRI	ukazatel rizika přetížení	Congestion Risk Indicator
CS OTE	Centrální systém operátora trhu	
Cu	Měď	
CZT	Centrální zdroj tepla	
ČEPS	Česká elektroenergetická přenosová soustava	
DR	Odezva strany poptávky	Demand response
DS	Distribuční soustava	
DSM	Řízení na straně poptávky	Demand side management
DSR	Odezva strany poptávky	Demand side response
DTS	Distribuční transformační stanice	
EAN	Identifikační číslo odběrného místa pro elektřinu	European Article Number
EDC	Energetické datové centrum	
EEA	Evropské agentury pro životní prostředí	European Environment Agency
ELIA	belgický provozovatel přenosové soustavy	Belgian transmission system operator
ENTSO-E	Evropské síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERÚ	Energetický regulační úřad	
ES	Elektrizační soustava	
EU DSO	Sdružení evropských provozovatelů distribučních soustav	Association for the European Distribution System Operators
EV	Elektrické vozidlo	Electric Vehicle
FCR	Zálohy pro automatickou regulaci frekvence	Frequency Containment Reserve
FVE	Fotovoltaická elektrárna	
HDO	Hromadné dálkové ovládání	
HEV	Hybridní elektrické vozidlo	Hybrid Electric Vehicle
ICT	Informační a komunikační technologie	Information and Communication Technologies
JEA	Jednotný evropský akt	
LDS	Lokální distribuční soustavy	

LUPHEV	Vozidlo s nízkou spotřebou paliva a částečným pohonem elektřinou	Low-Use Partially High-Electric Vehicle
MAF CZ	Hodnocení zdrojové přiměřenosti elektrické soustavy ČR	Midterm Adequacy Forecast CZ
mFRR _{12,5}	Standardní produkt záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací	Manual Frequency Restoration Reserve
mFRR ₅	Specifický produkt záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací	Manual Frequency Restoration Reserve
MMS	Systém řízení trhu	Market management systém
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu	
NAP SG	Národní akční plán pro chytré sítě	National Action Plan for Smart Grids
NN	Nízké napětí	
NPV	Čistá současná hodnota	Net present value
OM	Odběrné místo	
OPM	odběrné a předávací místo	
OTE	Operátor trhu s elektřinou	
OZE	Obnovitelné zdroje energie	
PDS	Provozovatel distribuční soustavy	
PHEV	Plug-in hybridní elektrické vozidlo	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PoFL	Poskytovatel flexibility	
PPA	Dlouhodobé bilaterální dohody	Power purchase agreement
PPS	Provozovatel přenosové soustavy	
PpS	Podpůrné služby	
PS	Přenosová soustava	
RE	Regulační energie	
RE-	Záporná regulační energie	
RE+	Kladná regulační energie	
RED	Směrnice o obnovitelné energii	Renewable Energy Directive
REMIT	Nářízení o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RIS	Rozpínací integrační stanice	
RR	Regulační zálohy	Restoration Reserve
Sb.	Sbírký	
SO	Systémová odchylka	
SVR	služby výkonové rovnováhy	
SyS	Systémové služby	
SZ	Subjekt zúčtování	
TA ČR	Technologická agentura České republiky	
TČ	Tepelné čerpadlo	
TČ	Tepelné čerpadlo	
TDD	Typové diagramy dodávek	
TERNA	Italský provozovatel přenosové soustavy	Italy transmission system operator
TNS	Tuzemská netto spotřeba	
TPA	Přístup třetích stran	Third party access
TSO	Provozovatel přenosové soustavy	Transmission system operator
V2G	Vehicle-to-Grid	
VDT	Vnitrodenní trh	

VK	Volná kapacita	
VN	Vysoké napětí	
VTE	Větrná elektrárna	
VVN	Velmi vysoké napětí	
WACC	Vážená cena kapitálu	Weighted Average Cost of Capital
ZC	Zúčtovací cena odchylky	
ZVN	Zvláště vysoké napětí	

Úvod

Energetika je v dnešní době klíčová pro realizaci hospodářského růstu, který přináší zlepšení životní úrovně obyvatelstva, průmyslové výroby, dopravy, zdravotnictví a dalších oblastí. Bez dostatečného množství energie by tyto oblasti nebyly schopny fungovat a rozvíjet se. Elektrická energie je součástí našeho každodenního života a nové technologie jsou na dostatečném množství elektrické energii přímo závislé. Energetika jako odvětví má tedy mezisektorový charakter a je naprosto klíčové ji efektivně rozvíjet a udržovat. Neméně důležitá je i energetická bezpečnost. Plná i částečná závislost na importu primárních zdrojů energie nebo samotné energii ze zahraničí může být riskantní, a proto je třeba mít vlastní zdroje energie a kvalitní infrastrukturu pro její přepravu. Nedostatek elektrické energie nebo selhání elektrizační soustavy by mělo negativní následky pro naše hospodářství, životní úroveň a národní bezpečnost.

Z těchto důvodů je důležité mít dostatečnou výrobu elektrické energie, mít zabezpečený její spolehlivý přenos, distribuci a jistotu dodávky. Česká republika se v dnešní době řadí k zemím s menším podílem dovozu primární energie (uhlí, ropa, plyn, jaderné palivo). Skladba primární energie v EU v roce 2020 byla ze 42 % pokryta domácími zdroji a produkcí a z 58 % byla pokryta z dovozu, kdy hlavním dovozcem, především fosilních paliv byla Ruská federace. Z pohledu energetické soběstačnosti se ČR se řadí na 6. místo ze všech zemí EU a Švýcarska. [1]

Obecně se ČR z pohledu celkové územní energetické bilance řadí mezi exportní země, kdy v roce 2021 bylo exportováno 11 075 GWh elektrické energie (průměrná hodnota od roku 2015 činila ročně 12 108 GWh.) Česká republika si podle těchto údajů počíná v energetickém odvětví dobře, problém je ale v našem současném energetickém mixu. Podíl primárních paliv na výrobě elektrické energie v ČR je složen z 37 % hnědým uhlím, 3 % černým uhlím, 36 % jaderné palivo, 12 % OZE, 8 % zemní plyn, 2 % ostatní (další plyny a přečerpávání) 2021.

V současnosti probíhající energetická transformace směřuje k rozvoji OZE a ústupu využívání fosilních paliv a tradiční výroby energií. Důraz a snaha EU stát se energeticky nezávislou umocnila ruská invaze na Ukrajinu v roce 2022, kterou byla přímo ohrožena bezpečnost dodávek energie. Evropská komise proto navrhla plán REPowerEU, který má za cíl postupně ukončit závislost EU na ruských fosilních palivech, dosáhnout energetických úspor, využívat více energie z OZE a diverzifikovat dodávky primárních zdrojů energie do EU. [2]

Další závazný strategický dokument je Pařížská dohoda, což je mezinárodní smlouva, podepsaná 195 státy [3] v roce 2015 ve Francii. Cílem této smlouvy je omezit globální oteplování a jeho negativní dopady na životní prostředí. Stanovený cíl je udržet nárůst průměrné globální teploty pod 2 °C ve srovnání s obdobím před průmyslovou revolucí a usilovat o to, aby nepřekročil hranici stanovenou na 1,5 °C. [4]

Česká republika se jako člen EU dále zavázala k plnění cílů European Green Deal, což je soubor opatření, který má za cíl dosažení plné klimatické neutrality do roku 2050. Nejedná se však pouze o klimatické cíle, dohoda je komplexní plán na dekarbonizaci celého hospodářství. Na základě této dohody vstoupil v roce 2021 v platnost zákon o dosažení klimatické neutrality (European Climate Law) [5], který právě dohodu Green Deal činí závaznou pro členské státy EU.

EU si stanovila ještě průběžný cíl, a to dosáhnout do roku 2030 55% snížení emisí skleníkových plynů oproti roku 1990. Opatření k dosažení tohoto postupného cíle jsou obsažena v balíčku Fit for 55.

Všechna tato opatření a závazky kladou důraz na bezemisní energetiku, především z důvodu snížení negativních dopadů na životní prostředí a změně klimatu. Tato transformace bude tedy vyžadovat nový přístup k energetice a vývoji nových technologií, aby energetika zůstala i nadále spolehlivá, bezpečná, a navíc byla i klimaticky přívětivá k planetě.

Pro rok 2022 se podíl uhlí na celkové výrobě elektřiny v EU snížil na 15,99 % (v roce 2000 to bylo 30,45 %) avšak plán je dosáhnout podílu nulového. [6] Jednotlivé členské státy mají stanoveny národní cíle a závazky k postupnému vyřazování uhlí z energetického mixu a rozvoji OZE. ČR má v plánu vyřadit své uhelné elektrárny do roku 2033. **To znamená, že bude potřeba nahradit 40 % výroby jiným zdrojem než uhlím, a to v následujících 10-ti letech.** Nejlépe by tento deficit zastoupila jaderná energie, jejíž výroba není závislá na počasí a denní době a je šetrná k přírodě co se emisí CO₂ týče. Problémem jaderných elektráren je jejich nákladná a časově náročná výstavba. ČR nyní počítá s výstavbou nového bloku v jaderné elektrárně Dukovany, a to do roku 2036. S ohledem na složitost stavby však bude pravděpodobně výstavba mnohem delší.

Substituci za uhelné elektrárny budou tedy muset zatím zastat jiné, menší zdroje a technologie. Nejpravděpodobnější scénář bude spočívat v masivní instalaci OZE a to především větrných a fotovoltaických elektráren. Tyto intermitentní zdroje mají však nestabilní výrobu elektrické energie závislou na počasí a denní době.

Jedním z možných řešení by byla spotřeba elektrické energie v čase kdy tyto zdroje vyrábí energii což, je například u FVE především v létě a přes den, což vždy neodpovídá poptávce po energii v ČR, jejíž maxima spotřeby je dosahováno v zimě a večer. Nehledě na to, že lidé v dnešní společnosti se budou chtít jen těžko vzdát komfortu, který elektrická energie dostupná v kterémkoliv okamžiku přináší. Proto se bez sofistikovaného systému ukládání energie nebo jiného systému řízení spotřeby a výroby neobejdeme. **Bude tedy potřeba zakomponovat do současného energetického mixu subjekt, který dokáže fluktuaci výroby elektráren z OZE vyrovnávat a tím zlepšit také energetickou stabilitu a efektivitu využívání vyrobené energie. Tímto subjektem by mohl být agregátor flexibility.** Energetickou **flexibilitu** lze chápat jako schopnost měnit svoji výrobu či spotřebu elektrické energie podle momentální situace na trhu

nebo v síti. Je to tedy optimalizace chování zákazníka na trhu s elektřinou s cílem dosáhnout větší stability sítě (zájem provozovatele soustavy), ale i ekonomického zisku (zájem pro agregátory, tak poskytovatele flexibility, které agreguje). Díky agregátorům vznikne možnost vstupu na energetický trh i dalším subjektům jako jsou například domácnosti nebo průmyslové objekty, které se agregovaně na spotřebě elektřiny podílejí značným dílem, ale jejich individuální vliv je zanedbatelný.

Celková netto spotřeba v ČR činila za rok 2021 62 832 GWh, z čehož domácnosti spotřebovaly 29 %, průmysl 37 %, obchod, služby, školství, zdravotnictví 22 %, doprava 7 %. Domácnosti i průmyslové podniky mají však samostatně v porovnání s celým systémem elektrické energie malé výkony, které právě agregátor může spojit dohromady a vytvořit zajímavý produkt který se na trhu uplatní.

Cílem této práce bude odpovědět na otázku, zda bude agregace flexibility domácností efektivním řešením pro českou a evropskou energetiku a napomůže úspěšnému dosažení budoucí energetické transformace a za jakých podmínek.

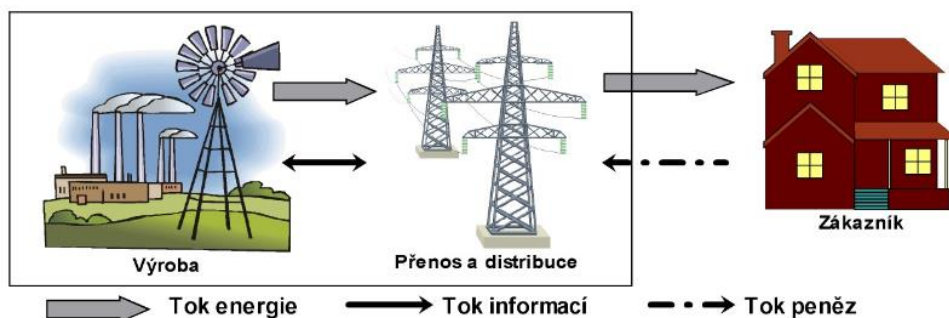
1. Trh s elektřinou

Trh s elektřinou je sofistikovaný systém v rámci, kterého se obchoduje se specifickou komoditou, tedy elektrickou energií. Tento trh zahrnuje všechny subjekty, které se podílejí na výrobě, distribuci, prodeji nebo koupi, vyúčtování, rovnováze celého systému a spotřebě elektrické energie. Před liberalizací a unbundlingem byl trh značně uzavřený, výrobci elektrické energie, provozovatelé distribuční a přenosové soustavy ale i dodavatelé služeb byli propojeni jedním vertikálním podnikem, který byl vlastněn státem nebo soukromým subjektem. Byl to monopol, který zajišťoval celý proces od výroby elektřiny až po distribuci a prodej konečným zákazníkům. Tento model trhu byl založen a regulovaných cenách, které se odvíjely od nákladů na výrobu elektřiny a její distribuci, což znamenalo, že cena elektřiny byla pevně stanovena příslušnými orgány a neexistoval podnět pro rozvoj a zvýšení efektivity a výkonosti ve výrobě ale i přenosu elektřiny. Bylo tedy zapotřebí zajistit konkurenci v tomto odvětví a přistoupit na liberalizaci celého trhu s elektřinou, postupným rozvojem a nalézáním nových zdrojů elektřiny se začala hledat i rovnováha mezi životním prostředím a výrobou elektrické energie. Podrobněji tento vývoj popíšu v následujících kapitolách. Celková analýza trhu s popisem funkcí, práv a povinností jednotlivých subjektu je nezbytná pro začlenění agregátora na trh s elektřinou.

1.1. Vývoj trhu s elektřinou v ČR a EU v historickém kontextu

V rámci EU probíhala liberalizace trhu s elektřinou od 90. let. V Roce 1987 vystoupil v platnost Jednotný evropský akt (JEA), jehož cílem bylo odstranění překážek, které bránily volnému pohybu zboží, osob a služeb. Tento akt odstartoval postupnou liberalizaci trhu s tím, že každá země měla vlastní tempo liberalizace. V ČR začala liberalizace elektroenergetického trhu snahou o vstup do EU. [7]

Na následujícím obrázku je zobrazen model trhu před liberalizací.



Obrázek 1 – Vertikálně integrovaný systém [8]

1. Liberalizační balíček (1996)

19. prosince 1996 vstoupila v platnost směrnice 96/92/EC o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou. Uváděla, že členské státy mají se zavedením směrnice postupně otevřít svůj trh zákazníkům s ročním odběrem elektrické energie nad 40 GWh s platností od vydání směrnice, do 3 let zákazníkům s odběrem nad 20 GWh a do 6 ti let zákazníkům s odběrem nad 9 GWh. Znamenalo to, že subjekty splňující tyto podmínky si mohly s dodavatelem elektrické energie vyjednat vlastní cenové podmínky. V ČR byl harmonogram následující[9]:

- 1. leden 2002 – oprávnění zákazníci se spotřebou více než 40 GWh
- 1. leden 2003 – oprávnění zákazníci se spotřebou více než 9 GWh
- 1. leden 2004 – koneční zákazníci s průběhovým měřením mimo domácnosti
- 1. leden 2005 – všichni koneční zákazníci mimo domácnosti
- 1. leden 2006 – všichni koneční zákazníci.

Tato směrnice dále obsahovala pravidla pro výrobu, distribuci a přenos elektrické energie a uváděla pravidla pro přístup třetích stran¹ (third party access, TPA) aby uzavíraly svobodné bilaterální obchody mezi sebou. [10]

2. Liberalizační balíček (2003)

2. Liberalizační balíček uváděl, že si průmysloví spotřebitelé a domácnosti mohli své dodavatele plynu a elektřiny svobodně zvolit z podniků vystupujících na trhu. V ČR probíhala implementace postupně a až od 1. ledna 2006 si mohl všichni odběratelé elektrické energie volit svého dodavatele elektřiny. Vznikl tím model Energy only market což znamenalo, že ceny začaly být tvořeny trhem a nikoli státními zásahy. [10]

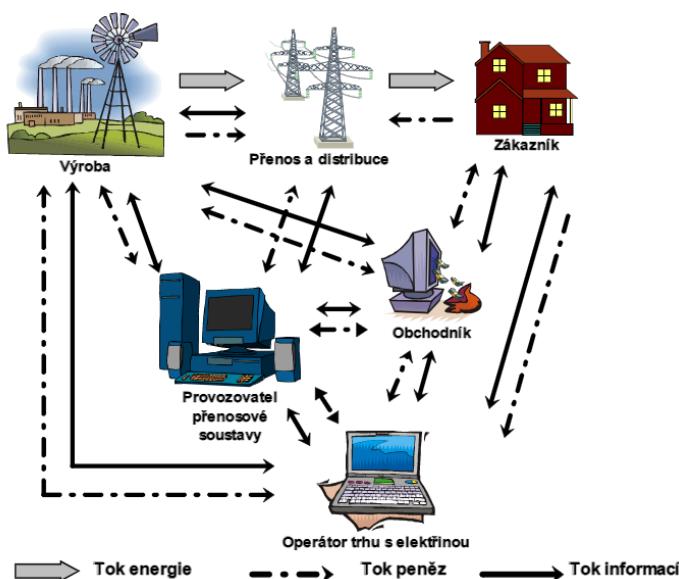
3. Liberalizační balíček (2007)

3. liberalizační balíček se zaměřil na posílení vnitřního trhu s elektřinou. A vytvořil se kompletní unbundling tzn. úplné a efektivní zavedení hospodářské soutěže a plné oddělení přenosu, distribuce a prodeje elektrické energie. Zákazník si tedy ze zákona sám a svobodně mohl zvolit svého obchodníka s elektřinou. Dále vznikla Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny (ENTSOE-E, 2008) a Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER). Balíček se dále zabýval zvýšením ochrany spotřebitele a vytvářením předpokladů pro podporu OZE.[10]

Liberalizace v elektroenergetice znamenala zásadní změnu ve fungování celého energetického systému, a to přeměnou z monopolního, regulovaného, centrálně řízeného odvětví vlastněné

¹TPA byli nezávislí výrobci a oprávnění zákazníci.

státem na tržní prostředí s plně fungující hospodářskou soutěží. Smyslem liberalizace trhu s elektřinou bylo využití konkurence k optimalizaci výrobních nákladů a tím dosažení minimalizace konečných cen elektřiny, přičemž si zákazník mohl volit svého dodavatele. Do té doby byla cena v ČR stanovována energetickým regulačním úřadem. Dalším důsledkem bylo rozdělení ceny elektřiny na dvě části regulovanou a neregulovanou část. [7]



Obrázek 2 – Zjednodušený pohled na liberalizovaný trh s elektrickou energií [8]

Po plném zavedení liberalizace a unbundlingu vývoj energetického sektoru v EU pokračoval a začal se zaměřovat na využívání obnovitelných zdrojů energie, odklon od fosilních paliv a především na klimatické změny a životní prostředí.

1.2. Klimatická politika EU

Hlavními cíli klimatické politiky EU je snižování emisí skleníkových plynů, ochrana životního prostředí a ovzduší a podpora udržitelného rozvoje. Prostředky, jak těchto cílů dosáhnout jsou směrnice a energetické balíčky, což jsou soubory iniciativ a právních předpisů, které jednotlivé země přijímají a snaží se dosáhnou vytyčených cílů. Významné směrnice v tomto kontextu jsou RED I a RED II. RED I je směrnice 2001/77/ES ze dne 27. září 2001 o podpoře elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektřinou. Cílem této směrnice bylo podpoření OZE v jednotlivých státech, a to s využitím různých mechanismů jako dotací, daňových úlev nebo výkupních cen. Směrnice zaváděla požadovaný podíl OZE na celkové výrobě ve výši 22 % v rámci EU. Nová směrnice RED II vznikla přepracováním RED I. RED II je směrnice 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů. Tato směrnice zvyšovala cíl na celkový podíl OZE v rámci EU na 32 %. Dále požadovala podporu energetické účinnosti a nadále snižování emisí skleníkových plynů. Mezi významné klimatické balíčky patří

zejména Klimaticko-energetický balíček 2020, Zimní balíček a balíček Fit for 55. **Klimaticko-energetický balíček 2020** byl vydán roku 2008 a v něm následující cíle [11]:

- snížení emisí skleníkových plynů o 20 % do roku 2020 oproti roku 1990
- zvýšení energetické účinnosti o 20 % do roku 2020 oproti roku 1990
- zvýšení podílu obnovitelných zdrojů energie na celkové energetické spotřebě na 20 % do roku 2020².

Další balíček byl přijat roku 2019 s názvem **Clean energy for all Europeans package (4. zimní balíček)**³ v rámci kterého byla vydána RED II. Tento cíl byl stanoven s souladu s cíli stanovenými v **Green deal (2019)**, kde hlavní cíl této dohody je stát se do roku 2050 klimaticky neutrální. To znamená, že nevznikají žádné skleníkové plyny nebo že vyprodukované množství skleníkových plynů je zároveň také pohlceno (toto se týká převážně biomasy, kdy v průběhu jejího života rostliny pohltnou stejné množství skleníkových plynů jako je při následném zpracování vyprodukováno). Green deal tedy směřuje k ekologické transformaci. V rámci této dohody vznikl v roce 2021 5. energetický balíček s názvem Fit for 55, který cílí na snížení emisí skleníkových plynů o 55 % do roku 2030 oproti roku 1990 a vysadit v rámci EU do roku 2030 3 miliardy stromů. [12] Dohoda Green deal se stala závaznou pro členské státy vydáním klimatického zákona⁴, ve kterém se uvádí další cíl stát se do roku 2050 klimaticky neutrální, již bylo zmíněno v úvodu. V souvislosti s energetickými balíčky a směrnicemi je důraz na odstup od uhlí jednotlivých zemí v EU. Následující obrázek zobrazuje časovou osu závazků jednotlivých států k postupnému vyřazování uhlí[13].

² Těchto cílů podle Evropské agentury pro životní prostředí (EEA) EU dosáhla.

³ Balíček Čistá energie pro všechny Evropany

⁴ European Climate Law 2021/1119 ze dne 30. června 2021 [5]



Obrázek 3 – závazky k postupnému vyřazování uhlí v EU [14]

Jak je vidět z obrázku 3, tak Česká republika by měla odstoupit od výroby elektrické energie z uhlí v roce 2023, což bude mít za následek změny na trhu s elektřinou. Celkově se trh s elektřinou od svých začátků dramaticky změnil a stává se stále více variabilním a decentralizovaným z pohledu výroby a typu využívaných zdrojů energie. V průběhu let od plné liberalizace byl kladen větší důraz na životní prostředí, udržitelnost, bezpečnost a konkurenceschopnost a tento trend bude v budoucnu dále gradovat. Jaké subjekty do trhu zasahují a jak trh v dnešní době funguje popíše v následující kapitole.

2. Subjekty na trhu s elektřinou v ČR

Definice elektrizační soustavy je podle energetického zákona následující: „Elektrizační soustava je vzájemně propojený soubor zařízení pro výrobu, přenos, transformaci a distribuci elektřiny, včetně elektrických přípojek, přímých vedení, a systémy měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky, a to na území České republiky“. ⁵ Jinými slovy jde o všechna zařízení, která se nachází v rozvodech elektrické energie od výrobce elektřiny ke konečným zákazníkům. Fyzikální cesta elektrické energie je však oddělena od té obchodní a v průběhu liberalizace přibýly na trhu subjekty, které se starají nejen o její distribuci ke konečným zákazníkům, ale také o obchodní záležitosti, regulaci, vyhodnocování naměřených dat a zpoplatnění těchto služeb. Identifikaci a popisem těchto subjektů jsou věnovány následující části této kapitoly.

⁵ Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) [19]

2.1. Výrobci elektrické energie

Výrobce elektrické energie je provozovatel elektrického zařízení, které přeměňuje různé formy energie (primární energie) na energii elektrickou. Toto zařízení se skládá z jednoho či více výrobních modulů a vlastník může být fyzická nebo právnická osoba. V následující tabulce je rozdělení výroben podle instalovaného výkonu.[15], [16]

Tabulka 1 – Tabulka kategorií VM dle instalovaného výkonu [16]

	Typ zdroje	Výkonové hranice
Velikost VM	A - limit 800W	A1 ($\geq 800 \text{ W}; \leq 11 \text{ kW}$)
		A2 ($> 11 \text{ kW}; < 100 \text{ kW}$)
	B - limit 1 MW	B1 ($\geq 100 \text{ kW}; < 1 \text{ MW}$)
		B2 ($\geq 1 \text{ MW}; < 30 \text{ MW}$)
	C - limit 50 MW	($\geq 30 \text{ MW}; < 75 \text{ MW}$)
D - limit 75 MW	$\geq 75 \text{ MW}$	

Výrobce elektřiny může připojit zařízení k elektrizační soustavě, pokud splňuje potřebné podmínky a obchodní pravidla. Výrobce elektřiny vlastní výrobní zařízení s instalovaným výkonem nad 50 kW je dále povinen držet licenci na výrobu elektrické energie a zaregistrovat se u operátora trhu s elektřinou do 30 dnů od obdržení této licence. Dále musí na své náklady zajistit připojení k distribuční nebo přenosové soustavě. A je povinen na své náklady pořídit měřící zřízení. Pravidla pro instalaci, umístění a detaily měření jsou dány Pravidly provozování přenosové, distribuční soustavy podle toho, kam se chce výrobce zařízení připojit. Výrobce se také musí řídit pokyny technického dispečinku provozovatele přenosové nebo distribuční soustavy a předávat potřebná data měření OTE. [17]

2.2. Provozovatel přenosové soustavy

Provozovatel přenosové soustavy (PPS) je v České republice společnost ČEPS, a.s. Tato firma je jediná licencovaná firma k provozování přenosové soustavy, jedná se tedy přirozený monopol, který je 100 % vlastněn státem a podléhá regulačnímu rámci ERÚ a pravidlům ochrany hospodářské soutěže. [18] Mezi hlavní činnosti společnosti ČEPS, a.s., patří udržování spolehlivosti provozu elektrizační soustavy, zajišťování přenosu elektrické energie a udržování výkonové rovnováhy soustavy. Udržování rovnováhy a spolehlivého a bezpečného provozu je zajišťováno pomocí dispečerského řízení (technický dispečink), které má za úkol: přípravu provozu, operativní řízení a hodnocení provozu elektrizační soustavy. Do majetku ČEPS, a.s., náleží soustavy ZVN a VVN na napěťové hladině 400 kV a 220 kV a vybrané prvky na hladině 110 kV.

2.3. Provozovatel distribuční soustavy

Provozovatel distribuční soustavy (PDS) zajišťuje spolehlivý provoz, rozvoj a obnovu distribuční soustavy na jeho území, které je stanoveno licenci. Pravidla pro provoz PDS a také pravidla pro uživatele DS schvaluje Energetický regulační úřad. PDS je povinen připojit každého žadatele, který splňuje podmínky připojení a také obchodní podmínky stanovené pravidly provozování DS (výjimka může nastat při ohrožení spolehlivého provozu DS nebo nedostatku kapacity zařízení pro distribuci). Na území ČR jsou tři hlavní provozovatelé distribuční soustavy s více než 100 000 zákazníky:

- ČEZ Distribuce, a. s.
- EG.D, a.s.
- PREDistribuce, a.s.

Na území ČR existují také Lokální distribuční soustavy (LDS), což jsou nejčastěji velké průmyslové zóny, areály, bytové komplexy nebo obchodní centra. [18] PDS provozují sítě VVN s napětím 110 kV, VN s napětím 35, 22, 10, 6, a 3 kV a nn s napětím 400/230 V.

2.4. Obchodník na trhu s elektřinou

Obchodníkem může být fyzická či právnická osoba, která zajišťuje nákup a prodej elektrické energie. Obchodník s elektřinou je povinen pro svou činnost vlastnit licenci na obchod s elektřinou. Licenci uděluje Energetický regulační úřad (ERÚ), licence je přidělována na pět let. Obchodník může nakupovat elektrickou energii od licencovaných výrobců elektřiny, od jiných obchodníků i ze zahraničí a prodávat ji ostatním účastníkům trhu nebo jiným státům. Dále dostává informace nezbytné pro vyúčtování dodávek elektřiny od OTE. [19]

Obchodník má dále právo podle energetického zákona (Zákon č. 458/2000 Sb. § 30): „**vykonávat činnost agregátora, který sdružuje zatížení sítě nebo vyrobenou elektřinu od více zákazníků nebo výrobců elektřiny za účelem účasti na trhu s elektřinou, trhu s podpůrnými službami nebo pro řízení odchylek, v odběrných nebo předávacích místech účastníků trhu s elektřinou, s nimiž má uzavřenu smlouvu, jejímž předmětem je dodávka elektřiny nebo odběr elektřiny.**“⁶

2.5. Operátor trhu s elektřinou

Operátor trhu (OTE, a.s.) je v České republice podle právní formy akciová společnost, která je 100 % vlastněna státem a pro svou činnost musí vlastnit licenci udělenou ERÚ. Cílem této společnosti je „*prosazovat liberální a transparentní principy na trhu s elektřinou a plynem,*

⁶ Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)[19]

podílet se na formování pravidel těchto trhů a zajišťovat k nim svobodný a rovný přístup všem jeho účastníkům.“⁷

Mezi hlavní činnosti OTE patří [20]:

- organizování krátkodobého trhu s elektřinou
- zpracování a výměna dat a informací v každém okamžiku na trhu s elektřinou prostřednictvím centra datových a informačních služeb
- **vyhodnocování, zúčtování a vypořádání odchylek mezi sjednanými a skutečnými dodávkami a odběry elektřiny.**

Dále je OTE správcem Rejstříku obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů. Ten má za úkol přesné evidence vydávání, držení, převádění a odevzdávání emisních povolenek. OTE je také povinen hradit výrobcům elektřiny zelený bonus na elektřinu z obnovitelných zdrojů. [20]

OTE si za své služby účtuje dále následující částky:

Tabulka 2 – Ceny za služby operátora trhu v elektroenergetice [21]

Subjekty zúčtování	Cena (bez DPH)
Cena za registraci subjektu zúčtování	100 000,00 CZK
Cena za činnost zúčtování	15 000,00 CZK/měsíc
Účastníci krátkodobého trhu s elektřinou	Cena (bez DPH)
Cena za zobchodované množství elektřiny na denním trhu	0,99 CZK/MWh
Cena za zobchodované množství elektřiny na vnitrodenním trhu	0,99 CZK/MWh
Cena za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích na trhu s elektřinou organizovaném operátorem trhu (REMIT) Cenu za REMIT hradí účastníci velkoobchodního trhu.	1 478,00 CZK/měsíc
Dodavatelé s přenesenou odpovědností za odchylku	Cena (bez DPH)
Cena za poskytování skutečných hodnot a jiné činnosti související s povinností uzavření smlouvy o přístupu do informačního systému operátora trhu účastníkům trhu s elektřinou.	1 000,00 CZK/měsíc

Cenu za poskytování skutečných hodnot hradí subjekty, kteří nejsou subjektem zúčtování, ale mají uzavřenou smlouvu o přístupu do CS OTE⁸ s operátorem trhu, kde jsou data, využívající se k vyúčtování elektřiny. [21]

⁷ OTE, a. s. - Základní informace[20]

⁸ CS OTE – Centrální systém operátora trhu

2.6. Energetický regulační úřad

Energetický regulační úřad (ERÚ) byl založen v roce 2001 a je ústředním orgánem státní správy České republiky, jeho kompetence jsou [7], [22][23]:

- Uděluje licence pro výrobu, přenos, distribuci, obchod s elektřinou a dává licenci i Operátorovi trhu s elektřinou. (je to rozdíl od certifikace zařízení).
- Reguluje regulované složky cen energií a vydává každý rok cenové rozhodnutí (dle 526/1990 Sb. Zákon o cenách).
- Podporuje hospodářskou soutěž (vytváří funkční pravidla trhu ve snaze snížení cen pro konečné zákazníky.
- Chrání spotřebitele na energetickém trhu před zvýšením cen.
- Klade důraz na kvalitu a spolehlivost dodávek elektrické energie ke spotřebitelům.
- Schvaluje metodiky, pravidla a podmínky provozovatelů přenosových soustav v rámci EU a regionu.
- Podílí se na tvorbě a schvalování síťových kodexů, rámcových pokynů, metodik, pravidel a podmínek EU v rámci členství v Agentuře pro spolupráci energetických regulačních úřadů ACER.

2.7. Konečný zákazník

Konečný zákazník neboli odběratel elektrické energie je fyzická nebo právnická osoba který spotřebovává elektřinu pro své vlastní využití. Zákazník má právo na [19]:

- Připojení k přenosové nebo distribuční soustavě.
- Svobodně si zvolit svého obchodníka s elektřinou.
- Právo na dodávku energie v odpovídající kvalitě.
- Nabízet a poskytovat podpůrné služby k zajištění provozu elektrizační soustavy (stejně jako výrobce).

Zákazník je povinen umožnit instalaci měřicího zařízení a může provozovat vlastní náhradní zdroj⁹ a provozovat výrobu elektřiny s instalovaným výkonem do 50 kW, a to bez licence na výrobu elektřiny.¹⁰[19]

Souhrn: Všechny výše uvedené subjekty, kromě ERÚ, jsou účastníky trhu s elektřinou a mají povinnost hradit cenu za systémové služby a cenu za činnosti operátora trhu, dále mají

⁹ Pokud je propojen s přenosovou soustavou nebo s distribuční soustavou, pouze po dohodě s provozovatelem přenosové nebo provozovatelem distribuční soustavy.

¹⁰ Pokud není ve stejném odběrném místě připojena jiná výrobní elektřiny, pouze na základě uzavřené smlouvy o připojení, která zahrnuje i připojení výrobní elektřiny.

zodpovědnost za odchylku a jsou subjekty zúčtování této odchylky. Tuto zodpovědnost mají ze zákona možnost přenést na jiný subjekt zúčtování. [19]

3. Vyrovnávání odchylky

Vyrovnání odchylky je nezbytné k fungování celého systému z důvodu zachování výkonové rovnováhy. Odchylka vzniká při nesplnění plánované výroby nebo spotřeby některých subjektů z důvodu například změn počasí, náhlému velkému zatížení soustavy neočekávaným odběrem nebo nečekanému výpadku zdroje výroby energie. Všechny tyto události mají za následek výkonovou odchylku, která z důvodu správného chodu soustavy musí být vyrovnávána. Celkový součet kladných a záporných odchylek za jednu hodinu se nazývá systémová odchylka. V ČR finančně vyhodnocuje systémovou odchylku OTE a ta je následně vyhodnocována pro jednotlivé subjekty zúčtování.

a) Subjekt zúčtování

„Subjektem zúčtování je fyzická nebo právnická osoba, pro kterou operátor trhu na základě smlouvy o zúčtování odchylek provádí vyhodnocení, zúčtování a vypořádání odchylek.“¹¹ Ne tedy každý odběratel, jako například domácnost, je subjektem zúčtování. Domácnost se řadí k registrovaným účastníkům trhu a svou zodpovědnost za odchylku má smluvně přenesenou na svého obchodníka. V případě agregátora, což bude zmíněno v kapitole 5.1, záleží, zda je agregátor integrovaný nebo nezávislý. **Integrovaný agregátor má zodpovědnost za odchylku svých poskytovatelů na rozdíl od agregátora nezávislého. [24]**

b) Odchylka subjektu zúčtování na trhu s elektřinou

Odchylka subjektu zúčtování na trhu s elektřinou je součet rozdílů skutečných a sjednaných dodávek nebo odběrů elektřiny v daném intervalu, tento časový úsek se nazývá Imbalance Settlement Period (období zúčtování odchylek). Imbalance Settlement Period je v ČR jedna hodina a od 1. 7. 2024 přejde ČR na 15minutové zúčtovací intervaly[25]

c) Systémová odchylka

Systémová odchylka je definována ve vyhlášce č. 408/2015 Sb. Vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou jako: *„Systémová odchylka je součet kladných a záporných odchylek všech subjektů zúčtování ve vyhodnocovacím intervalu“¹²* Je to tedy suma odchylek na trhu všech subjektů

¹¹ „Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)". <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458> (viděno 5. březen 2023).

¹² „VYHLÁŠKA Č. 408/2015 SB., O PRAVIDLECH TRHU S ELEKTŘINOU". <https://www.eru.cz/vyhlasaka-c-408-2015-sb-o-pravidlech-trhu-s-elektrinou> (viděno 5. březen 2023).[19]

zúčtování a velikost systémové odchylky je rovna velikosti regulačního výkonu, který je dodán pro udržení výkonové rovnováhy v elektrizační soustavě v ČR. Regulační výkon/energii zajišťuje PPS aktivací PpS (podpůrných služeb), regulační energií nakoupené na vnitrodenním trhu nebo ze zahraničí, a energií ze zahraničí na havarijní výpomoc. [26]

d) Protiodchylka

Protiodchylka je taková odchylka, která jde proti směru systémové odchylky, čímž pomáhá soustavě k vyrovnání výkonové bilance a subjekt, který tuto protiodchylku způsobuje je za to odměňován. Princip vyplácení je znázorněn v následující tabulce:

Tabulka 3 – Vyhodnocení odchylek [27]

Případ	Systémová odchylka	Odchylka SZ	Zúčtovací cena	Cena za odchylku	Kdo komu platí
	MWh	Mwh	Typ	CZK / MWh	Směr
1	Kladná +	Kladná +	„Odchylka“	Záporná -	SZ → OTE
2	Kladná +	Záporná -	„Protiodchylka“	Záporná -	OTE → SZ
3	Záporná -	Kladná +	„Protiodchylka“	Kladná +	OTE → SZ
4	Záporná -	Záporná -	„Odchylka“	Kladná +	SZ → OTE

V souvislosti se systémovou odchylkou se také používají dva pojmy: **dlouhá a krátká soustava**. Je-li soustava dlouhá znamená to, že je v ní více elektrické elektřiny, než bylo předpokládáno, subjekty dodaly více nebo odebraly méně elektrické energie, než měli sjednáno. Je-li soustava krátká, znamená to absenci výkonu, takže subjekty odebraly z elektrické soustavy více výkonu nebo výrobci málo dodali. S tím souvisí i pozice subjektů zúčtování, která může být také dlouhá nebo krátká. Pokud je subjekt zúčtování v dlouhé pozici znamená to, že více vyrobil nebo méně spotřeboval, než měl sjednáno a u krátké pozice je tomu naopak. Cena odchylky se vypočítá, od 1.4.2022 dle Vyhlášky č. 408/2015 Sb. Podle přílohy 8, následovně[26]:

Tabulka 4 - Výpočet odchylky[26]

Podmínka		Stanovení zúčtovací ceny odchylky
1	$(SO \leq 0)$ a $(\max \text{ cena RE+} \leq LIM_{RE+})$	$ZC = \text{Max}(\text{komponenta RE}; \text{komponenta VDT}; \text{komponenta SO})$
2	$(SO \leq 0)$ a $(\max \text{ cena RE+} > LIM_{RE+})$	$ZC = \text{Max}(\text{ochranná komponenta RE}; \text{komponenta VDT})$
3	$(SO > 0)$ a $(\min \text{ cena RE-} \geq LIM_{RE-})$	$ZC = \text{Min}(\text{komponenta RE}; \text{komponenta VDT}; \text{komponenta SO})$
4	$(SO > 0)$ a $(\min \text{ cena RE-} < LIM_{RE-})$	$ZC = \text{Min}(\text{ochranná komponenta RE}; \text{komponenta VDT})$

Kde:

- LIM_{RE} – mezní cena RE určující přechod na systém výpočtu pomocí průměrných cen podle cenového rozhodnutí ERÚ ($LIM_{RE+} = 20\,000$ Kč/MWh, $LIM_{RE-} = -20\,000$ Kč/MWh)
- SO – Systémová odchylka
- RE+ – kladná regulační energie
- RE- – záporná regulační energie
- Komponenta RE – Stanovení ceny dodané RE proti směru SO [Kč/MWh]
- Komponenta SO – Základní směrnice SO [Kč/MWh]
- Komponenta VDT – Vážený \varnothing cen obchodů na vnitrodenním trhu [Kč/MWh]
- Ochranná komponenta RE – Vážený \varnothing nákladů na RE [Kč/MWh]

Výpočet komponent je uveden také ve vyhlášce č. 408/2015 Sb. V příloze 8. Pro názornost jsem zde uvedla příklad výpočtu odchylky.

Tabulka 5 - Příklad vypočtení ceny odchylky k 31.12.2022 na 1-5. hodinu [28]

Den	31.12.2022	31.12.2022	31.12.2022	31.12.2022	31.12.2022
Hodina	1	2	3	4	5
Systémová odchylka (MWh)	33,583	86,274	79,049	87,801	58,119
Součet abs. hodnot odchylek (MWh)	131,011	149,83	190,915	259,883	223,455
Kladné odchylky (MWh)	82,297	118,052	134,982	173,842	140,787
Záporné odchylky (MWh)	-48,714	-31,778	-55,933	-86,041	-82,668
Zaokrouhlení odchylek (MWh)	-0,098	-0,1	-0,078	-0,094	-0,091
Náklady na RE (Kč)	197209,99	41558,15	32189,24	615643,79	7727,78
Náklady na odchylky (Kč)	-108733,8	-118759,8	-87069,55	-153146,1	-135682
Zúčtovací cena odchylky (Kč/MWh)	-1818,64	-1070,7	-595,47	-1226,6	-259,47
Zúčtovací cena protiodchylky (Kč/MWh)	-840,31	-240,37	119,64	-698,37	1199,4
Cena dle ochranné komponenty RE (Kč/MWh)	-2893,72	-416,73	-188,89	-3887,04	649,37
Cena dle komponenty RE (Kč/MWh)	-1701,1	-1070,7	-517	-919,3	0
Cena dle komponenty VDT (Kč/MWh)	-28,68	-242,81	-159,53	-274,77	-259,47
Cena dle komponenty SO (Kč/MWh)	-1818,64	16,34	-595,47	-1226,6	-203,41
Cena neuskutečněné aktivace (Kč/MWh)	2194,5	2194,5	2194,5	2194,5	2147,4

Pro 1. hodinu vidíme, že $SO = 33,582$ což je větší než 0, víme že použijeme podmínku 3 nebo 4, z tabulky číslo 5, dále je vidět, že náklady na RE jsou 197 209 Kč, což je větší $LIM_{RE-} = (-20\,000)$ Kč/MWh, takže použijeme podmínku 3. Hledáme tedy minimum z komponenty RE = -1701 Kč/MWh; komponenty VDT = -28 Kč/MWh; komponenty SO = -1818 Kč/MWh. Minimum je komponenta SO, takže zúčtovací cena odchylky je stanovena na -1818 Kč/MWh. Zúčtovací cena odchylky by měla být větší, než jsou náklady na její vyrovnání.

Faktory ovlivňující SyO

SyO může být způsobena jak na straně výroby, tak na straně spotřeby.

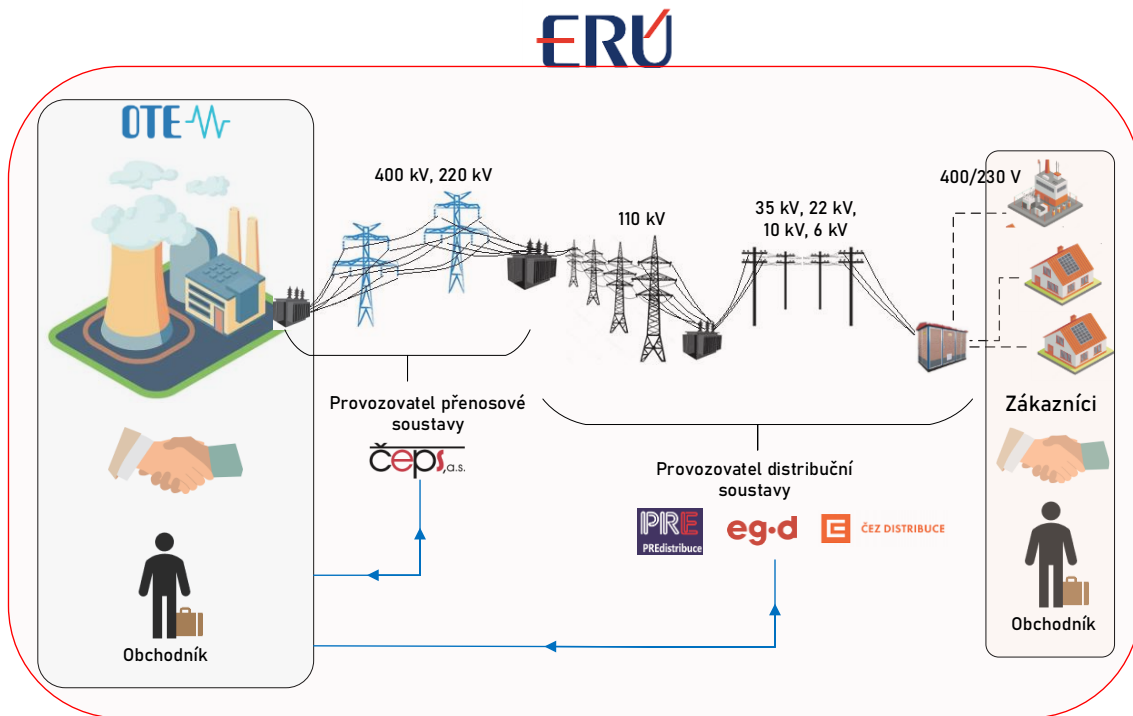
Výroba:

- Porucha výroby elektřiny (porucha elektrárny nebo její části zamezující předpokládané výrobě)
- Neplánovaná odstávka
- Porucha přenosové sítě
- Změna počasí a tím změna výroby FVE a VTE

Spotřeba:

- Porucha spotřebitele elektrické energie (nespotřebuje tolik kolik se předpokládalo)
- Porucha přenosové sítě

Způsobení odchylky může být i záměrné a provádí se z důvodu změny pozice na trhu, a tedy aby se daný subjekt nacházel v protiodchylce a dostal kompenzaci za to, že „pomáhá“ elektroenergetické soustavě být v rovnováze, jak je uvedeno v tabulce 3. Vzájemná vazba a postavení jednotlivých subjektů na trhu je znázorněno na následujícím obrázku:



Obrázek 4 – Vzájemné vazby jednotlivých subjektů na trhu s elektřinou [vlastní zpracování]

Na obrázku 4 vidíme postavení jednotlivých subjektů na trhu a vidíme zde i princip nákupu na trhu s elektřinou obchodníkem, který danou elektřinu pak prodá zákazníkům. Fyzický tok elektřiny jde ovšem přes distribuční a přenosovou soustavu. Tento zjednodušený nástin popisu fungování celého trhu s elektřinou rozvedu v následující kapitole.

3.1. Řízení elektroenergetické soustavy

Specifikum fungování trhu s elektřinou spočívá v její obtížné skladovatelnosti, přičemž je ale nutné dodržovat výkonovou rovnováhu. Tato bilance je dána rovnováhou činného výkonu mezi výrobou a spotřebou celé soustavy. Přebytek nebo nedostatek činného výkonu zapříčiní vrst nebo pokles frekvence, což je nežádoucí a rizikové. Představuje to snížení schopnosti provozovatelů přenosových soustav zajistit spolehlivý a bezpečný provoz elektrizační soustavy. Při nedodržení této rovnováhy a překročení limitní hodnoty frekvence (49,8 Hz nebo 50,2 Hz) může dojít k až k blackoutu. Je tedy nezbytné zajišťovat rovnováhu ES. O to se starají v rámci

jednotlivých zemí příslušné firmy, které pomocí dispečerského řízení zajišťují rovnováhu v soustavě. V české republice to je firma ČEPS a.s.

Aby nerovnováha nevznikala, jsou obchodující subjekty zodpovědné za svou odchylku, jak je popsáno výše. Vyrovnaná pozice SZ ale není vždy dodržena, proto jsou subjekty zúčtováni za její nedodržení sankciováni, jak je uvedeno v tabulce číslo 3. I tak vznikne přebytek nebo nedostatek elektrické energie a musí být vyrovnán za pomoci regulační energie, což zajišťuje také firma ČEPS, a.s., která dostává mimo jiné finance ze zaplacených pokut za nedodržení systémové odchylky jednotlivými subjekty zúčtování. Tento princip fungování trhu má většina zemí EU v rámci Evropské sítě provozovatelů přenosových soustav elektřiny (ENTSO-E) podobný.

Než ale popíšu typy služeb výkonové rovnováhy, vysvětlím, jak funguje obchodování s elektřinou, aby měli dodavatelé elektrické energie pokrytou spotřebu svých zákazníků a odchylka vznikala co nejmenší. V ČR existuje organizovaný a neorganizovaný trh s elektřinou.

3.1.1. Organizovaný trh

Organizovaný trh je regulován a řízen nejčastěji burzou,¹³ která zajišťuje finanční vypořádání všech uskutečněných obchodů. Obchody probíhají buď formou aukcí, kdy se soustřeďuje nabídka a poptávka na jednom místě a v daném čase se vyhodnotí, což určí cenu elektřiny protnutím nabízeného a poptávaného množství. Nebo je obchodování průběžné, kdy je nabídka a poptávka párována v daném čase (např. pro danou hodinu) průběžně podle odpovídajícího přebývajícího nebo nedostatečného množství elektřiny jednotlivých účastníků. Organizovaný trh se dělí podle termínu obchodování na krátkodobé a dlouhodobé trhy.

Dlouhodobé trhy se obchodují nejčastěji na delší časové horizonty od data uskutečnění odběru elektřiny, nejčastěji na maximálně 2 roky dopředu. Na dlouhodobých trzích si obchodníci nakoupí elektřinu na pokrytí základní spotřeby, kterou vědí že zákazníci odeberou. Je to z důvod zafixování ceny, kdyby obchodníci nakupovali pouze na krátkodobých trzích a cena by stoupla jako v roce 2022 nemuseli by mít finance na zajištění potřebného množství elektřiny pro své zákazníky.

Krátkodobé trhy se obchodují zpravidla v řádu dní a hodin před časem potřeby daného množství elektrické energie, kdy organizátorem trhu je OTE. Na rozdíl od dlouhodobých trhů se na denním trhu obchoduje většinou menší množství elektrické energie a cena má větší volatilitu. Dále umožňuje účastníkům optimalizaci jejich obchodní pozice a reagovat tak na aktuální situaci vzhledem k jejich výrobnímu nebo odběratelskému portfoliu blíže data reálného času. Čím více se blíží datum reálného času odběru tím více obchodníky zajímá, jaká bude přesná spotřeba v dané

¹³ Burza je instituce, právnická osoba.

časové periodě. Na dlouhodobém trhu nakoupí elektřinu pro základní zatížení svých zákazníků a s příchodem data reálného času optimalizují nakoupenou elektřinu podle co nejpřesnější predikce na krátkodobých trzích. Když jejich predikce budou nepřesné budou platit za odchylku kterou vyvolali v síti. Krátkodobé trhy se dále dělí na[29]:

Denní trh – Day ahead market (spotový trh)

Obchoduje se s dodávkou elektrické energie na den dopředu, tento časový údaj se označuje jako D-1. Respektive se obchoduje nejpozději den dopředu pomocí aukce na každou hodinu následujícího dne. Otevření trhu je dlouhodobé a zavírá se den před dnem dodávky ve 12:00. Výsledkem denního trhu jsou mimo zobchodovaných objemů energie i ceny pro každou obchodní hodinu (marginální cena).

Vnitrodenní trh – Intraday market

Vnitrodenní trh je trh, na kterém mohou obchodníci obchodovat s elektřinou v den co má být uskutečněna dodávka elektrické energie nejpozději do 5 min před hodinou dodávky či odběru (obchodní hodina) což je zatím 1 hodina, ale od 1. 7. 2024 přejde ČR na 15minutové zúčtovací intervaly. Je to tedy poslední možnost obchodníků upravit svou pozici na trhu. Na tomto trhu se snaží dokoupit nebo prodat elektřinu tak, aby pokud možno jejich množství nakoupené elektřiny se rovnalo spotřebě jejich zákazníků a závazkům k importu nebo exportu. Na tomto trhu probíhá zde kontinuální párování a trh se otevírá ve 15:00 v den před dodávkou elektřiny.

Blokový trh

Blokový trh je specifický svými produkty, obchoduje se zde s bloky Base (0:00-24:00), Peak (8:00 – 20:00) a Offpeak (0:00-8:00, 20:00-24:00), tedy energií pro základní zatížení, špičkové zatížení a mimošpičkové zatížení. Trh se otevírá v 9:30, pět dní před časem dodávky a uzavírá se ve 13:30 den před dodávkou.

Vyrovnávací trh – Balancing market

Tento trh byl 31.1.2020 ZRUŠEN. Obchodovalo se zde s regulační energií, přičemž poptávku vytvářel pouze ČEPS, a.s. Na tomto trhu nabízeli účastníci trhu volný výkon, který mohla firma ČEPS, a.s. nakupovat a použít jako regulační energii k dosažení rovnováhy v síti. Trh probíhal na principu kontinuálního párování. Tento trh nahradila služba výkonové rovnováhy RR.

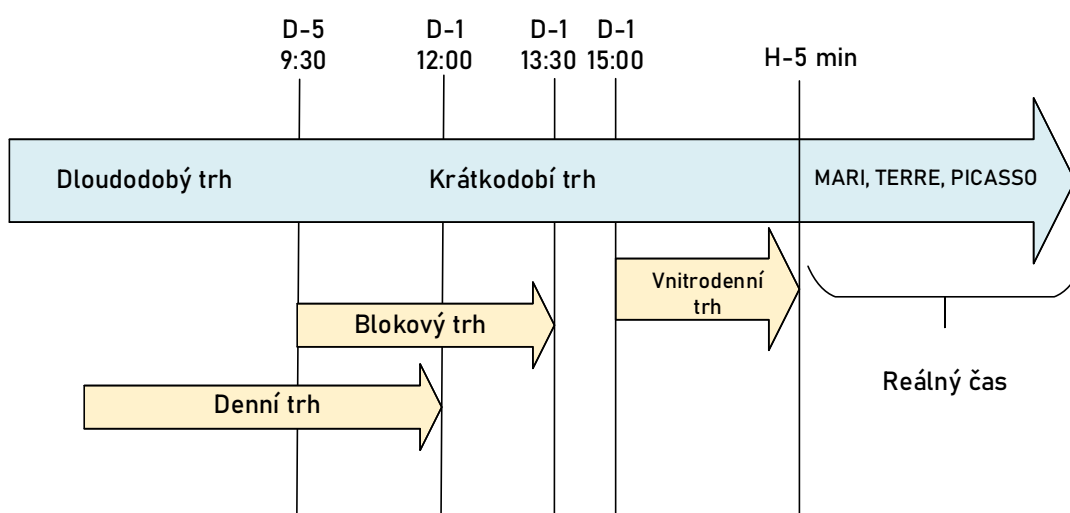
Shrnutí

Každý trh má své parametry, podle kterých se obchodníci musí řídit, parametry pro denní trh a vnitrodenní trh z dubna roku 2023 a pro blokový trh z roku 2020 jsou uvedeny v následující tabulce:

Tabulka 6 - Parametry krátkodobých trhů [28], [29]

	Denní trh 2023	Vnitrodenní trh 2023	Blokový trh 2020
Forma trhu	denní aukce	kontinuální párování	kontinuální párování
Obchodní perioda	1 hod.	1 hod	12 nebo 24 hod.
Minimální množství	0,1 MWh	0,1 MWh	1 MW * 12 nebo 24 hod.
Maximální množství	99 999 MWh	999 MWh	50 MW * 12 nebo 24 hod.
Měna obchodování	EUR	EUR	Kč
Minimální cena	-500 EUR/MWh	-9 999 EUR/MWh	1 Kč/MWh
Maximální cena	4 000 EUR/MWh	9 999 EUR/MWh	9 999 Kč/MWh
Nulová cena	ANO	ANO	NE
Čas otevření trhu	neomezené	15:00 D-1	9:30 D-5
Čas uzavření trhu	12:00 D-1	H-5 minut	13:30 D-1

Z tabulky je zřejmé, že minimální objem elektřiny, který může prodávající nabídnout na trhu je 100 kWh pro denní a vnitrodenní trh a 1 MWh pro blokový trh (2020). Na následujícím obrázku jsou tyto trhy popsány na časové ose[30].



Obrázek 5- Schéma organizovaného trhu [vlastní zpracování]

Další rozdělení, které se používá je velkoobchod a maloobchod. Velkoobchodní trh se v tomto kontextu myslí denní, vnitrodenní a blokový trh, tedy tam kam vstupují výrobci a obchodníci. Maloobchodní trh se myslí prodej elektrické energie konečným zákazníkům.

3.1.2. Neorganizovaný trh

Na neorganizovaném trhu se musí sejit dvě protistrany a dohodnout se samy na ceně elektřiny a uzavřít bilaterální dohodu. Trh není organizovaná aukce ani burza.

Bilaterální dohody

Na neorganizovaném trhu existují dlouhodobé bilaterální dohody PPA¹⁴ (power purchase agreement). Jsou to smlouvy o nákupu elektřiny především z OZE. V tomto případě není cena vytvořena protnutím nabídky a poptávky (i když tyto ceny většinou kopírují ceny na trhu), ale je uzavřena podle dohody mezi smluvními stranami, přičemž jsou uzavírané většinou na dobu 5-10 let. PPA se zabývá Směrnice Evropského parlamentu a rady (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů. Do české legislativy není plně zavedena, přesto jsou v České republice tyto smlouvy běžné. Hlavním benefitem těchto smluv je dlouhodobá fixace ceny. Fixace může být i smluvená na jednotlivá období jako je léto nebo zima z důvodu odlišné spotřeby elektřiny a tím i možnou větší fluktuací ceny v určitých obdobích. Díky těmto smlouvám se tedy smluvní strany mohou zabezpečit před rapidním zvyšováním cen[31][32]. Do budoucna by se měla česká legislativa těmito smlouvami zabývat více, protože přibývá intermitentní výroby z OZE, tím pádem dlouhodobé smlouvy pomohou zmírnit fluktuaci cen na krátkodobých trzích. Dále zatím není nijak legislativně zavedeno, aby se mohly při vytváření poptávky sdružovat menší zákazníci a není možnost sjednávat PPA se zahraničím, což bude do budoucna vzhledem k decentralizaci trhu nejspíše zapotřebí.

Shrnutí: Z výše uvedeného popisu vyplývá, že trh s elektřinou je koncipován tak, aby byla zajištěna elektrická energie pro všechny zákazníky v daný čas kdy jí potřebují a v daném objemu který potřebují. Množství elektrické energie je tedy určováno odběrateli elektrické energie a ne výrobcí. Obchodníci se však snaží zajistit pro své zákazníky dané množství které potřebují, a proto vstupují na burzu nebo uzavírají bilaterální dohody s výrobcí elektrické energie, aby dané množství pro své zákazníky nakoupili a nemuseli pak platit za odchylku.

To obchodníkům umožňují dlouhodobé a krátkodobé trhy s elektřinou. Na dlouhodobém trhu s elektřinou nakoupí dostatečné množství elektřiny na 1-2 roky dopředu aby byli zajištěni a kryti v případě, kdy cena elektřiny stoupne. Na krátkodobých trzích dokupují nebo prodávají potřebné množství elektrické energie pro své zákazníky, optimalizují své pozice na trhu a snaží se mít vyrovnanou pozici, aby nemuseli platit za způsobenou odchylku. Nákupy a prodeje tedy probíhají od dlouhého časového horizontu, roky dopředu, až skoro po data reálného času (5 min před obchodní hodinou), aby odchylka byla co nejmenší.

Jak jsem již zmiňovala je nezbytné vyrovnávat i celkovou systémovou odchylku pomocí regulační energie, což provádí PPS ČEPS, a.s. aktivací podpůrných služeb.

¹⁴ Česky přeloženo jako: smlouva o nákupu elektřiny z obnovitelných zdrojů.

3.1.3. Systémové služby – SyS

„Jsou činnosti provozovatele PS a provozovatelů distribučních soustav pro zajištění spolehlivého provozu ES České republiky s ohledem na provoz v rámci propojených soustav“¹⁵

Mezi systémové služby řadíme: udržování kvality elektřiny, udržování výkonové rovnováhy v reálném čase, obnovení provozu a dispečerské řízení. Za tyto služby platí každý zákazník odebírající elektrickou energii a každý výrobce připojený k soustavě. Pro rok 2023 podle cenového rozhodnutí ERÚ byla stanovena cena za Systémové služby na 113,53 Kč/MWh [33]. Vybraná částka jde firmě ČEPS, a.s. a část z ní se používá na podpůrné služby[34].

3.1.4. Podpůrné služby

Podpůrné služby jsou definovány jako: *„činnosti fyzických nebo právnických osob pro zajištění provozování elektrizační soustavy a pro zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny. Pomocí PpS je možno korigovat rozdíly mezi odběrem a výrobou, a to změnami spotřeby či výkonů výroby.“¹⁶*

Podpůrné služby se dělí na dvě kategorie, služby výkonové rovnováhy (SVR) a nefrekvenční podpůrné služby. Pro účel této práce se budu věnovat pouze SVR.

Do této kategorie jsou řazeni:

- FCR – Zálohy pro automatickou regulaci frekvence (Frequency Containment Reserve).
- aFRR – Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (automatic Frequency Restoration Reserve).
- mFRR_{12,5} – Standardní produkt záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací
- mFRR₅ – Specifický produkt záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací
- RR – Zálohy pro náhradu (Restoration Reserve).

Tyto služby dávají možnost majitelům zařízení získat navíc tržby za poskytnutí těchto služeb třeba i nad rámec svého klasického podnikání. Majitelé dostávají uhrazenou cenu za rezervovanou MW za hodinu poskytnuté zálohy a dále za dodanou MWh regulační energii (RE). PpS nakupuje firma ČEPS, s.s. prostřednictvím výběrových řízení, nákupem na denním trhu, uzavírá přímé smlouvy s poskytovatelem. Poskytovat PpS, může každý, kdo splní podmínky certifikace pro tzv. standardní produkty, a uspěje cenou na trhu. Standardní produkt je rozdělen na dvě kategorie na produkt zálohy a produkt regulační energie, kterou v případě potřeby může ČEPS podle smlouvy

¹⁵ „Energetický trh“, 2023. <https://www.ceps.cz/cs/energeticky-trh> (viděno 10. duben 2023).[34]

¹⁶ „Energetický trh“, 2023. <https://www.ceps.cz/cs/energeticky-trh> (viděno 10. duben 2023).[34]

s poskytovatelem aktivovat. Pro aktivaci pak využívá platformy jako TERRE, MARI, PICASSO. Tyto podmínky jsou v souhrnu v následující tabulce.

Tabulka 7 – Standartní produkt regulační zálohy [35]

Standardní produkt regulační zálohy	aFRR+/-	mFRR+/-	mFRR5
Doba do plné aktivace	Až 7,5 minuty	12,5 minuty	Až 5 minut
Doba deaktivace	Až 7,5 minuty	12,5 minuty	Až 5 minut
Minimální množství	1 MW	1 MW	1 MW
Směr nabídky	Kladná/záporná	Kladná/záporná	Kladná
Cena	V EUR/MW*h	V EUR/MW*h	V EUR/MW*h

Tabulka 8 – Standartní produkt regulační energie [35]

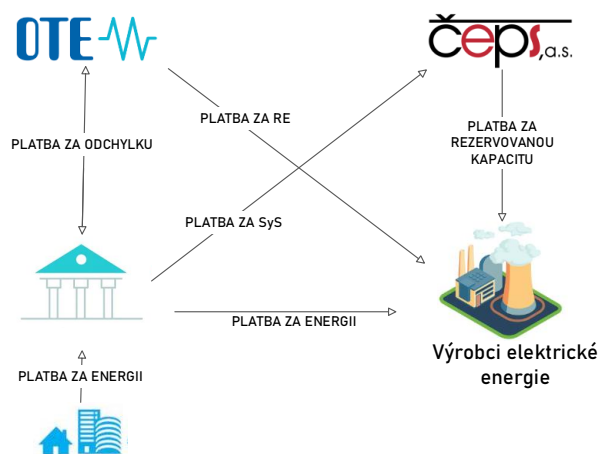
Standardní produkt regulační energie	aFRR+/-	mFRR+/-	mFRR5	RE
Doba do plné aktivace	Až 7,5 minuty*	12,5 minuty	Až 5 minut	Až 30 minut
Doba deaktivace	Až 7,5 minuty	12,5 minuty	Až 5 minut	Až 30 minut
Minimální množství	1 MW**	1 MW**	1 MW	1 MW
Doba poskytování	15 minut	15 minut	1 hodina	1 hodina
Platforma	PICASSO	MARI		TERRE

* od 2026 5 min

** Přestože se jedná o jednotku energie, je uvedena jednotka definována jako změna činného výkonu v MW, a to z důvodu Doby platnosti, která je rozdílná od 1 hodiny. Např. minimální 1 MW nabídka RE během doby platnosti 15 minut dodá 0,25 MWh RE při změně činného výkonu 1 MW.

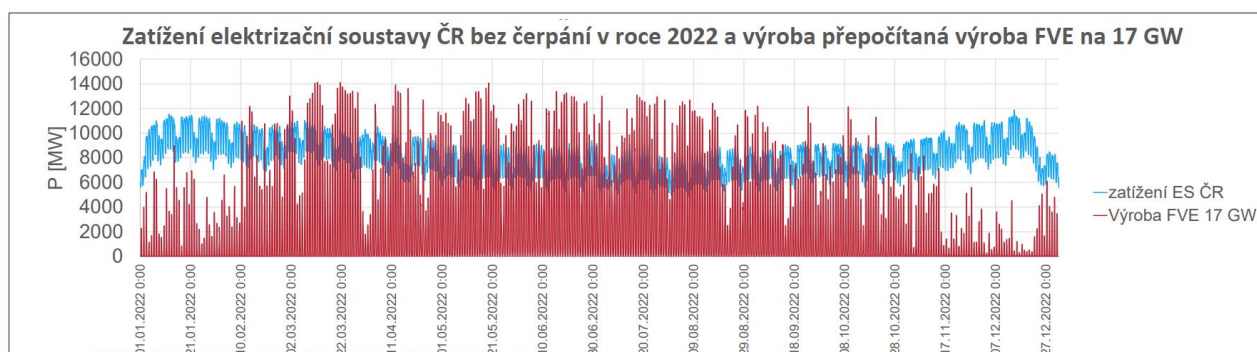
Pokud tedy poskytovatel chce nabízet PpS musí mít dispozici kapacitu alespoň 1 MW a musí umět aktivovat požadované množství nejpozději do času uvedeného v tabulce výše. Detailnější popis nejen systémových a podpurných služeb, ale i popis obchodování, bezpečnosti a principy obrany nebo i například rozvojové trendy jsou charakterizovány v takzvaném Kodexu přenosové soustavy. [35]

Zajišťování rovnováhy, znázorněno na následujícím obrázku. V elektrizační soustavě začíná být ale náročnější predikce spotřeby z důvodu decentralizace, elektromobility, většího podílu obnovitelných zdrojů a zvýšené poptávce po elektřině, v budoucnu by se mohl objevit i problém infrastruktury.



Obrázek 6 – Rovnováha v elektroenergetické soustavě [vlastní zpracování]

Výroba i spotřeba elektrické energie tak začíná nabývat nové dynamiky, která více fluktuuje z důvodu využití obnovitelných zdrojů a jejich výroby navázané na počasí. V ČR bylo za posledních 5 let největší průměrné maximální zatížení 12 000 MW, přičemž instalovaný výkon dle OTE k 31.12.2022 bylo 20 730,7 MW z toho 2 106,7 MW bylo ve FVE[36]. Dle MPÚ z jednání skupiny Think Tanku, poradního orgánu Řídicího týmu Národního akčního plánu pro chytré sítě (NAP SG) ze dne 1.3.2023 je v žádostech o připojení 17 000 MW nových FVE, z toho přibližně 15 000 MW schváleno (stav k únoru 2023)[37].



Graf 1 – Zatížení elektrizační soustavy ČR bez čerpání v roce 2022 a přepočítaná výroba FVE na 17 GW [37]

Jak je vidět z grafu, integrace FVE vlivně zasáhne do celé soustavy, a to jak na straně výroby, tak na straně spotřeby nebo i řízení soustavy. Výroba v letních měsících silně převažuje zatížení, takže vznikne velký přebytek elektrické energie, který bude muset být buď uskladněn, vyvezen nebo redukován, jinak se subjekty zúčtování vystavují riziku plateb za svou odchylku. Nejen tedy požadavky EU na dekarbonizaci, ale i značný rozvoj OZE a s tím související požadavky na stabilitu elektrizační soustavy, zkracující se obchodní intervaly, požadavky na automatizaci a technologický vývoj a rozvoj elektromobility, dávají prostor pro vznik nových subjektů a zařízení nebo mechanismů v energetice. Tyto subjekty budou popsány v následujících kapitolách. Nejprve však popíšu princip stávající principy elektrického měření v energetice, které je pro fungování celého systému klíčové.

4. Měření elektrické energie

Elektrické měření je stěžejní pro fungování, správu a vyúčtování celého energetického systému. Elektrické měření umožňuje měření spotřeby elektřiny u domácností a podniků, což je nezbytné pro správnou fakturaci. Dále je nutné pro správu energetických sítí, umožňuje monitorovat činný a jalový výkon a zatížení, což je podstatné pro efektivní plánování, aby byla zajištěna stabilní dodávka elektřiny bez výpadků. Dále může elektrické měření pomoci zákazníkům identifikovat a monitorovat svou spotřebu elektřiny a tím podporovat úspory energie.

V ČR se elektrické měření provádí pomocí měřících zařízení (elektroměrů) a je zajišťováno výrobcem nebo provozovatelem distribuční nebo přenosové soustavy, kteří mají také na starosti jejich instalaci, obsluhu, údržbu a přenos. Zpracovávání a uchování naměřených údajů provádí OTE, které naměřené údaje využívá pro zúčtování odchylky. Dále elektroměry umožňují fakturaci elektrické energie na základě odečtu. Měření elektřiny a její vyhodnocení se řadí do 3 základních skupin podle typu měření: A, B a C. [38] Pro lepší přehlednost jsem shrnula

informace o měření do následující tabulky.

Tabulka 9 - Přehled typů měření [38]

MĚŘENÍ	A	B	C = AMM			C C4
			C1	C2	C3	
Typ měření	Průběhové měření s dálkovým denním přenosem dat	Průběhové měření s dálkovým jiným než denním přenosem dat	Průběhové měření s dálkovým přenosem dat			Může být průběhové a může být s dálkovým přenosem
Co měří	Měří střední hodnotu činného a jalového výkonu za měřicí interval	Měří střední hodnotu činného a jalového výkonu za měřicí interval	Měří střední hodnotu činného výkonu za měřicí interval			Elektrický proud jako spojitý nepřerušovaný signál
Základní interval pro zpracování a přenos naměřených údajů	1 kalendářní den	1 měsíc	1 měsíc			
Měřicí interval	15 min	15 min	15 min			
Vyhodnocovací interval	15 min nebo 1 hodina	15 min nebo 1 hodina	15 min			
Interval pro zpracování a přenos údajů	Jeden den	Jeden měsíc	Jeden měsíc			<1 rok
Přenos údajů	Dálkově	Dálkově nebo fyzicky	Dálkově nebo fyzicky			Fyzicky
Charakteristika měření	Mezi PS a DS/zahraničními soustavami; elektřina odebírána z PS nebo z DS na napětové hladině vyšší než 52 kV;	odebírána z DS na napětové hladině od 1 kV do 52 kV	Elektřina o dobíraná z DS na napětové hladině do 1 kV s ročním odběrem elektřiny nad 6 MWh;	U míst kde není technicky nebo ekonomicky únosné použít C1 nebo C2, musí být instalováno měření typu B nebo C3.		Maloodběr podniků a domácností s ročním odběrem do 6 MWh

C1 – C3 měření má ještě speciální funkce:

- C1 je vybavené standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi, funkcí technického blokování spotřebičů a funkcí dálkového odpojení, připojení nebo omezení výkonu.
- C2 je vybavené standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi a funkcí technického blokování spotřebičů.
- C3 je vybavené standardizovaným komunikačním rozhraním pro poskytnutí dat zákazníkovi.

4.1. Hromadné dálkové ovládání

Hromadné dálkové ovládání (HDO) je technologie umožňující hromadné ovládání více elektrických zařízení z jednoho místa za účelem regulace odběru elektrické energie z důvodu odlehčení sítě v nejméně zatížených časech. Ovládáním se v tomto případě myslí zapínání nebo vypínání elektrospotřebičů s větší spotřebou, jako jsou například bojler, akumulární kamna nebo elektrické přímotopy a zapínání nebo vypínání vysokých a nízkých tarifů. Tato metoda fungující na území ČR je možno považovat za jednu z prvních smart grid řídicích dodávek na straně poptávky, konkrétně by to mohlo být označováno jako load shifting. Ovládání tohoto systému probíhá pomocí vysílaných signálů posílaných přes silové vedení, nejčastěji jsou generátory signálu umístěny v rozvodnách 110/22 kV o určité frekvenci¹⁷. Signál dojde pomocí sítě až k odběrnému místu, kde zapne nebo vypne požadovaný režim. Tento sofistikovaný systém, ale již pro budoucí rozvoj v elektroenergetice není dostačující. Jak je vidět i v tabulce výše, je zaveden do energetiky pojem AMM (Automated Meter Management) což je myšleno jako inteligentní měření (smart metering). [39]

5. Nové subjekty a technologie v energetice

Vzhledem ke změnám na trhu a evropským nařízením se ani ČR bez nových technologií, postupů, subjektů a modelů fungování trhu neobejde. Pro vstup nových zařízení technologií a subjektů a efektivní využívání elektrické energie, fakturaci a celé řízení soustavy je nutné zajistit spolehlivé měření vyrobené a spotřebované elektrické energie. Tímto tématem se budu zabývat v následující kapitole.

5.1. Chytré měření AMM

Inteligentní měření je chytrý systém s průběhovým měřením pro dálkové zpracování odečtů dat elektroměrů, vybavených standardizovaným obousměrným komunikačním rozhraním pro

¹⁷ V ČR: 183.3, 283.3 nebo 216.6 Hz

poskytnutí dat zákazníkovi a napojením na datovou centrálu. Což, jak vidíme z tabulky je měření typu C. Víše uvedená tabulka je nový systém zavedení měření, před novou definicí bylo měření typu C jen nyní C4 a místo C1 – C3 existoval typ S což bylo myšleno jako smart metering. U měření C1, C2 a C3 je s účinností od 1.7.2024 základní měřicí a vyhodnocovací interval 1 čtvrt hodina. Rozvojem a zavedením chytrého měření se zabývalo MPO a každých 4-5 let bylo vypracováno ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice v ČR. Dokument od MPO – Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice ČR z roku 2012 [40] uvádí, že zpracované ekonomické vyhodnocení bylo v dané situaci v ČR ekonomicky nevýhodné a nebylo doporučeno měření plošně implementovat. Hlavním důvodem neimplementace bylo vysoká cena technologií a nízká cena za elektřinu. Potřebné cíle byly v minulosti dosaženy pomocí HDO a problém byla i nejasná legislativa, nejednoznačné normy a standarty i kybernetická bezpečnost. Následující roky, když přibývalo OZE, a kladl se čím dál větší důraz na decentralizaci a digitalizaci vznikl další dokument od MPO konkrétně Národní akční plán pro chytré sítě pro rok 2019–2030 NAP SG [41]. Ten uvádí, že **zavedení AMM je nezbytné pro fungování trhu s agregací**, flexibilitou, ale také elektromobilitou digitalizací a decentrálními zdroji. V dokumentu byli definovány problémy, které by v situaci rozvíjejícího trhu mohly bez AMM nastat:

- V případě účasti agregátorů a flexibility na trhu by nebylo, jak zajišťovat měření s dostatečnou granularitou a četností odečtu a tím pádem tyto služby využívat.
- Bez znalosti potřebných dat by nefungovala bilance jak finanční, tak výkonová a nebylo by možné provádět vyhodnocení.
- Přetok elektřiny z nízkého napětí do vysokého napětí. Přetok sám o sobě problém není, ale pomocí AMM by se daly toky lépe identifikovat a řídit.

Dosavadní systémy jako HDO tedy nebudou dostačující pro zapojení zákazníka na trhu s elektřinou. **Implementace AMM je nezbytné pro budoucí fungování trhu.**

Výhody zavedení AMM tedy jsou v:

- Lepší integraci nových subjektů na trh.
- Splnění požadavků evropské legislativy.
- Měření spotřeby v krátkých časových intervalech.
- Díky většímu počtu naměřených dat v určitém období zlepšení řízení sítě.

Integrace AMM přináší i výzvy:

- Zpracování velkého objemu dat (big data).

- Vysoké investice no nových technologií (chytré zařízení – měřáky, ICT technologie, správa dat)

System HDO se však ale přímo nenahradí AMM, HDO bude paralelně sloužit s AMM tam kde to bude možné a až postupem času dojde k jeho plnému nahrazení. Další výhodou, co AMM umožňuje je, že domácnosti a podniky získají větší přehled o spotřebě/výrobě a budou moci optimalizovat odběr a zapojit se pomocí agregátora i do prodeje elektřiny. Pojem kdy se ze zákazníka, konzumenta (consumer) elektrické energie stane také prodejce/výrobce (producer) se nazývá Prosumer, také se v legislativě definuje aktivní zákazník (active customer). [41] Dále se předpokládá, že klesne využitelnost typových diagramů dodávky (TDD) podle kterých se současné vyúčtování provádí, bude totiž možné účtovat na hladině NN podle skutečně naměřených hodnot, vzniknou tzv. baseline což bude popsáno v kapitole 5.2.

5.1.1. Typové diagramy dodávky

Způsobem, jakým zatím PDS odhadují odběr domácností, kterým se jinak odečítá reálná spotřeba z elektroměrů jednou za rok nebo za měsíc¹⁸ se provádí pomocí typových diagramů dodávek (TDD). Tyto diagramy vyjadřují hodinový modelový průběh spotřeby elektrické energie různých typů odběru za celý rok a jsou tvořeny OTE na základě dat z měření reprezentativní skupiny zákazníků různých typů odběrů. Jsou to tedy hodinová data spotřeby každé domácnosti na celý rok dopředu. Typové diagramy mají 8 tříd a dělí se podle charakteru spotřeby, například třída 1 je odběr bez tepelného využití elektřiny, třída 2 je odběr s akumulacím spotřebičem nebo hybridním vytápěním, celá tabulka je uvedena ve vyhlášce č. 408/2015 Sb. v příloze č. 6.[26] Dále se vyhodnocují přepočítané typové diagramy dodávek, což jsou normalizované TDD přepočítané na skutečné klimatické podmínky na daný den v roce. Z těchto hodnot lze vypočítat orientační průběh spotřeby daného spotřebitele za uplynulý rok, tedy na konkrétní hodinu podle vzorce:

$$O_h = O_r * \frac{r_h}{\sum_{h=1}^{8760} r_h} \quad (1)$$

kde

O_h – je velikost spotřeby v dané hodině,

O_r – je celková roční spotřeba daného OM,

r_h – je velikost přepočítané hodnoty TDD dané třídy.

¹⁸ Jednou měsíčně se odečítá elektřina domácnostem, které například mají instalovanou FVE, není to však podmínkou.

Podle TDD je i vyhodnocována odchylka obchodníka v daném regionu a vypočítá jako rozdíl součtu skutečných dodávek elektřiny a sumy celkových přepočítaných TDD pro OM typu C, naměřených hodnot na OM s měřením typu A a B a hodnot ztrát¹⁹ v daném dni dodávek. TDD jsou tedy výchozím diagramem obchodníků pro plánování spotřeby svých zákazníků a zatím slouží místo baseline. [26]

5.1.2. Implementace AMM

V návrhu koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změny v cenách a tarifech vydáno ERÚ se uvádí, že osazování AMM bude implementováno na odběrná místa (OM) s roční spotřebou nad 6 MWh/rok, a to výběrově od 1.7.2024 a zbývající OM od 1.7.2027 v průběhu následující 10ti let. [42]

Všechny data budou muset být uchovávány, vyhodnocovány a bude nezbytná provázanost mezi přenosovou soustavou a soustavami distribučními, ale i obchodními a technickými daty z důvodu komunikace a udržování stability sítě, plánování zatížení soustavy a správné vyhodnocování poskytnuté flexibility nebo sdílené elektřiny. Dále bude množství dat přibývat s nástupem agregátorů a poskytovatelů flexibility, ale i s rozšiřující se elektromobilitou na trh. S tímto problémem by si měl poradit nový projekt – Energetické datové centrum.

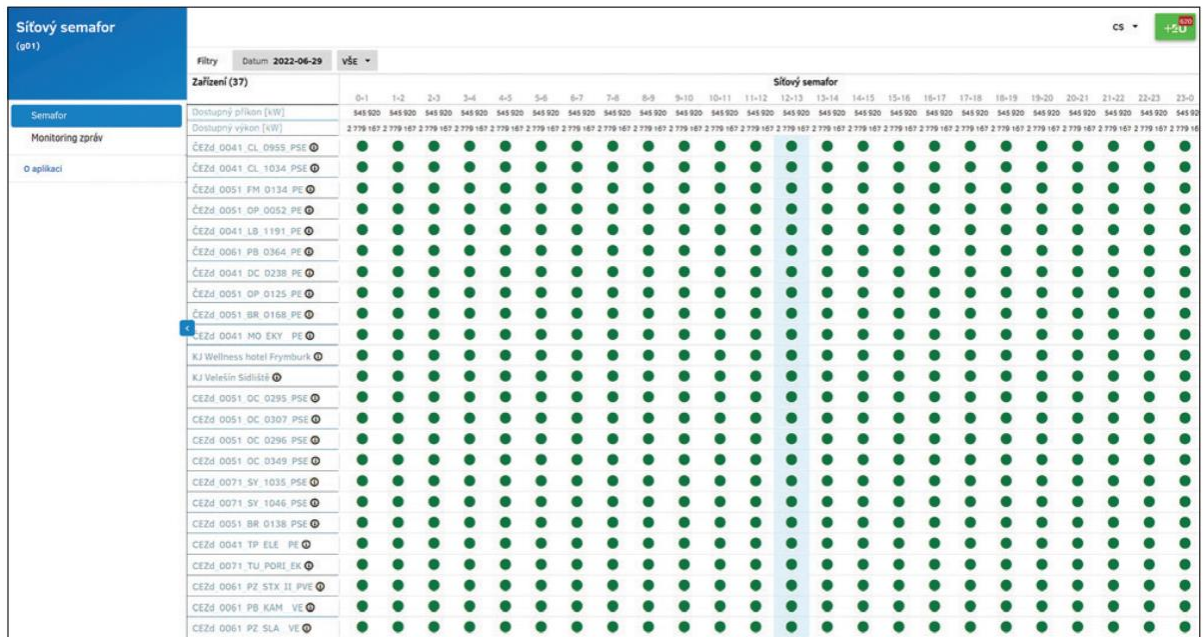
5.2. Energetické datové centrum

Energetické datové centrum (EDC) bude od roku 2024 omezeně poskytovat datovou podporu pro sdílení elektřiny a od roku 2026 bude fungovat jako datový nástroj pro zakomponování aktivního zákazníka na trh. Velké množství dat, které vyprodukuje malé zdroje oproti velkým centrálním zdrojům bude potřeba i správně vyhodnotit a vyúčtovat vzhledem k možnému sdílení elektřiny napříč celou soustavou. Bylo tedy zapotřebí vymyslet jeden centrální systém, který data bude schraňovat a vyhodnocovat, aby přispěl k provázanosti nezbytné v činnostech zajišťující řízení provozu sítě. Data budou shromažďovat jednotlivé PS a DS, za jejichž sběr budou mít zodpovědnost a následně je budou nahrávat do EDC. Data, která bude EDC schraňovat budou data o která se v dnešní době stará provozovatel PS a DS, tedy z každého zařízení dnes připojeného v soustavě, ale i data poskytující služby pomocí agregace. Dále zařízení aktivního zákazníka bude muset poskytnout údaje o typu zařízení a jeho výkonu nebo další parametry jako například kapacity baterií domácností vstupující do agregace a na trh s elektřinou. EDC bude dále pomáhat předejití lokálnímu přetížení sítě díky flexibilitě, a to mapováním zatížení na jednotlivých transformátorech a zařízeních poskytující flexibilitu, které budou k dispozici na

¹⁹ Hodnota ztrát se stanovuje jako součin celkových ztrát určené Úřadem a množství elektřiny vstupujícího do příslušného regionu typových diagramů.

sekundární straně transformátoru. EDC bude provozovat firma EDC, a.s. která bude vytvořena se zástupy z ČEPS,a.s., PRE distribuce, ČEZ distribuce a EDG a bude financováno z poplatků, které přibudou na faktury za elektřinu pod názvem cena za provoz nesít'ové infrastruktury, která bude nově v regulované části faktury za elektřinu. Cena byla předběžně odhadnuta na 50 Kč za rok na odběrné místo a měl by se začít platit od roku 2024. [43]

Dále by mělo EDC integrovat i stávající síťový tzv. semafor, který funguje pro poskytování informací plánovaných odstávek a poruch v distribuční soustavě, které využívají poskytovatelé PpS SVR a agregátoři. Je to tedy prekvalifikace/dostupnost sítě díky které účastníci vědí, že budou moci poskytovat službu v daném období či nikoliv. Na dostupnost distribuční sítě je pomyslně umístěn semafor, který zeleně označuje dostupnost sítě a červeně značí, pokud síť je nedostupná a nebude tedy možnost přenést potřebný výkon subjektu který nabízí službu. Všechny tyto informace jsou umístěné na webové stránce přístupné pouze pro účastníky. Jak dané prostředí vypadá je uvedeno na následujícím obrázku:



Obrázek 7 – Ukázka síťového semaforu[44]

Do budoucna by semafor měl umět zobrazit i oranžové světlo, u kterého bude informace o maximálním výkonu nebo příkonu, který se přes daný bod bude moci přenést v případě přetížení daného místa, které však pořád bude k dispozici, ale jen v omezené míře. Což zvýší možnost účasti pro poskytování SVR nebo flexibility v daném místě, dnes totiž systém umí značit jen jestli je možné síť použít či nikoliv[44]–[46].

5.3. Nová tarifní struktura

Současnou tarifní strukturu na hladině nízkého napětí v ČR je možné rozdělit dle typu sazby na dvě základní skupiny, a to jednotarifní a dvoutarifní sazbu. Jedno tarifní sazba používá pro danou domácnost jednu fixní sazbu bez ohledu na množství spotřebované elektřiny, na typu používaných zařízení a denní dobu. Dvou tarifní sazba byla zavedena pro zákazníky s vyšším odběrem elektrické energie nebo energeticky náročnějšími spotřebiči, a to z důvodu toho, aby probíhal odběr elektrické energie mimo špičkové zatížení soustavy. V čase vysokého tarifu je cena za 1 kWh silové elektřiny vyšší než v době nízkého tarifu, jehož časy aktivace jsou dány signálem HDO tak, aby docházelo k výkonovému odlehčení soustavy. Vzhledem k probíhající energetické transformaci, změnám podmínek a nárokům na provoz elektrické sítě vzhledem k rozšiřující se decentralizaci probíhá diskuze o zavedení nové tarifní struktury. Cílem nové tarifní struktury je motivovat zákazníky, aby používali energeticky náročné spotřebiče mimo špičkové zatížení a mohli se v budoucnu zapojovat do poskytování flexibility. Nová tarifní struktura bude reflektovat chování spotřebitele na trhu a za efektivní využívání elektrické energie s rovnoměrným profilem odběru bude mít lepší cenu. Jinými slovy, pokud bude mít zákazník konstantní profil spotřeby a nebude se podílet svojí spotřebou na špičkovém zatížení nebo bude pomáhat soustavě tak, že se zapojí do agregace bude mít výhodnější tarif. Jeden z možných přístupů k nové tarififikaci zákazníku na hladině NN je dle prvotní koncepce nového designu trhu ERU znázorněn na následujícím obrázku. [42]



Obrázek 8 – Strategie nastavení regulovaných síťových tarifů[42]

Shrnutí: Ve výše uvedené kapitole používám pojmy jako je agregátor a flexibilita, zavedení nových trendů má anebo bude mít v energetice své místo a potřeba nových technologií na vyrovnávání nerovnováhy energetické soustavy, efektivnější využití stávající infrastruktury, zvýšení spolehlivosti s přibývajícimi OZE, zvýšení flexibility ve využívání daných zdrojů energie, ale i ukládání energie a obecně zvýšení efektivnosti toků elektrické energie bude nevyhnutelné a potřebné k zachování stávajícího konceptu energetiky a tedy, aby každý zákazník mohl odebírat elektrickou energii v relativní cenové hladině s danými kvalitativními parametry a

v čase kdy on sám bude chtít a mohl se také dobrovolně zapojit do trhu s elektřinou. Bude tedy potřeba změnit chování celého trhu a i zákazníků.

5.4. Změny chování na trhu s elektřinou

Přizpůsobování výroby spotřebě fungovalo snadno, dokud byly elektrárny říditelné a s dostatečným výkonem a rychlým řízením po pokrytí potřebného zatížení. Tento koncept ale již nebude stačit, jak jsem i naznačila v kapitole systémové služby. Řízení spotřeby bylo však již zjednodušeně zavedeno, a to pomocí HDO, jak uvádím v kapitole 4.2. (Hromadné dálkové ovládání). S digitalizací celé energetiky a zpřístupňováním trhu zákazníkům bude řízení na straně poptávky (demand side response) častější a potřebnější.

5.4.1. Demand side response a demand side management

Demand side response (DSR) neboli reakce na poptávku ACER definuje jako: „*změnu ve spotřebě elektřiny, když zákazníci (individuálně nebo společně) reagují na nějaký tržní signál, jako je změna cen elektřiny nebo nějaká finanční pobídka ke zvýšení/snížení/posunutí načasování jejich spotřeby elektřiny.*“²⁰

Demand side management (DSM) je podle směrnice evropského parlamentu definováno jako: „*změna elektrického zatížení ze strany konečných zákazníků oproti jejich běžným nebo aktuálním spotřebním návykům v reakci na tržní signály, včetně cen za elektřinu měnících se v čase nebo motivačních plateb, nebo v reakci na přijetí nabídky Konečného zákazníka, individuálně nebo prostřednictvím agregace, na prodej snížení či zvýšení poptávky za určitou cenu na organizovaných trzích*“²¹

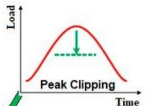
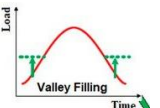
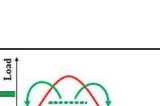
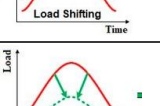
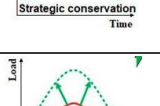

Cílem DSR a DSM je snižovat spotřebu energie v době špičkového zatížení, popřípadě posouvat danou spotřebu do období menšího zatížení (nebo naopak v případě přebytku výkonu). Elektřina ve špičkovém zatížení bývá z důvodu velké poptávky dražší než v době mimo špičkové zatížení, což způsobuje i velké náklady v případě nedostatku zdrojů na pokrytí špičkového zatížení a nutnost využití Služeb výkonové rovnováhy. Dalším cílem Demand Response je snížit provozní náklady jak energeticky náročných průmyslových odvětví, tak i například domácností využívajících flexibilitu výroby nebo spotřeby k využití časově citlivých cen elektřiny. Řízení může probíhat například motivováním aktivních zákazníků finanční odměnou ze strany obchodníků nebo PDS k tomu, aby v době špičky poptávku ztlumili nebo vypnuli nepodstatné procesy. Mezi typické procesy, které se mohou řídit patří osvětlení, klimatizace, elektrické

²⁰ „ANALYTICKÁ ČÁST legislativní a strategická východiska, nové trendy a technologie“. [72]

²¹ „SMĚRNICE EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU“. [64]

vytápění a tepelná čerpadla. Mezi účastníky DSR mohou patřit supermarkety, průmysloví výrobci, univerzity, komerční a veřejné budovy, nemocnice ale i samostatné domy. DSM poskytuje provozovatelům rozvodných sítí příležitost zlepšit její efektivitu a stabilitu. Další cíl DSM je vyrovnaní zátěže v průběhu času například pomocí nástrojů jako load shifting, valley filling a dalšími uvedenými v následující tabulce. Jinými slovy se snaží převést co nejvíce pružné poptávky mimo špičkové zatížení do období s nižší aktivitou. [47]

Tabulka 10 – DSM techniky [48]

Název techniky DSM	Ilustrativní obrázek	Popis	Příklad technologie k jeho realizaci
Peak Clipping		Snižování zátěže sítě především v období odběrové špičky.	Hromadné dálkové ovládání
Valley filling		Zlepšení faktorů zatížení soustavy zvýšením zatížení v obdobích mimo špičku.	Denní a noční tarify, doplňování nedostatečně využívané kapacity. Vytváření nových odběrů elektrické energie mimo špičku, jako je noční nabíjení elektromobilů a skladování tepelné energie.
Load shifting		Přesunutí zatížení sítě během špičkové poptávky do období mimo špičku.	Denní a noční tarify, zařízení pro ukládání přebytečné elektřiny (akumulační zařízení, chladicí zařízení).
Strategic conservation		Snížení zatížení v průběhu dne využíváním energeticky účinnějších spotřebičů nebo snížením celkové spotřeby.	Použití energeticky účinnější zařízení, motivovat domácnosti spotřebovat méně energie.
Strategic load grow		Zvyšování zátěže v průběhu dne zvyšováním celkové spotřeby	Zvýšení energetické náročnosti, zakomponování nových zákazníků. Přechod z plynových kotlů na TČ.
Flexible load shape		Pružné ovládání zařízení spotřebitelů.	Přerušitelné a omezené sazby (zákazníci souhlasí s přerušením nebo omezením služeb dodávky elektřiny)

DSM a DR jsou způsoby nebo nástroje, jak ovlivňovat a řídit poptávku podle potřeby výroby nebo spotřeby, další způsob, jak dělat tuto optimalizaci²² je agregace, konkrétně agregace flexibility.

²² Optimalizovat lze z pohledu technického řešení, ale i finančních možností a spekulací.

6. Agregace flexibility

Agregace je seskupení více malých společností, podniků nebo menších institucí za účelem využití ekonomických výhod velkoobjemových poskytovatelů nebo odběratelů elektrické energie. Princip agregace umožňuje zákazníkům jako celku dosažení minimálních výkonů pro dosažení jinak nedostupných produktů, se kterými mohou vstupovat na trh, tím mohou mít větší kupní sílu a zajistit si tak konkurenceschopnější ceny energie, kterým by individuálně nedosáhly [49]. Podle směrnice Evropského parlamentu o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou je agregací myšleno: „*Funkce vykonávaná fyzickou nebo právníkou osobou, která kombinuje zatížení s vyrobenou elektřinou od více zákazníků za účelem prodeje, nákupu nebo aukce na jakémkoli trhu s elektřinou*“²³ Funkci vykonávající agregaci provádí agregátor, což je nový účastník na trhu s elektřinou, který umožňuje agregovat flexibilitu, která je definována dle ERU jako „*schopnost zařízení (spotřebujících, vyrábějících nebo skladujících el. energii) měnit v reakci na povel nebo cenové signály množství (odebírané nebo dodávané) energie oproti sjednaným či předpokládaným diagramům.*“²⁴

Agregace flexibility je tedy shromáždění volných výkonů nebo volných kapacit zdrojů v elektrizační soustavě, k regulaci a vyrovnávání elektrického zatížení soustavě, k obchodování s daným množstvím agregovaného výkonu na denních trzích nebo poskytování SVR nebo provozování řízení sítě, jedním subjektem a tedy agregátorem. Z agregace mohou mít profit provozovatelé sítě a také jednotlivé agregované subjekty vlastníci potřebná zařízení pro agregaci. Agregátoři mají oficiálně v ČR možnost vstupu na trh od ledna roku 2021, což bylo umožněno úpravou legislativy a úpravou Energetického zákona, který byl následně implementován do Pravidel provozování přenosové soustavy tzv. Kodexem přenosové soustavy, konkrétně část II. [50] [35]

6.1. Typy agregátorů

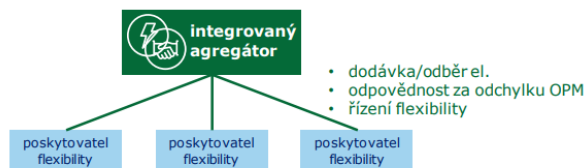
Popsány jsou dva typy agregátorů: závislý, někdy nazývaný jako integrovaný, a nezávislý. Hlavní rozdíl mezi těmito dvěma typy je v odpovědnost za odchylku. Způsobení odchylky může mít negativní ekonomický vliv na subjekty, které za ní zodpovídají. [24]

²³ „SMĚRNICE EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU“. [64]

²⁴ „ACER submitted the framework guideline on demand response to the European Commission – first step towards binding EU rules“, ACER, 21. prosinec 2022. <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-submitted-framework-guideline-demand-response-european-commission-first-step-towards-binding-eu-rules> (viděno 6. březen 2023). [65]

6.1.1. Závislý/ integrovaný agregátor

Závislý agregátor **má odpovědnost** za odchylku svých poskytovatelů flexibility, tedy svých zákazníků. Zatím je tento model jediný fungující v ČR. Funguje tak, že agregátor flexibility je zároveň i dodavatel elektřiny a jeho nová služba je i poskytovat flexibilitu. V případě zúčtování nedochází tedy k problému vyúčtování se způsobenou odchylkou, integrovaný agregátor a tedy zároveň obchodník za ní sám nese zodpovědnost a v případě způsobení odchylky za ní i sám zaplatí nebo dostane zapláceno v případě proti odchylky. [24]

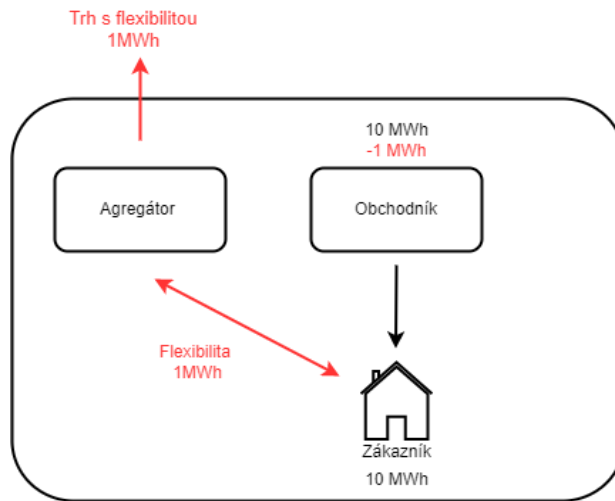


Obrázek 9 – Podoba a role integrovaného agregátora [24]

6.1.2. Nezávislý agregátor

Nezávislý agregátor agreguje flexibilitu svých zákazníků, se kterými uzavře smlouvu, ale **nenese zodpovědnost** za odchylku těchto zákazníků. Nezávislý agregátor je zodpovědný pouze za svoje sjednané služby, a odchylku co on sám způsobí. Což znamená, že je zodpovědný za svou odchylku, kterou může způsobit například nedodáním své služby. Tento předpoklad vychází i z Nařízení evropského parlamentu 943, kde se píše: „*Všichni účastníci trhu by měli být finančně zodpovědní za odchylky jež v soustavě způsobí, které představují rozdíl mezi přiděleným objemem a konečnou pozicí na trhu. V případě účastníků trhu vykonávajících službu agregace pro odezvu strany poptávky sestává přidělený objem z objemu energie, která se fyzicky aktivuje zatížením zúčastněných zákazníků, na základě definované metodiky měření a metodiky pro výchozí diagram spotřeby.*“. Rozdíl mezi nezávislým a závislým agregátorem tedy je, že závislý agregátor je zároveň i dodavatel elektřiny a nese zodpovědnost za odchylku daného OM v případě klasického odběru nebo výroby elektřiny tak i v případě aktivace flexibility. Kdežto nezávislý agregátor nese zodpovědnost za odchylku pouze při aktivaci flexibility svých zákazníků a ve výši této aktivované energie. [62]

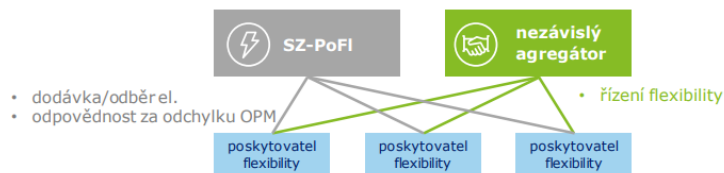
V ČR model nezávislého agregátora zatím neexistuje, ale do budoucna se jeho aplikace připravuje. Je to z důvodu nejasností jeho umístění na trhu, nejen z pohledu vyúčtování, ale i například finančních kompenzací způsobených obchodníkům u kterého má své zákazníky a jehož činností může vzniknout odchylka obchodníkovi a ten za ní nese zodpovědnost, a tedy za ní i musí i zaplatit. Tento problém je znázorněn na následujícím obrázku.



Obrázek 10 – Problém finanční kompenzace [vlastní zpracování]

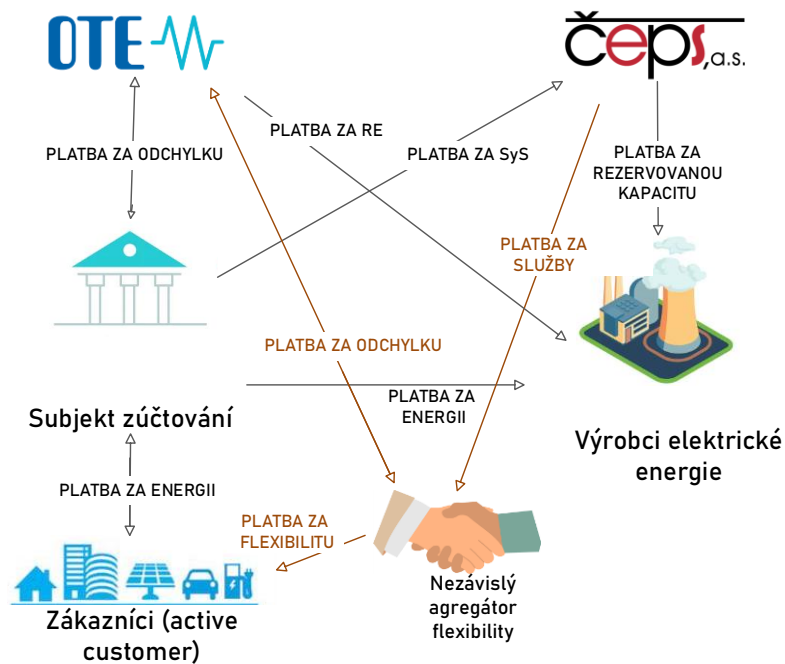
Obchodník by za normálních podmínek dodal zákazníkovi 10 kWh, má i nakoupeno tak, že dodá 10 kWh, reálně ale dodá 9 kWh kvůli agregátorovi, který například mohl povelovat své zákazníky, aby snížili spotřebu v dané periodě. Aktivací flexibility se tak změní obchodníkova pozice a ke splnění svého cíle dodat 10 kWh mu chybí 1 kWh. Kdo zaplatí kompenzaci 1 kWh? Teoreticky by tuto odchylku měl zaplatit agregátor, protože on odchylku způsobil. Zde může ale nastat problém, v predikci obchodníka, kdy se mohl mýlit. Tento problém by měla vyřešit správně stanovená baseline a agregátor by se tak mohl s obchodníkem o odchylku dělit. Příklad odchylky bez agregace zaplatí obchodník a odchylku způsobenou aktivací flexibility zaplatí agregátor.

Podle rámcového pokynu ACER (popsáno v kapitole 7), by neměl vstup nezávislých agregátorů být omezován, ale zároveň jejich vstup nesmí poškodit stávající subjekty na trhu jako například obchodníky s elektřinou. Poškození by mohlo nastat nesprávným vyhodnocením poskytnuté flexibility a způsobeným rebound efektem popsaném níže. Nezávislému agregátorovi usnadní vstup na trh model, který by pomáhal určit množství poskytnuté flexibility oproti původnímu plánovanému zatížení, tedy vytvoření **výchozího diagramu tzv. baseline**.



Obrázek 11 – Podoba a role nezávislého agregátora [24]

Zařazení nezávislého agregátora na trhu s elektřinou zatím není nijak legislativně podložené, ale obrázek číslo 6 – Rovnováha v soustavě by se mohl po vstupu nezávislého agregátora změnit následovně:



Obrázek 12 – Rovnováha v soustavě s nezávislým agregátorem [vlastní zpracování]

6.2. Baseline

Pro určení a vyhodnocení poskytnuté regulační energie nebo flexibility agregátory bylo nezbytné najít způsob od čeho budou data predikce spotřeby, výroby a aktivované flexibility stanovovat. Zavedla se metodika baseline, která odhaduje předpokládaný průběh spotřeby nebo výroby bez poskytnutí/aktivace flexibility. Rozdíl mezi baseline a naměřenou hodnotou je tedy poskytnutá flexibilita. V období aktivace flexibility, popřípadě rebound efektu, bude obchodní pozice měření dodavatele/obchodníka určena hodnotou baseline. [35]

$$\text{Pozice } DOD_{PM} = BL_{PM} \quad (2)$$

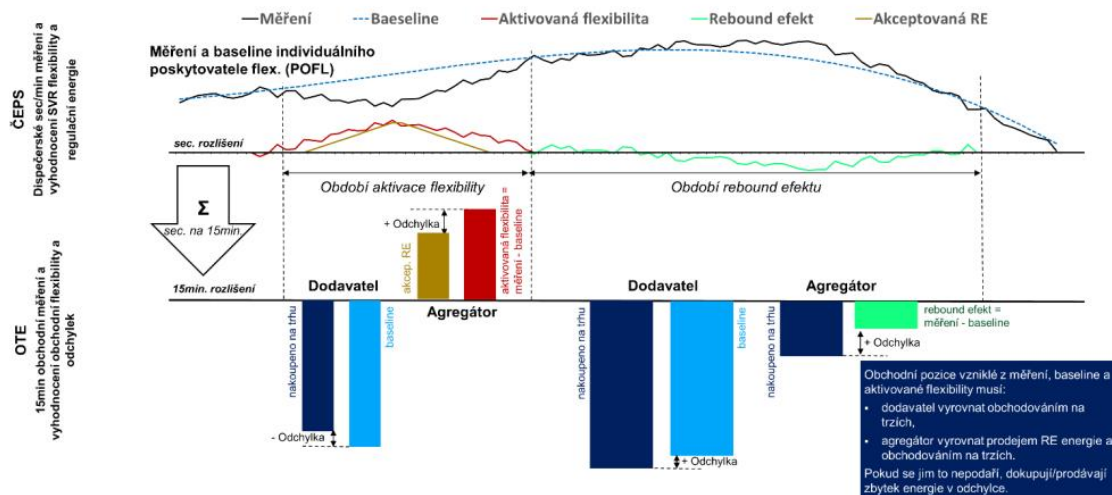
Daná rovnice znázorňuje i množství energie co měl dodavatel dodat v dané periodě měření. A obchodní pozice agregátora bude rozdíl měření a stanovené baseline. Kde následující rovnice vyjadřuje množství energie, které měl agregátor dodat v dané periodě měření. [35], [51]

$$\text{Pozice } AGR_{PM} = MER_{PM} - BL_{PM} \quad (3)$$

BL_{PM} – Baseline v dané periodě měření

MER_{PM} – Měřená hodnota za danou periodu měřen

Graficky je baseline znázorněna na následujícím obrázku číslo 14 přerušovanou modrou křivkou.

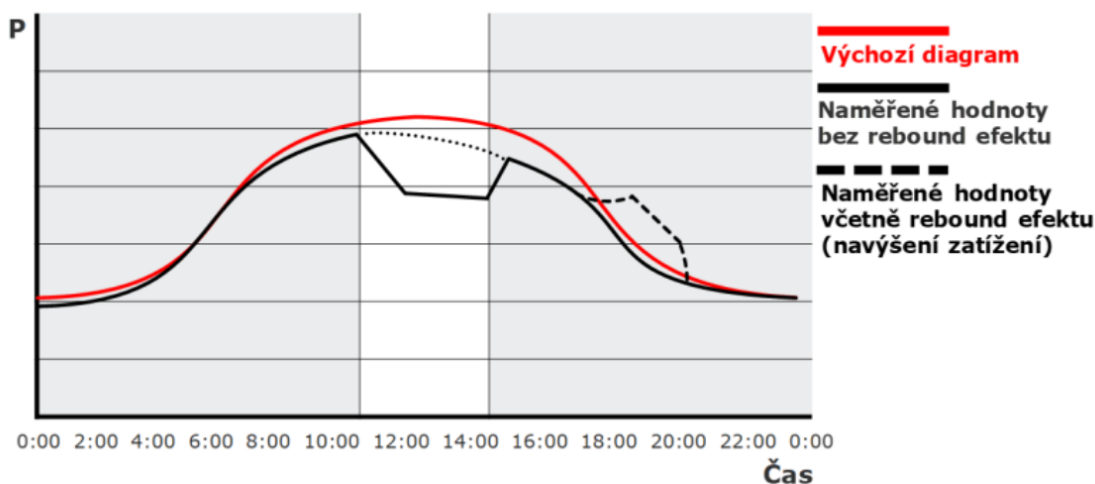


Obrázek 13 – Schématický příklad korekce na baseline [52]

Důležitý pojem pojící se s baseline je rebound efekt.

6.2.1. Rebound efekt

Rebound efekt je jev, kdy uměle dodaná nebo odebraná energie v období aktivace flexibility je následně zcela nebo částečně odebraná nebo dodaná v době mimo aktivaci flexibility. Prakticky je možné si představit rebound efekt tak, že agregátor flexibility v určitý čas vypne například elektrické ohřívání vody v domácnostech. Tímto činem snížil odběr elektrické energie v požadovaném čase. Po ukončení flexibility, se ale elektrické ohříváče budou potřebovat nahřát, aby voda nebyla studená, a dané ohřívání zapne, což způsobí obchodníkovi zvýšení spotřeby ve chvíli, kdy to nepredikoval a může mu to způsobit i nežádoucí odchylku. Rebound efekt je zjednodušeně znázorněn na obrázku číslo 15. Tato změna spotřeby zákazníka způsobí odchylku, za kterou by subjekt zodpovědný za odchylku v daném předávacím místě (obchodník/dodavatel) neměl být penalizován. Za tuto odchylku může agregátor flexibility. Pro přesné rozdělení odpovědnosti za odchylku je nezbytné přesné stanovení baseline. [51], [53]



Obrázek 14 – Ukázka rebound efektu [53]

6.2.2. Stanovení baseline

Baseline si bude moct agregátor stanovit sám podle jeho zvolené metody, která bude muset splňovat předem definovaná kritéria, aby se předešlo jejímu špatnému určení a případnému zneužití, nebo použít předdefinovanou metodu. Nejlepší metoda stanovení baseline pro poskytování SVR se zatím podle projektu Dflex ukázala jako metoda 4/6 middle, kterou také ČEPS bude od 1.7.2023 používat pro stanovení baseline pro poskytování služby mFRR. Tato metoda používá 6 hodnot z předchozích dní na daný čas (rozlišují se všední dny a víkendy nebo svátky) a odstraní nejvyšší a nejnižší hodnotu z těchto šesti hodnot. Zbydou tedy 4 hodnoty, ze kterých udělá aritmetický průměr. Tato hodnota je prvotní predikce baseline (značená dále jako BL_{PM}), tento průměr se dále vynásobí multiplikativním korekčním mechanismem, který bere v potaz hodnotu velikosti výkonu daného dne. [35], [54]

$$BL_{PM}(d, t) = \left(\frac{1}{X} \sum_{d \in \text{Middle}(X, Y, D)} l(d, t) \right) \times k(d, t) \quad (4)$$

Kde:

BL_{PM} – Odhad baseline profilu

d – Typ dne

t – Časový okamžik dne

$\text{Middle}(X, Y, D)$ – Výběrová množina X dní se středním naměřeným výkonem z celkové množiny dnů D velikosti Y

l – Naměřená hodnota výkonu v daný den d a daný čas t

$k(d, t)$ - Multiplikativní korekční mechanismus

Multiplikativní korekční mechanismus se vypočítá:

$$k(d, t) = \frac{\sum_{i=t-1}^{t-N} \left(\frac{P_{skut}(d, i)}{BLP_{PM}(d, i)} \right)}{N} \quad (5)$$

Kde:

P_{skut} – Skutečná okamžitá hodnota výkonu [MW]

BLP – Prvotní predikce Baseline [MW]

N – Počet uvažovaných minut

t – Aktuální časový okamžik

Stanovení baseline pro nezávislého agregátora není zatím nijak specifikováno, ale bude nezbytné jeho zavedení pro správné fungování celého systému a vyhodnocování odchylek. Metoda baseline může být určena pomocí statistických metod. Dále je otázka, zda bude baseline tvořena jednotně nebo pro každý typ odběrného místa zvlášť v závislosti na zařízení připojeného na OPM, což by mohlo snížit statistickou chybu a zlepšit její vyhodnocení. Je tedy možné, že by mohly být zavedeny agregační skupiny podle charakteru odběru nebo výroby. [35], [54]

Pro podpoření rozvoje flexibility je dále cíl vytvořit limit pro odchylku způsobenou agregátorem flexibility, a to nejvýše ve velikosti instalovaného výkonu zařízení v periodě měření. Je to z důvodu, že pouze tak velkou část jako je maximálně jeho instalovaný výkon může agregátor ovlivnit a pokud by odchylka byla větší, než je odchylka, kterou on sám může ovlivnit bylo by toto jednání pro agregátora flexibility diskriminační. Proto bude zaveden faktor, který bude určovat disponibilní výkon agregátora, což je celkové množství energie, které může za danou periodu měření poskytnout. Pro NN se preferuje, aby disponibilní výkon byl stejně velký jako suma instalovaných výkonu daného agregátora. [35]

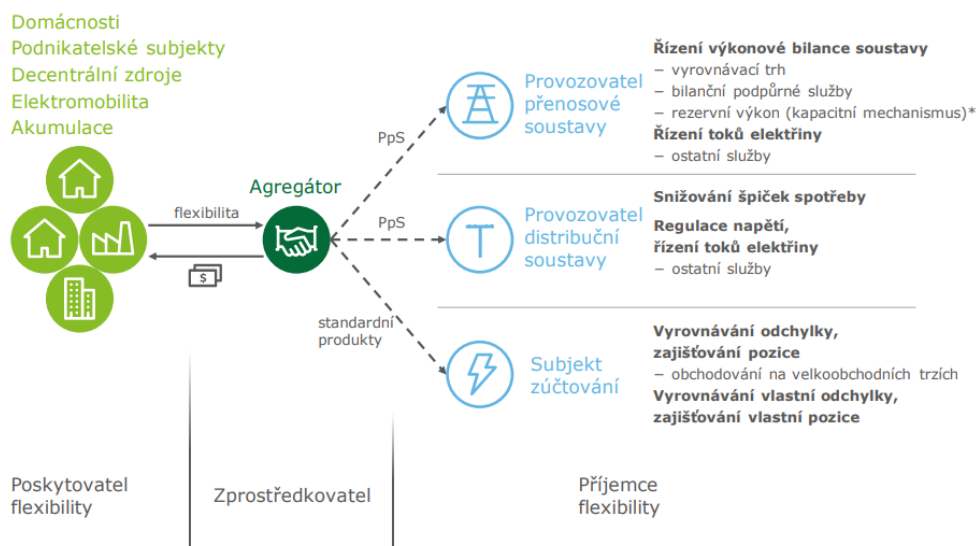
$$P_{NNdispPM} = \sum (P_{instnn_{zařizeni}}) \quad (6)$$

A na VN se preferuje, aby disponibilní výkon byl stanoven jako menší, než je suma instalovaných výkonů daného agregátora. Je to z důvodu, aby agregátor mohl vybírat zařízení, které má dostupné pro danou periodu poskytování flexibility a aby případně mohl ovládat rozsah svého výkonu. [35]

$$P_{VNdispPM} = \sum (P_{instvn_{zařizeni}}) \quad (7)$$

6.3. Činnosti agregátora

Agregátor flexibility si může určit cíl, kterého chce dosáhnout a podle tohoto cíle vytvořit produkt, který bude obchodovat na trhu s elektřinou. Má několik možností, může poskytovat obchodní flexibilitu, technickou flexibilitu nebo se zaměřit na řízení přetížení. [24]



* aktuálně není v ČR možné, vyžadovalo by zavedení kapacitního mechanismu

Obrázek 15 – Agregátorem poskytované produkty jednotlivým účastníkům [24]

6.3.1. Obchodní flexibilita

Pro obchodní flexibilitu bude motivace cena elektřiny na trzích s elektřinou, velkoobchodní (blokovaný trh, denní a vnitrodenní). Produkty nabízené na jednotlivých trzích mohou být [24]:

- denní trh a vnitrodenní trh
 - hodinové nabídky nebo poptávky elektřiny
- blokovaný trh
 - nabídka a poptávka energie v blocích base, peak, off-peak

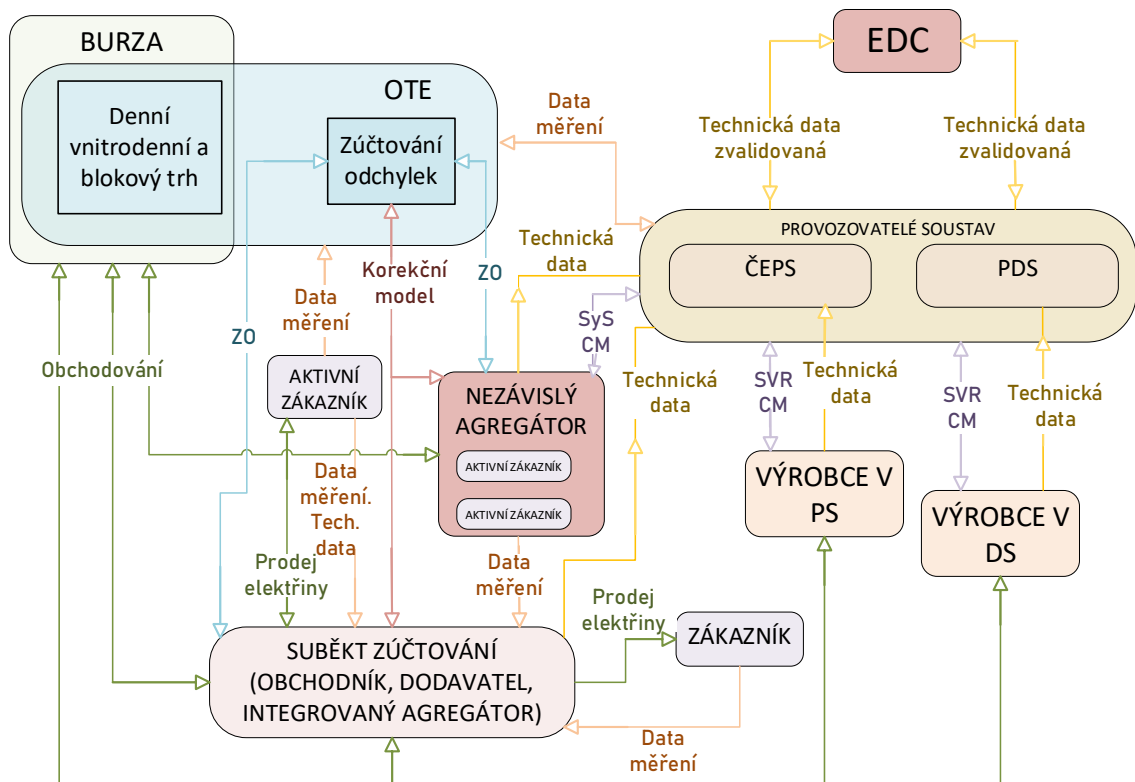
Agregátor flexibility pak mohl vydělávat podobně jako klasický obchodník nebo výrobce elektřiny. Agregátor nabídne svou flexibilitu na trzích a za požadavek aktivace dostane zaplacen. Další možností je spekulace na odchylku, její minimalizace nebo naopak vytváření proti odchylce. S narůstajícím množstvím intermitentních zdrojů se spekulace na odchylku stane nejspíš finančně velmi atraktivní. Je to z důvodu, že v určitém čase, kdy bude odchylka obrovská bude za proti odchylku vypsána vysoká cena, a tedy subjekt nacházející se v proti odchylce (pomáhá síti) si takto může vydělat. Avšak vzhledem k počtu subjektů a společné ceně odchylky napříč nabídkovými zónami, ovlivňující tuto pozici, bude tento stav velmi těžké odhadnout. [24]

6.3.2. Technická flexibilita

Bude využita pro SVR, takže zákazníkem bude firma ČEPS, a.s., produkty mohou být zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací **aFRR**, standardní produkt záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací **mFRR_{12,5}** a specifický produkt záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací **mFRR₅**. [24] Agregátor tomto principu může vydělavat za poskytnutí rezervovaného výkonu a v případě aktivace za aktivaci.

6.3.3. Řízení přetížení

Někdy také nazýváno jako congestion management, se bude zaměřovat na omezování přetížení vzniklých v přenosové nebo distribuční soustavě v důsledku (obchodních) toků, nebo na přetížení transformátoru DS v důsledku špiček výroby nebo zatížení. Toto řízení může pomoci distribučním soustavám optimalizovat přenesené výkony na transformátoru a díky řízení flexibility zapojit na trafa další zařízení jako například nabíjecí stanice pro elektromobily. Následující schéma zobrazuje integraci nezávislého agregátora na trh se základními toky informací potřebných k úspěšnému fungování trhu. Pro svůj modelový příklad se budu ve výpočetní části své práce zabývat právě tímto typem agregátora, proč jsem zvolila tento typ popíši v kapitole 8.

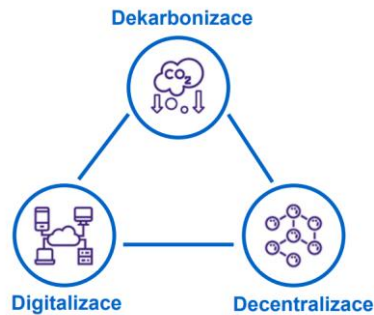


Obrázek 16 – Integrace nezávislého agregátora na trh [vlastní zpracování]

Potenciálem činnosti agregátora se v ČR zabývá několik projektů, které stručně popíši následující kapitole.

6.4. Pilotní projekty flexibility

Potenciál agregace vychází z pilotních projektů, hlavními projekty v ČR jsou DFLEX, EFLEX a Secureflex, jejichž cíle vychází z hlavního cíle transformace energetiky 3D – dekarbonizace, digitalizace a decentralizace. [52]



Obrázek 17 – Cíle transformace energetiky – 3D[55]

6.4.1. DFLEX

Dflex byl vypsán na období 08/2019–12/2022 a jeho hlavní cíl bylo ověření využitelnosti agregace flexibility s využitím řízení strany spotřeby pro potřeby regulace elektrizační soustavy. Projekt se zaměřoval na ověření konceptu agregace flexibility do SVR s určením legislativních a technických podmínek pro tento koncept, určení výchozího diagramu při agregaci flexibility v souvislosti SVR, výpočet je uveden výše v kapitole 5.2. Baseline a definici vztahů a zodpovědností účastníků v ČR v souvislosti s agregací flexibility do SVR. Hlavní výstupy projektu jsou zpráva pro MPO o využitelnosti agregace flexibility pro SVR a metodika PPS pro monitorování, aktivaci a hodnocení SVR vzniklých agregací rozptýlené flexibility (na straně spotřeby). Hlavní příjemce projektu byl ČEPS, a.s., projekt byl spolufinancován v rámci projektu THÉTA Technologickou agenturou ČR (TA ČR). Výstupy projektu byly představeny 22.3.2023 a prokázaly, že agregace flexibility na straně poptávky bude podstatná pro poskytování SVR, s tím, že bude nezbytné se touto problematikou nadále zabývat a dořešit přesné vypořádání SVR v souvislosti s korekcí diagramu dodavatele elektřiny u odběratelů kde se bude využívat nezávislý agregátor flexibility. [54]–[56]

6.4.2. EFLEX

Další projekt financován v rámci projektu THÉTA Technologické agentury ČR, zaměřující se na využívání „volné kapacity“²⁵ velkých bateriových systémů pro podpůrné služby. Hlavní příjemce je opět ČEPS, a.s., a doba řešení projektu byla vypsána na 07/2020–6/2023. Hlavní výsledky

²⁵ Volná kapacita (VK) = kapacita, kterou provozovatel BSAE může poskytnout pro PpS

projektu mají být vytvoření otestovaného IT řešení mezi ČEPS a PDS pro využívání „volné kapacity“ bateriových systémů a metodika využívání „volné kapacity“ bateriových systémů pro PpS a principy technických a obchodních podmínek mezi ČEPS a poskytovateli. Řešení projektu spočívá v definici využitelnosti volné kapacity bateriových úložišť pro účely poskytování PpS a dále využití BSAE s jiným než primárním účelem pro poskytování PpS, tedy například jaký potenciál mají BSAE pro využívání nabíjení elektromobilů nad rámec jejich primární funkce. Například pokud se auta zrovna z baterie nenabíjejí je možné ji využít k PpS. Hlavním přínosem projektu by mělo být, jestli ČEPS jako hlavní příjemce může získat další zdroj PpS a jaké jsou další možné dodatečné výnosy při provozování BSAE, nebo získání zkušeností pro možné využití volné kapacity bateriových zařízení. [52]

6.4.3. Secureflex

Tento projekt se zaměřuje na „vytvoření analytických, výpočetních a optimalizačních nástrojů a cílených studií, které přispějí k systémovému energetickému řešení pro bezpečné využití výkonové flexibility spojené s integrací nových technologií a tržních subjektů v prostředí ČR.“²⁶ Nástroje a studie vytvořené v rámci tohoto projektu budou použity při reálném zapojení výkonové flexibility do tržních a provozních mechanismů v české elektrizační soustavě. Projekt se dále zaměřuje na zjištění množství a detekci výkonové flexibility, její bezpečnou a optimální aktivaci a s tím související vytvoření nové legislativy. Projekt je opět financován z TA ČR a termín realizace je stanoven na 6/2018–6/2024. [52], [57], [58]

Všechny výše uvedené projekty souvisí a jsou využívány v národním akčním plánu pro chytré sítě NAP SG.

6.4.4. Národní akční plán pro chytré sítě

Národní akční plán pro chytré sítě je strategický plán určený k podpoře a zajištění plnění konkrétních cílů v energetice, které zpracovalo Ministerstvo průmyslu a obchodu na základě požadavku Státní energetické koncepce. Cíle se týkají „rozvoje síťové infrastruktury pro zabezpečení spolehlivého a bezpečného provozu při požadovaném rozvoji distribuované výroby elektřiny (zejména OZE) včetně zapojení malých teplárenských zdrojů, řízení výroby, akumulace a spotřeby, s přihlédnutím k požadavku zvyšování energetické účinnosti.“²⁷. Tématem flexibility využívaným v této práci se zabývá skupina NAP SG ZL6.

²⁶ „PROJEKT SECUREFLEX (SÍŤOVĚ BEZPEČNÁ AKTIVACE FLEXIBILITY),“ 2019. [Online]. Available: www.secureflex.cz

²⁷ „Národní akční plán pro chytré sítě 2019 - 2030 NAP SG“, Accessed: Apr. 07, 2023. [Online]. Available: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/9/Aktualizace_NAP_SG_2019-2030.pdf

Díky NAP SG se již podařilo úspěšně zavést model integrovaného agregátora do české legislativy, který již na českém trhu funguje, agregační blok pro poskytování PpS vlastní například E.ON s výkonem 48 MW složených z kogeneračních jednotek a vodních elektráren, dále funguje jako integrovaný agregátor také Innogy Energo a Nano Energies.

Zatím v ČR poskytují flexibilitu pouze dodavatelé energie, kteří agregují zařízení větších výkonů jako například kogenerační jednotky a poskytují PpS, zatím agregace malých výkonů není ekonomicky efektivní. S integrací nezávislého agregátora se tato skutečnost pravděpodobně změní a předpokládá se v budoucnu i agregace menších výkonů na úrovni zařízeních v domácnostech jako jsou baterie využívané s FVE, tepelná čerpadla, bojlerů a v budoucnu i elektromobily (Vehicle-to-grid V2G). [52], [59] **Stejně jako NAP SG 6 se v rámci výpočetní části této práce zaměřím na potenciál agregace flexibility na úrovni nn z pohledu nezávislého agregátora.**

7. Agregace flexibility v zemích EU

Energetická politika na úrovni EU usiluje o dosažení energetické nezávislosti a jedním z prostředků, jak těchto cílů dotáhnout, může být právě agregace flexibility. V roce 2019 vyšla směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU, která popisuje nová pravidla, které umožňují aktivní účast spotřebitelů individuálně nebo prostřednictvím sdílení energie nebo agregace. Navzdory existenci legislativního rámce v EU se řešení výzvy agregace flexibility mezi jednotlivými evropskými zeměmi liší.

Jedním z modelů, který ale ve většině zemí již zaveden, je integrovaný agregátor, stejně jako v ČR. U modelu integrovaného agregátora odpadá řešení zodpovědnosti za odchylku, nutná potřeba vytvoření baseline a s tím spojená datová náročnost, protože za kvalitu služby i odchylku zodpovídá poskytovatel energie u daného OM.

Výzva pro většinu zemí EU je dnes vytvořit model nezávislého agregátora tak, aby žádný subjekt na trhu nebyl znevýhodněn jeho aktivací. V jednotlivých zemích se zatím integrovaný agregátor využívá následovně: v Německu, Belgii, Francii, Rakousku, Dánsku, Litvě, Itálii a Maďarsku je nezávislý agregátor využíván pro poskytování služeb výkonové rovnováhy. Ve Francii mají agregátoři možnost účastnit se trhu s energií s produktem pro snížení zatížení a v Belgii se používá i pro řízení přetížení (congestion management). [60]

ELIA, provozovatel přenosové soustavy v Belgii, se snaží zabránit lokálním přetížením sítě z důvodu využívání podpůrných služeb, a to nástrojem Congestion Risk Indicator (CRI) – ukazatel rizika přetížení. Belgie má tři úrovně CRI a to nízké, střední a vysoké. Tyto ukazatelé

jsou vždy určeny pro každou zónu, kde se podpůrné služby poskytují. Ukazatele znamenají, že pokud by se poskytovatel nacházel v zóně se středním rizikem je určitá pravděpodobnost, že z důvodu přetížení nemusí být jeho služba aktivována a pokud se poskytovatel nachází v zóně s vysokým rizikem přetížení, je jasné, že jeho aktivace nebude moci být z důvodu bezpečnosti provedena. Proto je nejen pro provozovatele přenosové soustavy ale i pro poskytovatele služeb výhodné mít dobrý management řízení přetížení, aby nepřicházeli o své zisky znemožněním aktivace kvůli vysokému přetížení. Dalo by se říct, že to je vylepšená forma českého síťového semaforu, který však dnes zobrazuje jen plánované odstávky. [60]

Pro výše uvedené země, které nezávislého agregátora mají, je důležité definovat jeho roli a zodpovědnost na trhu, a to zejména v kontextu vyrovnávání odchylky, nebo převzetí zodpovědnosti za odchylku. V Německu se využívá vyrovnání mezi agregátorem a dodavatelem energie ex-post, a to ve prospěch dodavatele, v Rakousku musí agregátor podepsat smlouvu s obchodníkem daného místa, který zodpovídá za řízení a koordinaci dodávek elektřiny. V Belgii nabízí flexibilitu prostřednictvím dlouhodobých smluv nebo nabídek v nabídkovém žebříčku a peníze vybrané za dodání flexibility se použijí také na odměnu pro zákazníka (poskytovatele flexibility). V Holandsku odpovídá agregátor za bilanci daného subjektu, ale tuto zodpovědnost může přenést na jiný subjekt zúčtování, a je zodpovědný za naměřená data. V Maďarsku mají agregátoři také, jako v Holandsku, zodpovědnost za případnou nerovnováhu způsobenou aktivací. [60]

Co se týče baseline, zatím neexistuje žádá evropská legislativa pro její tvorbu a jednotlivé země, pokud s ní pracují, si jí určují sami. Například v Itálii baseline určuje poskytovatel služby vždy den dopředu a ta je pak provozovatelem přenosové soustavy (TERNA) ex-post upravena prostřednictvím korekčního faktoru. V Dánsku se o baseline rozhoduje v rámci předběžné kvalifikace, a to vždy podle typu agregovaného zařízení, nemají daný žádný standardní model, naopak Litva má jednu základní metodiku pro všechny technologie. V Německu musí základní údaje dodavatelé pro baseline poskytnout agregátor nebo spotřebitel, nebo je možnost brát v úvahu metodu předchozí čtvrt hodiny, která je pak brána jako spotřeba pro nadcházející čtvrt hodinu. Rakousko využívá různé přístupy k určování baseline podle typu zařízení, například pokud se baterie používá pouze pro poskytování služby je výchozí hodnota nulová. V Belgii naopak baseline nezávisí na technologii, ale na produktu, který agregátor poskytuje. V Holandsku vytváří

skupiny a prognózy na 15 min intervaly, je zde zavedené i volitelné omezení a stanovení dolní a horní hranice přesnosti prognózy. [60]

V tomto ohledu je potřeba aby EU vytvořila pravidla, podle kterých se dané země budou moci řídit a případně pravidla začlenit do svých legislativ.

7.1. Budoucí trh s flexibilitou v EU podle rámcového pokynu ACER

ACER je Agentura Evropské unie pro spolupráci energetických regulačních orgánů (The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators). Založena v roce 2011 právním předpisem třetího energetického balíčku, je to samostatný právní subjekt. Hlavní cíle této agentury jsou dokončit konkurenceschopný a jednotný trh s elektřinou a zemím plynem., podpora spolupráce energetických regulačních orgánů napříč EU, a vytváření pravidel trhu s funkční hospodářskou soutěží. [61]

Popis pravidel budoucího stavu trhu flexibility a zapojení zákazníků na trh včetně agregace, omezování spotřeby a ukládání energie v ČR a EU je uveden v rámcovém pokynu Framework Guideline on Demand Response. Tento pokyn byl vytvořen na žádost Evropské komise podle nařízení o vnitřním trhu s elektřinou ((EU) 2019/943, článek 59, odstavec 1.e))[62]. Tento rámcový pokyn vypracovala ACER a klade si za cíl zjednodušit subjektům na trhu, převážně spotřebitelům, účast a vstup na trh s elektřinou. Je nutné zmínit, že rámcový pokyn je pouze první krok pro vytvoření závazných pravidel. Evropská komise tento rámcový pokyn musí nejprve schválit a dále ENTSO-E a entita EU DSO²⁸ vypracují návrh závazných pravidel EU, konečné řešení bude muset být také schváleno evropskou komisí.

Nová pravidla podle této směrnice by měla zajistit přesnější role agregátorů, ale také interakce a odpovědnost k účastníkům trhu. Dále by měla specifikovat postupy vyměňování dat s provozovateli soustav nutné k účasti na velkoobchodních trzích a poskytování služeb, také bude klást důraz na vyřešení finančních kompenzací [63].

7.2. Finanční kompenzace

Nová pravidla musí zajistit, aby aktivovaná energie pro poskytování služby nebyla započítávána dvakrát, jednou od obchodníka elektrické energie, u kterého je OM zapsáno, a podruhé od nezávislého agregátora. Finanční náhrady jsou zmíněny již ve směrnici o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou (článek 17). Zde se uvádí, že členské státy mohou vyžadovat finanční náhradu od subjektů účastníci se odezvy strany poptávky, pokud jsou jednotliví účastníci přímo dotčeni aktivací odezvou strany poptávky[64]. Dle rámcového pokynu by se měla určit přesná

²⁸ Evropské sdružení provozovatelů distribučních soustav

pravidla pro plátce finanční kompenzace; příjemcem kompenzace je dodavatel (obchodník) konečného zákazníka, kterému aktivace způsobí odchylku. Nová pravidla zajistí, aby finanční kompenzace nevytvářela překážku pro účastníky trhu zapojené do agregace nebo pro poskytování služby flexibility. Tento problém je vysvětlen na obrázku číslo 11 v kapitole 5.1.

Může se stát, že obchodníkovi ztráta nevznikne kvůli rebound efektu, tím pádem kompenzace, co se týče celkového platu za energii nebude nutná, protože bude následovat spotřeba která by nastala i tak bez aktivace flexibility. Problém však je, že rebound efekt bude v jiném intervalu zúčtování odchylek, než je aktivace flexibility. Tím může agregátor způsobit dodatečné náklady obchodníkovi v podobě odchylky v dané periodě. Možná řešení tohoto problému jsou:

- Jiná tarifní struktura, která zohlední poskytující flexibilitu
- Baseline, díky kterým bude jasné kdy a kdo bude mít zodpovědnost za odchylku v daném OM
- Zákazník zapojený do agregace bude přispívat na kompenzaci, protože sám dostane finanční obnos od agregátora. (Tato varianta, je spíše nepravděpodobná, protože by vznikl další tok peněz od zákazníka k obchodníkovi a značně by to zesložilo vyúčtování.)

Baseline je popsána v kapitole 6.2. a nová tarifní struktura v kapitole 5.3. Pravidla budou dále specifikovat měření.

7.3. Výměna dat

Nová pravidla budou vyžadovat, aby poskytované údaje byly pouze ty nezbytné podle služby a technické potřeby, ale můžou se v průběhu času vyvíjet. Úroveň granularity musí být přizpůsobená a přiměřená technickým potřebám provozovatele energetické soustavy. Vyměňování dat, bude muset zajistit i nediskriminační, bezpečný a efektivní přístup k údajům mezi všemi stranami, přičemž bude zaručeno, že data budou chráněny a budu dodržovat pravidla ochrany osobních údajů a soukromí.

Dále je cíl standardizovat procesy pro výměnu a přístup k údajům, aby byl celý proces zjednodušen a uživatelsky přívětivý zákazníkům. V rámcovém pokynu se také specifikuje, kdo bude mít právo data využívat a kdo je bude moci číst. Dále bude řešen i případ kdy komunikace mezi příslušnými stranami selže a také pravidla pro interoperabilitu na tuzemském trhu. Pravidla dále definují, jaké údaje je třeba poskytovat po uplynutí reálného času a jasně definuje subjekt, který dané informace bude přijímat. Také je třeba zajistit subjekt, který validuje data reálného času a zajistí komunikaci s poskytovatelem služeb, pokud budou údaje chybné nebo ve špatném formátu nebo budou chybět. Minimálně musí existovat údaje o objemu aktivované energie

jednotek poskytující danou službu. Tato část by mohla být pokryta projektem EDC (energetické datové centrum), popsaným v kapitole 4.4.

7.3.1. Měření

V nových pravidlech se objeví pojem měřicí místo “metering point”, což je místo kde se nachází daný odběr nebo dodávka energie, tedy fyzické měření činné energie. Měřicí místo bude tedy základem pro účel vyúčtování elektřiny a v daném místě bude zodpovědný za odchylku subjekt zúčtování.[65] Dnes se používají pojmy jak odběrné místo (OM), místo připojení a předávací místo. Pod odběrným místem s přiřazeným EAN může být zapsáno více přípojných (předávacích) míst, které nemusí být definované jako samostatné OM. V tomto předávacím místě dochází ke spotřebě elektrické energie, které má přidělené měřicí místo a je osazeno obchodním elektroměrem. Vyúčtování se pak dělá kumulovaně za všechna místa připojení, tedy na jednu fakturu s jedním EAN. Jak uvádí definice, v OM dochází ke spotřebě energie, je to z důvodu, že historicky výroby elektřiny byly velké elektrárny a zákazníci byli pouze spotřebitelé, s příchodem OZE existují a budou existovat místa, které nebudou elektrickou energii jen ze sítě odebírat, ale také budou do sítě elektrickou energii dodávat. Proto byl zaveden nový pojem **odběrné a předávací místo (OPM)**, který podle názvu spojuje obě funkce do jedné, přesná definice sice v energetickém zákoně není, výraz se v praxi ale často používá. Dovoluje danému místu tedy pouštět elektrickou energii obousměrně, přičemž je tato aktivita měřena měřicími zařízeními. Definice jednotlivých pojmů podle energetického zákona:

Odběrným místem je „místo, které je připojeno k přenosové nebo k distribuční soustavě a kde je instalováno odběrné elektrické zařízení jednoho zákazníka, v němž dochází ke spotřebě elektřiny, včetně měřicích transformátorů, do něhož se uskutečňuje dodávka elektřiny“²⁹ (odběrné místo musí být vždy registrováno u operátora trhu s elektřinou).

Předávacím místem je „místo předání a převzetí elektřiny mezi přenosovou soustavou nebo distribuční soustavou a odběrným místem, výrobnou elektřiny nebo distribuční soustavou prostřednictvím jednoho nebo více míst připojení na jedné napěťové hladině jednoho provozovatele soustavy nebo místo předání a převzetí elektřiny mezi přenosovou soustavou a zahraniční přenosovou soustavou, přičemž za samostatné předávací místo se považuje jedno nebo více míst připojení záložního napájení na jedné napěťové hladině, jednoho provozovatele soustavy“²⁹

²⁹ Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)[19]

Místem připojení (přípojně místo) je „místo v přenosové soustavě nebo v distribuční soustavě, ve kterém je připojeno odběrné místo, výrobní elektrárna nebo distribuční soustava, a to přímo, prostřednictvím elektrické přípojky, společné domovní instalace nebo prostřednictvím elektrické přípojky a společné domovní instalace“

Dále rámcový pokyn specifikuje, že měřidla musí mít aspoň 15 min interval, což bude také harmonizované zúčtování nerovnováhy. Budou tedy definovány nové postupy definující dílčí měřidla a nové zásady pro nakládání s naměřenými údaji. Bude se zejména řešit shromažďování údajů, jejich ověřování a výměny mezi provozovatelem přenosové soustavy a poskytovateli služeb. Také ale kvalita dat, zda jsou data v souladu s danými normami a jsou dostatečně přesná.

7.4. Předběžná kvalifikace a certifikace

Z důvodu zabezpečnosti provozu musí provozovatelé soustav mít přehled o aktivních subjektech a zařízeních vyrábějící elektrickou energii nebo poskytující flexibilitu a jejich hlavních parametrech. Z toho důvody by měly být prováděny předběžné kvalifikace, které lze rozdělit do tří kategorií[65]:

- Kvalifikace sítě
- Kvalifikace produktu (certifikace)
- Kvalifikace poskytovatele služeb

Předběžná kvalifikace sítě znamená schopnost sítě technicky přijmout dodávku daného proudu pro poskytování služeb. Kvalifikace sítě se dnes již provádí, a to pomocí Síťového semaforu (kapitola 4.4.).

Kvalifikace poskytovatele služeb. V tomto případě je předběžná kvalifikace proces, který má za úkol ověřit, zda potenciální poskytovatel služeb odpovídá dle právních předpisů technickým požadavkům pro poskytování dané služby. Cíl bude ověřit schopnosti poskytnout službu, a především ověřit komunikační nástroje, které chce k poskytnutí služby použít.

Kvalifikace produktu neboli certifikace je udělení certifikátu, pro dané zařízení/produktu, který splnil certifikační měření a je schopen poskytovat podpůrnou službu dle daných předpisů (v ČR stanoveno Kodexem II). Dále bude vytvořena **typová certifikace**, tedy pokud se bude skupina poskytující službu skládat ze stejných zařízení, bude certifikace zjednodušená. Anebo pokud jednotky budou totožné s jednotkami, co certifikát již dostali. Výrobce si může nechat certifikovat své vyrobené zařízení a prodávat je již s certifikátem, odpadne tak zákazníkům nutnost nechat zařízení certifikovat. Tyto zařízení budou mít již parametry pro poskytování služby splněné a potvrzené.

Také bude v odůvodněných případech a po schválení regulačním orgánem umožněno poskytovateli služeb provést aktivační zkoušku s cílem potvrzení, že daný produkt je provozuschopný. Pro malé jednotky poskytující službu budou nová pravidla zavádět omezení aktivačních testů, pokud to nebude technicky nutné a neohrozí to bezpečnost soustavy a dané požadované výsledky. Požadavky na předběžnou kvalifikaci zároveň nesmí vytvářet překážky vstupu na trh pro malé jednotky a nesmí být diskriminační.

7.4.1. Výměna údajů při předběžné kvalifikaci

Nová pravidla si kladou za cíl zefektivnit proces podávání žádosti a klasifikačních procesů, zajištění výměn dat mezi PDS a PPS a zaručit ekonomickou efektivnost, která zamezí zbytečným investicím do vývoje platform se stejnými funkcemi. Dále se požaduje, aby všichni poskytovatelé služeb měli k dispozici unifikovaný vstup pro podání žádosti na certifikaci zařízení, která se budou účastnit poskytování služby. Pro provozovatele soustav, kteří již své platformy nebo aplikace mají (žádosti o certifikaci, nebo účast a registraci ke službám), je cílem dosáhnout interoperability mezi těmito aplikacemi a platformami nebo registry. Dále se stanoví jasný postup žádosti, certifikace/kvalifikace, a postup výměny dat. [65]

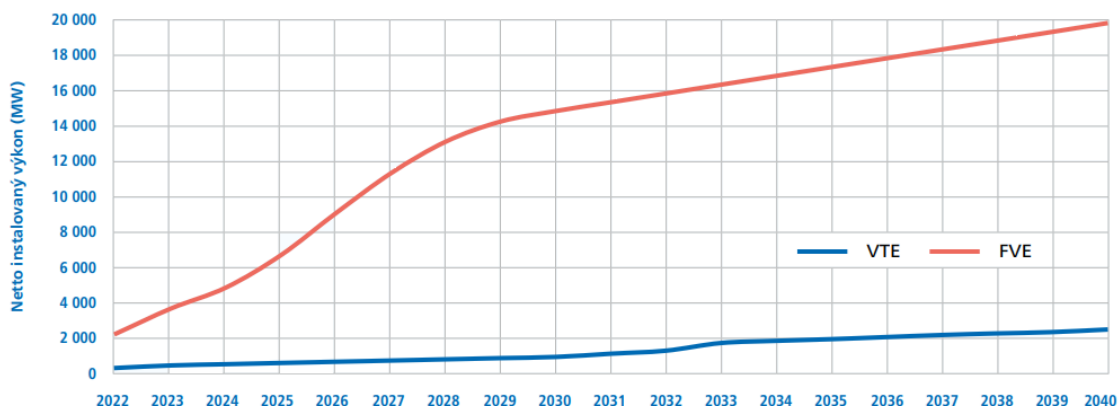
Až tento rámcový pokyn nabude platnosti Česká republika bude muset implementovat opatření do své legislativy. Již dnes, ale ČR pracuje na vývoji modelů nového trhu a jsou známy některé pojmy a postupy, které jsou v této práci použity. Hlavní důvody, proč je nezbytné se začleněním agregátora na trh zabývat jsou identifikovány v následující kapitole.

8. Nutnost potřeby agregace flexibility a její potenciál

Jak bylo vysvětleno ve výše uvedených kapitolách, mnoho zemí se zavázalo zvyšovat podíl obnovitelných zdrojů energie ve svém energetickém mixu, aby snížili emise skleníkových plynů a závislost na dovozu fosilních paliv. V ČR motivace pro zvýšení výkonu například FVE v domácnostech se provádí pomocí dotace na pořízení FVE – Nová zelená úsporám. Důvodem pořízení FVE u rodinných a bytových domů, také může pramenit z důvodu vysoké ceny energie která ČR zasáhla v roce 2022. Dále jsou dotace vypsané pro rodinné a bytové domy na akumulární systémy instalované s FVE nebo na pořízení a instalaci dobíjecí stanice pro osobní elektromobil.

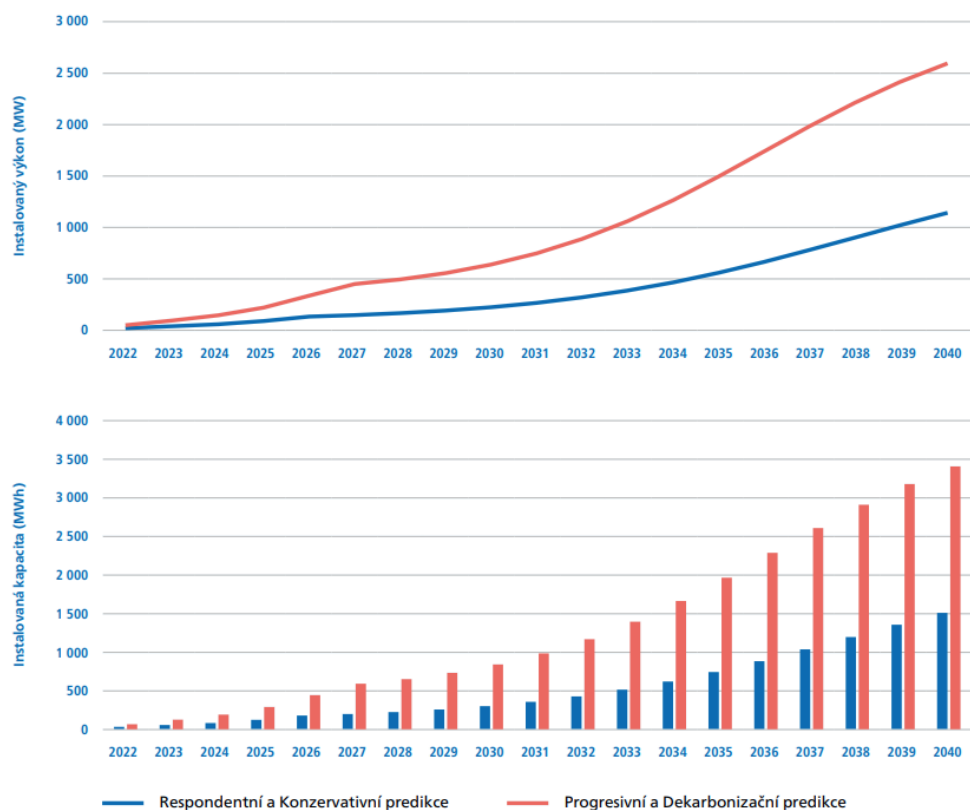
Studie zabývající se dostupností a schopností elektrických zdrojů k pokrytí poptávky po elektrické energii v daném období se nazývá **Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ 2022)**, zprávu vytváří ČEPS, kde dále analyzuje dopady různých scénářů vývoje zdrojového mixu v České republice a identifikuje možná rizika spojená s tímto vývojem.

Dle tohoto dokumentu vidíme na následujícím grafu předpoklad instalovaného výkonu FVE a VTE do roku 2040.



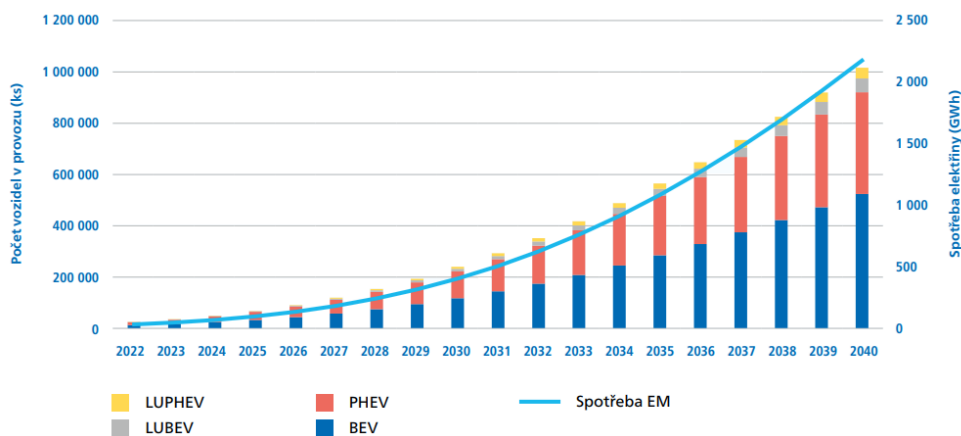
Graf 2 – Výhled vývoje netto instalovaného výkonu FVE a větrných elektráren – Dekarbonizační predikce [66]

Nárůst schválených žádostí o připojení FVE je k únoru 2023 **15 000 MW** [37], což ještě převyšuje dekarbonizační scénář z MAF a více než trojnásobně převyšuje letní minimum spotřeby ČR. Progresivní predikce dle této zprávy předpokládá že do roku 2040 bude instalovaný výkon FVE pouze přibližně 12 500 MW a konzervativní scénář 10 000 MW netto instalovaného výkonu. S instalací FVE se pojí bateriová akumulace, která se již rozšiřuje i díky poklesu ceny technologie. Vytvářejí se ale i velká bateriová úložiště vzhledem k lepší ekonomické návratnosti této technologie a podporou na její vznik z oblasti EU. Výhled vývoje bateriové akumulace je znázorněn na následujícím grafu.



Graf 3 – Výhled vývoje bateriové akumulace [66]

Co se týče elektromobility tak zde je spíše tlak EU, která cílí na celkové snižování emisí tedy i redukci emisí z dopravy. V zemích jako je Německo, Rakousko nebo Slovensko je i zavedena dotace na elektromobil, ČR je pouze dotace na pořízení nabíjecí stanice, ale je možné, že v budoucnu bude vypsána dotace i právě na elektromobily. [67]I tak je v ČR předpokládán nárůst elektromobility, což je znázorněno v následujícím grafu.

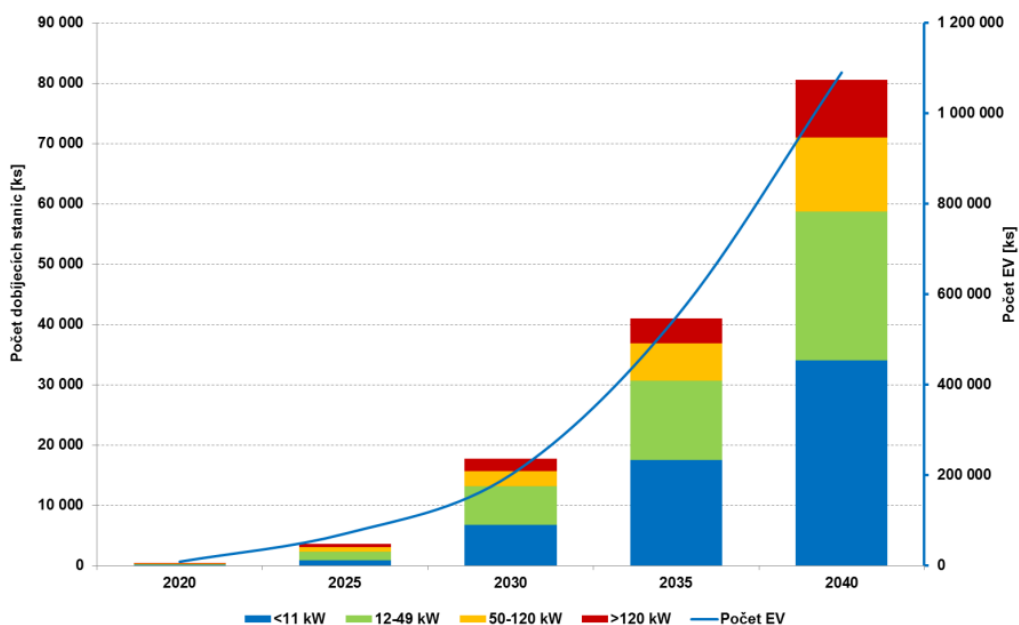


Graf 4 – Predikce vývoje elektromobility – Respondentní/Konzervativní scénář 30 [66]

³⁰ LUPHEV - Low-Use Partially High-Electric Vehicle (vozidlo s nízkou spotřebou paliva a částečným pohonem elektřinou), BEV – Battery Electric Vehicle, HEV – Hybrid Electric Vehicle, PHEV – Plug-in Hybrid Electric Vehicle

V roce 2040 se tedy očekává nárůst počtu EV na 1 milionu z dnešních přibližně 15 000 osobních BEV. Což bude znamenat. Že spotřeba elektrické energie těchto zařízení bude 2,18 TWh za rok. [66]

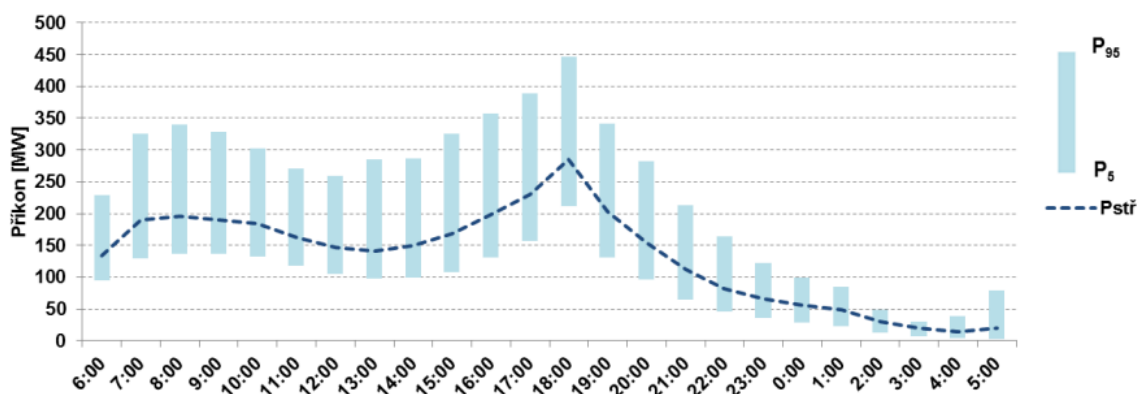
S rostoucím počtem EV souvisí i potřeba vytvoření infrastruktury nabíjecích stanic. Která je podle NAP SG následující:



Graf 5 – Očekávaná potřeba počtu a struktury veřejných dobíjecích stanic ve středním scénáři. [68]

Na území Prahy je dle stavu evidence MPO k 31.12.2022 celkem 1352 dobíjecích stanic, které provozují 2643 dobíjecích bodů³¹ (745 DC a 1898 AC).

Bez řízení nabíjení je odhad ze simulací, že budou celkové výkonové dopady do elektrizační soustavy ČR v roce 2030 následující:

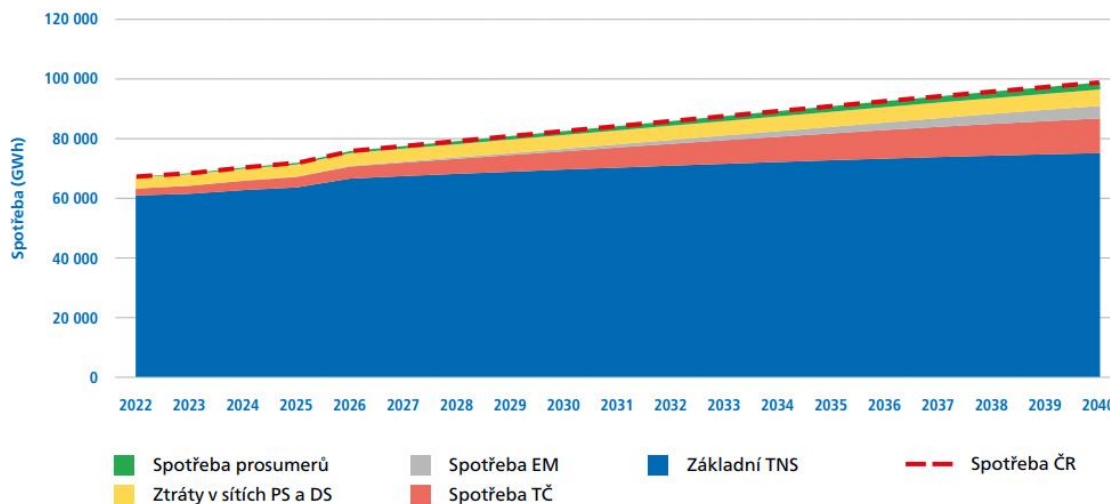


Graf 6 – Diagram nabíjení rok 2030 - střední scénář[68]

³¹ Dobíjecí bod je zařízení, které umožňuje v konkrétním okamžiku nabíjet jedno elektrické vozidlo

Další predikce předpokládá i nárůst tepelných čerpadel na necelých 1,3 milionu kusů s celkovou spotřebou 11,5 TWh za rok. [66]

Se vzrůstajícím počtem elektromobilů ale i instalací tepelných čerpadel se předpokládá i celkový nárůst netto spotřeby v ČR TNS (tuzemská netto spotřeba). Progresivní scénář této spotřeby je znázorněn na následujícím grafu.



Graf 7 – Spotřeba ČR – Progresivní scénář [66]

8.1. Potenciál flexibility na zařízeních

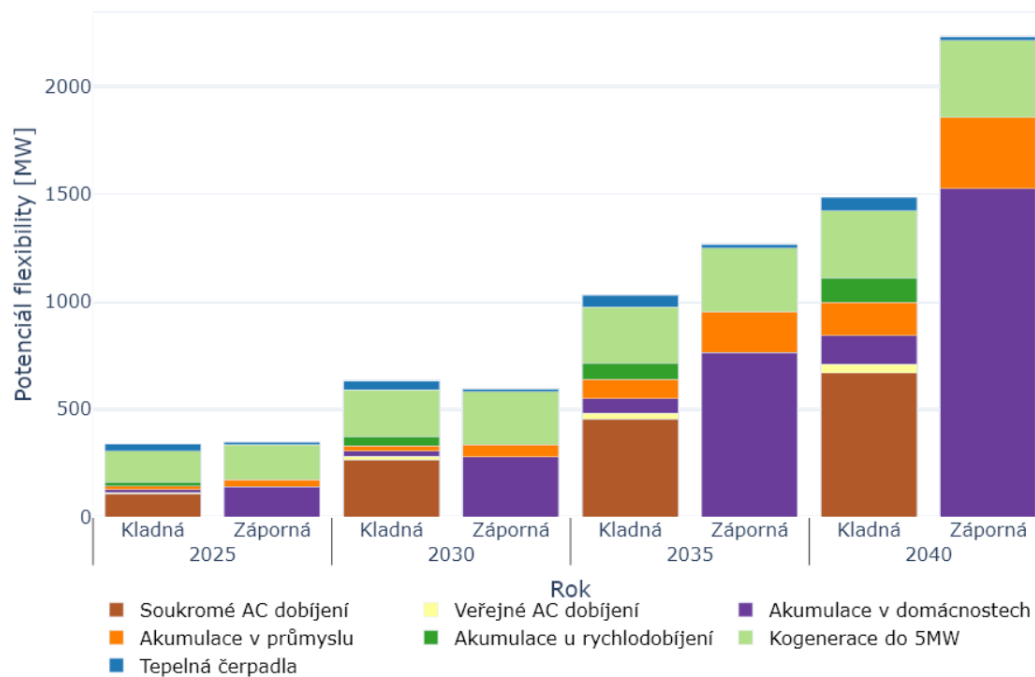
Z výše uvedených grafů je zřetelné, že spotřeba elektrické energie stoupne, ale **zvýší se i počet zařízení, s potenciálem pro dodávku flexibility**. S tímto rostoucím potenciálem je potřeba zvážit příležitosti právě pro agregaci a flexibilní řízení. Je nutné však dodat, že velikost instalovaného výkonu není přímý indikátor pro potenciál flexibilního řízení. Například bateriové technologie se většinou mohou využívat v rozsahu 20 až 80 % kapacity baterie vzhledem k jejím vlastnostem a při překročení těchto hodnot dochází k jejich rychlé devalvaci. Disponibilní výkon je jeden z parametrů flexibility. Dalšími parametry jsou **doba aktivace** a **zpoždění rebound efektu**. Následujícím navrhovaným parametrem může být zavedení **zpoždění aktivace** (časový moment mezi aktivací a skutečnou změnou spotřeby nebo výroby). Velikost dostupného výkonu při požadované době aktivace a zpoždění je potenciál kladné nebo záporné flexibility. [69]

- Kladná flexibilita je snížení spotřeby³² nebo zvýšení výroby.
- Záporná flexibilita je zvýšení spotřeby³³ nebo snížení výroby.

Potenciál kladné a záporné flexibility do roku 2040 je znázorněn na následujícím grafu.

³² Snížení zatížení odpovídá efektu zvýšení výroby.

³³ Zvýšení zatížení odpovídá efektu snížení výroby.

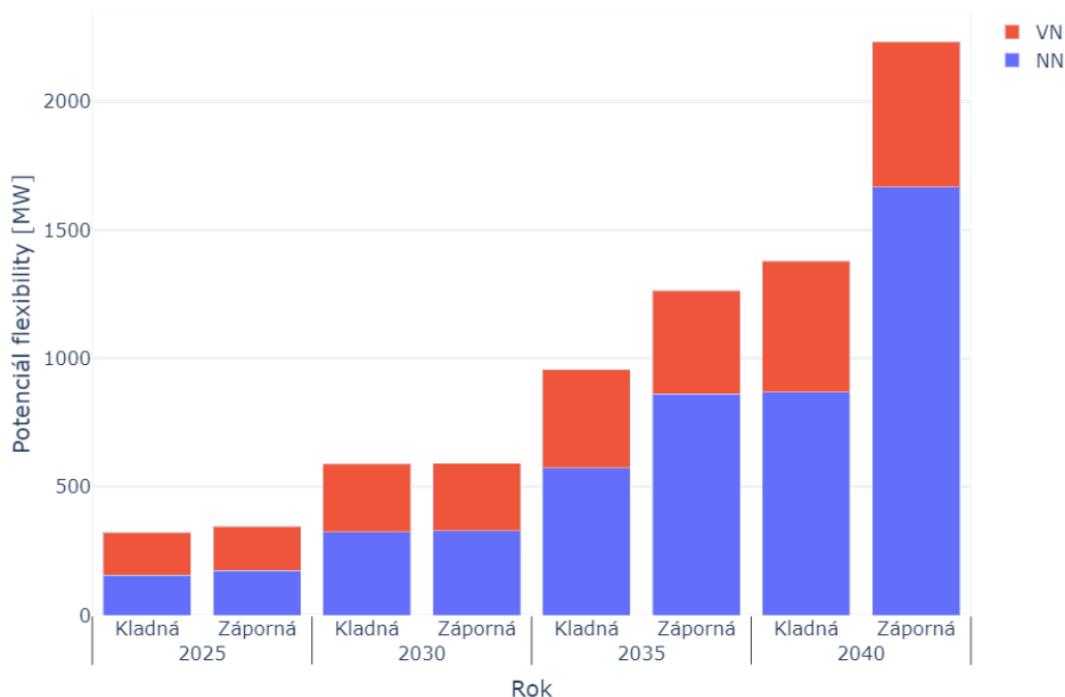


Graf 8 – Agregovaný potenciál flexibility v letech, střední scénář (simulace pro dobu aktivace 1h a zpoždění rebound efektu 4h) [69]

Z grafu je zřejmé, že akumulace v domácnostech bude mít v budoucnu velký potenciál o výkonu záporné flexibility až přibližně 1 500 MW, a to kvůli předpokládané větší instalaci bateriových systémů v domácnostech. Záporná flexibilita, tedy snižování spotřeby má v tomto scénáři větší potenciál, je to ze stejného důvodu jako dnes funguje HDO, a tedy na principu omezování spotřeby. V tomto scénáři není vzata v úvahu výroba FVE, pokud by majitelům FVE byla nabídnuta přiměřená cena za jejich vypnutí v tomto mechanismu by byl další potenciál flexibility.

Je také potřeba zmínit, časový interval flexibility, v grafu 8. jsou simulace pro dobu aktivace na 1h, mohou ale existovat zařízení která tento časový interval nedokáží splnit a nebo naopak bude požadavek na flexibilitu extrémní v řádu dní. **Bude nezbytné vytvořit rámec i co se týče maximální doby pro poskytování flexibility jednotlivými typy zařízení.**

Jak jsem již zmiňovala agregace flexibility může probíhat na straně VN i NN, rozdělení potenciálu flexibility na jednotlivých těchto hladinách je uveden v grafu číslo 9.



Graf 9 – Agregovaný potenciál flexibility v letech s rozdělením na VN a NN [69]

Z výše uvedeného grafu je vidět že potenciál na straně NN bude do budoucna až téměř trojnásobný oproti potenciálu agregované flexibility na straně VN. Je to především z důvodu, že do NN bude připojeno velké množství domácností s akumulací a tepelnými čerpadly, dále přibližně 80 % soukromého a veřejného AC dobíjení 50 % akumulace v průmyslu, 10 % kogeneračních jednotek do 5 MW a 5 % akumulace rychlodobíjecích stanic. [69]

Využívané technologie pro agregaci flexibility na hladině NN v domácnostech jsou shrnuty v následující tabulce.

Tabulka 11 – Charakteristické chování zařízení pro flexibilitu na NN [vlastní zpracování]

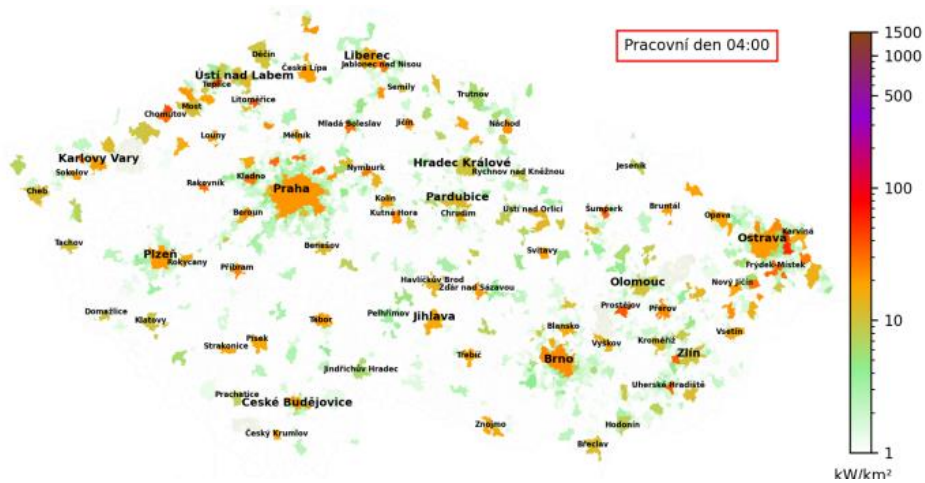
	Elektrický bojler	Tepelná čerpadla	Bateriové úložiště	Elektroauto (xEV)	Klimatizace	Přímotop	FVE
Řiditelnost	0/1	Krokově	Spojité	Spojité	Spojité	Spojité	0/1
Možná doba trvání odezvy	Hodiny	Hodiny	Hodiny	Hodiny	Minuty	Minuty	Hodiny
Směr výkonové flexibility *	Dolů	Obousměrné	Obousměrné	Obousměrné	Dolů	Dolů	Dolů
Průměrný dostupný výkon zařízení (kW)**	2 až 3	2 až 5	1 až 2***	2	1 až 2	0,5 až 3	5 až 10
Rebound efekt	Ano	Ano	Nemusí	Ano	Ano	Ano	Ne

* Dolů = snížení výkonu, nahoru = zvýšení výkonu

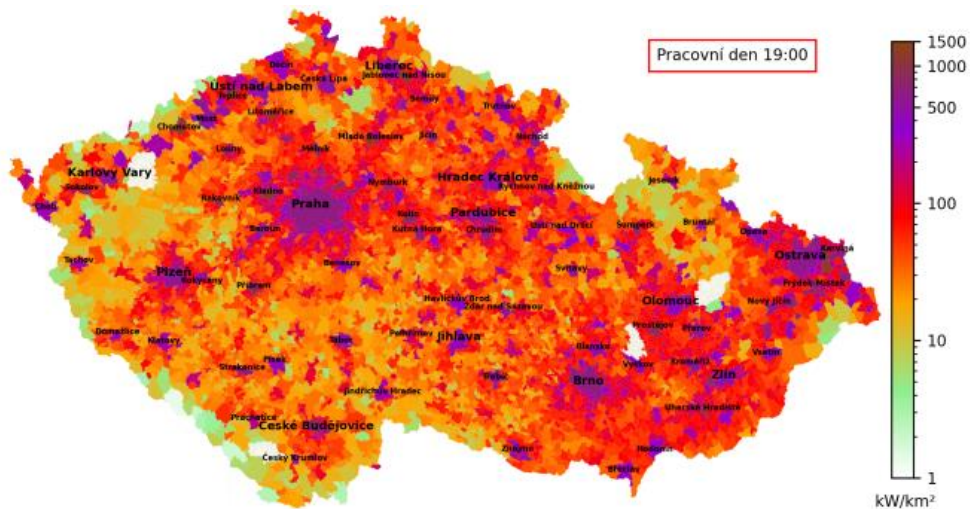
** Pro domácnosti

*** dostupný nabíjecí/vybíjecí výkon se pohybuje přibližně okolo poloviny hodnoty instalované skladovací kapacity baterie (z důvodu C rate = parametr udávající poměrný výkon baterie vůči skladovací kapacitě v návaznosti na typ baterie (chemie))

Velikost potenciálu flexibility těchto zařízení závisí na jejich výskytu což je v tomto případě v místě největšího užívání, potenciál flexibility tedy přímo úměrně souvisí s hustotou osídlení. Následující mapy znázorňují nejvyšší a nejnižší potenciál flexibility v roce 2040 a 2030.[69]

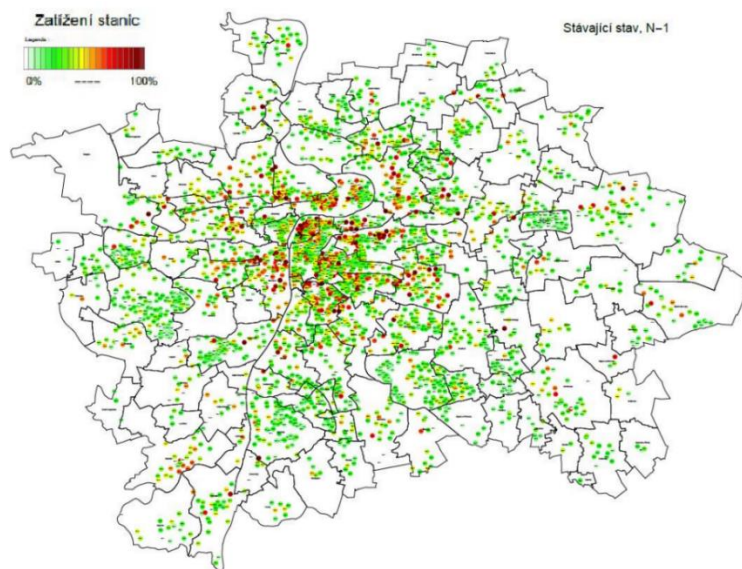


Obrázek 18 – Nejnižší hodnoty potenciálu flexibility jaro/podzim 2030, útlum pracovního dne, kladná flexibilita[69]

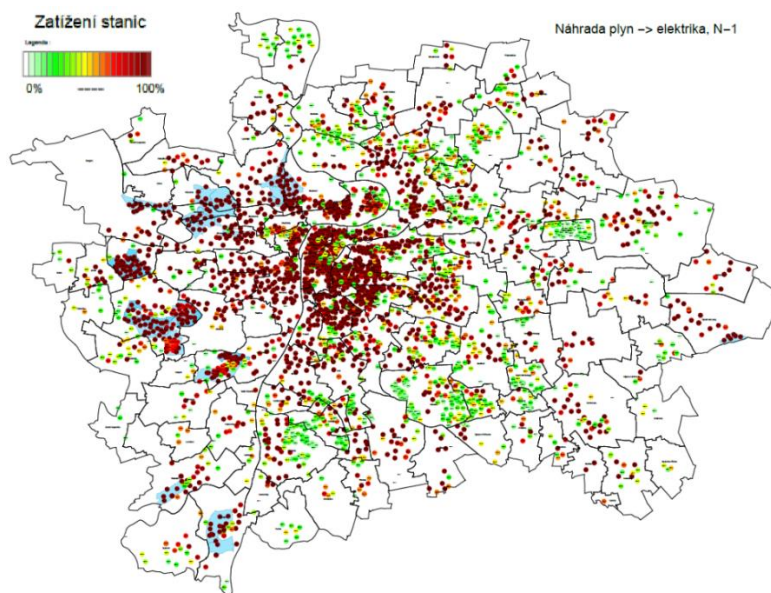


Obrázek 19 – Nejvyšší hodnoty potenciálu flexibility zima 2040, špička pracovního dne, záporná flexibilita[69]

Srovnání předpokládaného zatížení na obr. 19 a 20. ukazuje, že největší potenciál flexibility bude v hustě zalidněných oblastech, kde bude s největší pravděpodobností i vysoké přetížení DTS. **Přetěžování distribučních transformátorů bude v následujících letech klíčovým problémem PDS vzhledem k předpokládanému růstu počtu elektrických aut, tepelných čerpadel, a i nevyůčnou instalací dobíjecích stanic.** Přetížení transformátorů bude nejpravděpodobnější v oblastech hustého zalidnění, kde je vysoký odběr a není zde možnost, nebo je velmi omezená, budovat transformátory nové. Přetížení transformátorů znázorňují následující obrázky pro Prahu, kde je právě největší hustota obyvatelstva v ČR na km².



Obrázek 20 – Stávající stav zatížení distribučních transformačních stanic v Praze[70]



Obrázek 21 – Stav zatížení distribučních transformačních stanic v Praze při přechodu od plynu na elektřinu nebo jiných zatížení k roku 2040[70]

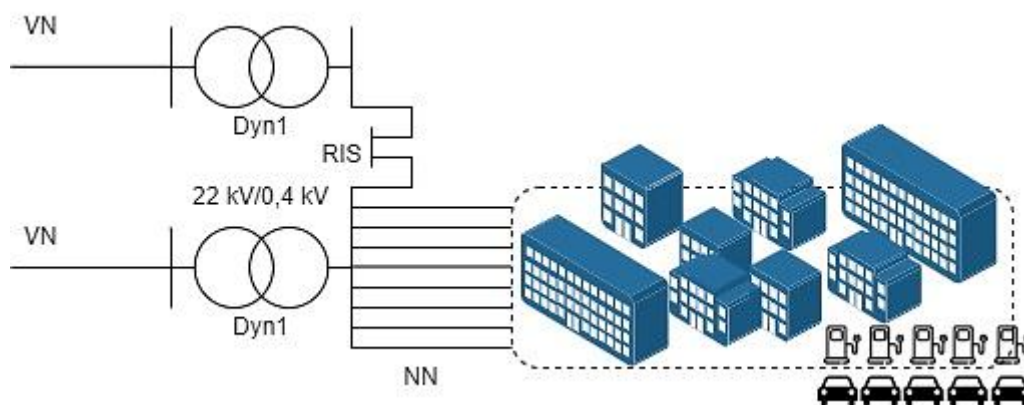
Jedním z řešení takového přetížení by mohla být agregace flexibility, která by v případě potřeby instalace například dobíjecích stanic pro elektromobil při nedostatku transformační kapacity pomohla s alokací elektřiny na sekundární straně transformátoru tak, aby k výstavbě elektro nabíjecí stanice dojít mohlo. Agregace flexibility by tímto mohla pomoci distribučním sítím, ale i přes sofistikované řešení agregace se přenosové a distribuční sítě neobejdou bez nákladů vynaložených na obnovu a rozvoj infrastruktury.

9. Model nezávislého agregátora pro provoz nabíjecích stanic

V návaznosti na identifikované problémy se dále budu zabývat možným přetížením transformátorů v distribuční síti z důvodu předpokladu nárůstu počtu elektromobilů a budoucí instalace velkého množství nabíjecích stanic pro elektromobily a možnosti jeho odstranění využitím agregované flexibility. Z grafu 4. je zřejmé, že do roku 2030 se předpokládá nárůst počtu elektromobilů z dnešních 15 000 osobních BEV na 200 000 elektromobilů, a z toho přibližně 100 000 elektromobilů typu BEV. S tím souvisí i počet nabíjecích stanic, který by měl dle grafu 5 vzrůst do roku 2030 na necelých 20 000 kusů. Z toho se předpokládá, že přibližně 7 000 ks nabíjecích stanic bude disponovat příkonem do 11 kW, 7 000 ks stanic příkonem mezi 12 a 49 kW, 2 000 ks 50 až 120 kW a 2 000 příkonem větším než 120 kW. Tento nárůst celkového nového požadovaného výkonu v síti bude mít dopad zejména na distribuční transformační stanice (DTS), jejichž počet a celkový instalovaný výkon s velkou pravděpodobností, jak můžeme vidět na obrázku 21. a 22., nebude dostačující, pro přenos výkonů pro potřeby dobíjecích stanic.

Modelový praktický příklad mé práce bude spočívat v analýze simulované oblasti napojené na jednu DTS, kde bude nezávislý agregátor provozovat nabíjecí stanice pro elektromobily. Cílem bude zmapovat zatížení DTS po vystavění stanic a případném řízení přetížení pomocí agregace flexibility v této oblasti. Vše bude modelováno na reálných datech poskytnutých společností PREdistribuce. A.s. V návaznosti na tento cíl je vytvořen a simulován modelový příklad průběhu aktivace agregované flexibility a je simulován možný reálný dopad rebound efektu. Tento komplexní model je následně technicko-ekonomicky vyhodnocen.

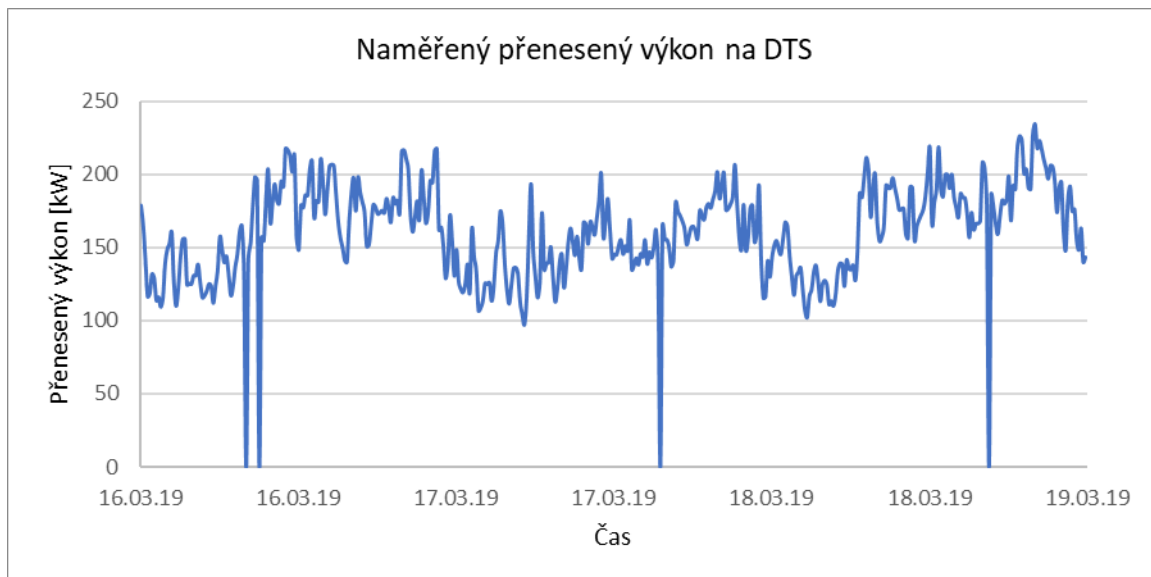
Na následujícím obrázku je graficky reprezentován uvažovaný modelový příklad připojení obydlené městské oblasti na sekundární stranu distribučního transformátoru s nově vystavěnými dobíjecími stanicemi. Pro možné provozování těchto stanic je důležité zmapovat a identifikovat technické a přenosové možnosti stávajícího transformátoru. Této problematice a analýze prvotních dat je věnována následující kapitola.



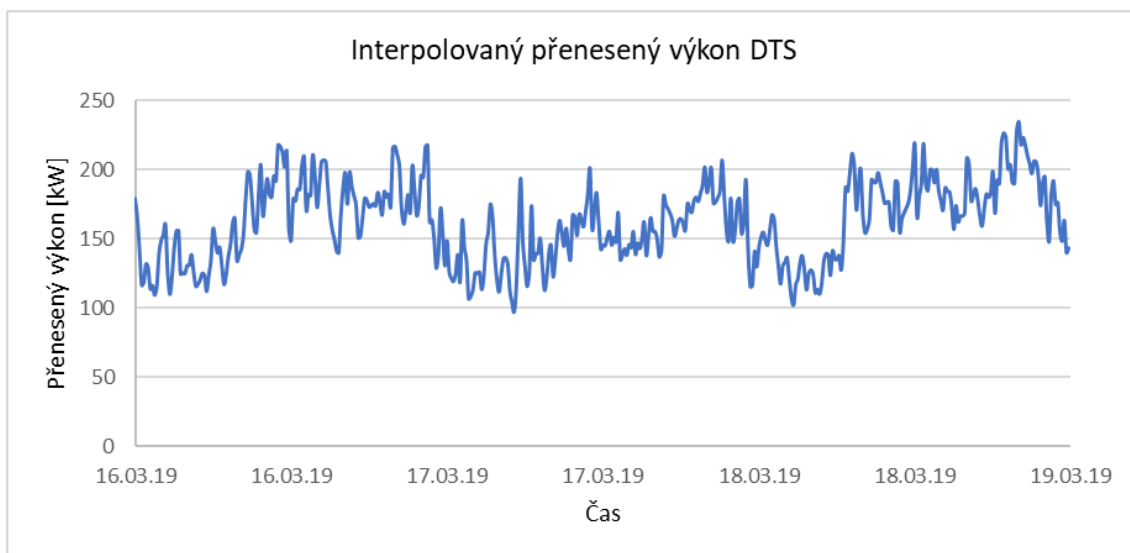
Obrázek 22 – Schéma připojení obydlené oblasti s instalací dobíjecích stanic [vlastní zpracování]

9.1. Popis použitých dat

Pro ukázkou praktického příkladu průběhu zatížení a jeho možného řešení jsem použila data poskytnutá společností PREDi, a.s. K dispozici jsem dostala reálná naměřená data distribučních transformačních stanic ze zabydlených oblastí s výskytem především domácností, která jsou měřena po kroku 10 minut za rok 2019. Z důvodu objemu naměřených dat jsem data, pro možnosti výpočtu, přepočítala na data hodinová. Z důvodu ochrany údajů jsem číselná označení DTS anonymizovala a nazvala je TRFA a TRFB. Pro ukázky výpočtů budu používat TRFA. Některá data bylo nutné interpolovat, a to z důvodu nefungujícího přenosu dat, kde na vině může být špatné měření nebo chyba komunikace. Interpolaci jsem provedla jako průměr hodnoty předcházející a následující naměřené hodnoty. Měření dále vynechávalo některé časy, kdy mohla probíhat nějaká práce na DTS, ty bylo potřeba opět interpolovat a doplnit. Následující dva grafy znázorňují provedenou interpolaci. První graf představuje stávající data po deseti minutách a druhý graf již reprezentuje data interpolovaná.

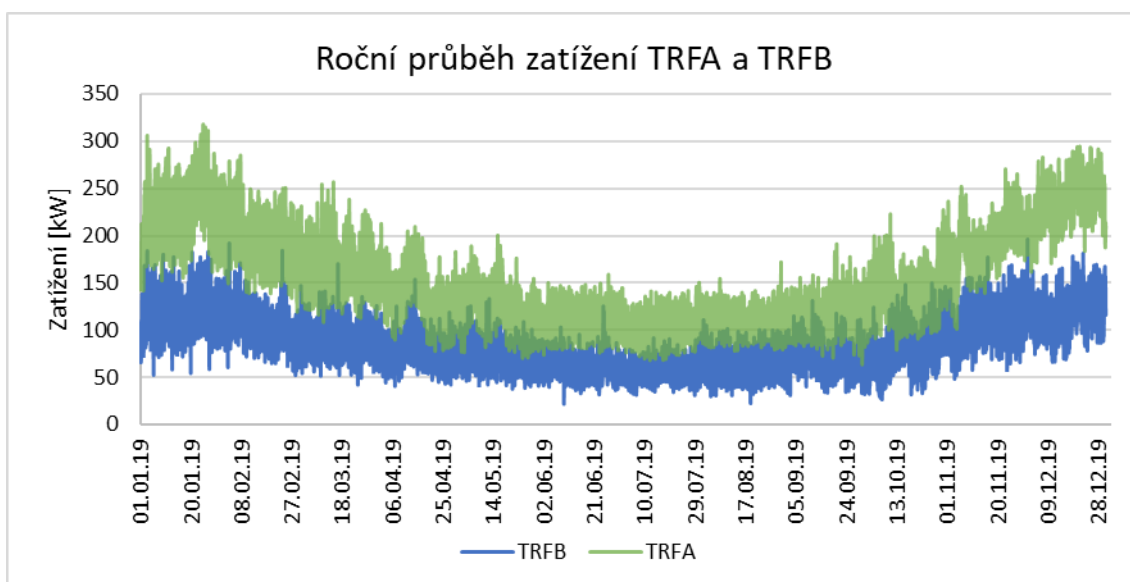


Graf 10 - Naměřený přenesený výkon DTS po 10 minutách



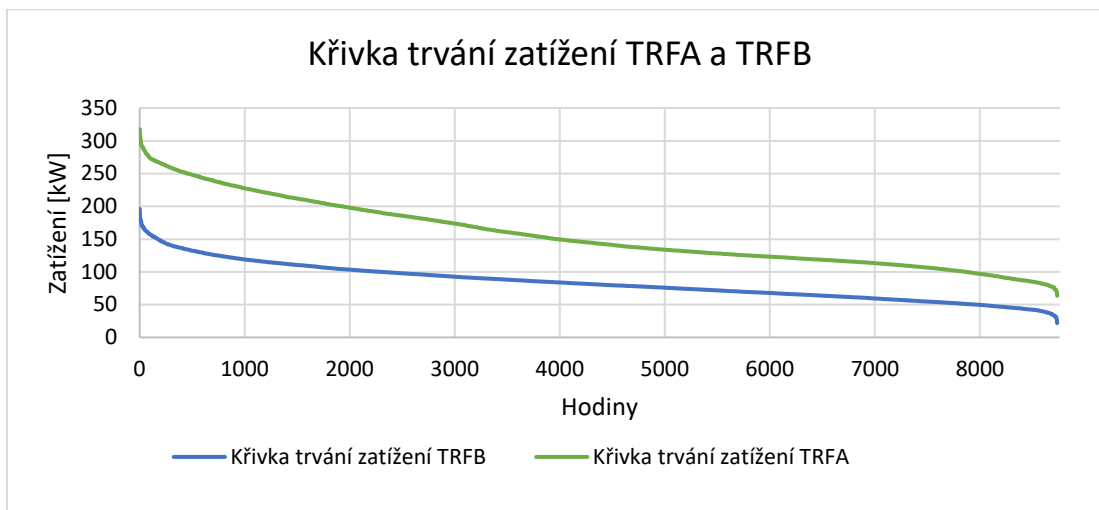
Graf 11 - Interpolovaná data naměřeného přeneseného výkonu.

Po úpravě poskytnutých dat, jsem vytvořila reálné hodinové průběhy zatížení TRFA a TRFB. Z průběhu obou grafů, které jsou zobrazeny v grafu 12., je zřejmé, že zatížení v zimních měsících je větší než v letních, což může být způsobeno elektrickým vytápěním v době topné sezóny, jiným chováním spotřebitelů v daných obdobích nebo obecně nižší potřebou teplé vody a tepla v obdobích letních. Dále vidíme, že zatížení TRFA je větší než TRFB, a to téměř dvojnásobně, také TRFA má strmější nárůst spotřeby v zimním období. Větší zatížení je způsobeno větším množstvím připojených OM a tvar zatížení jejich chováním. U TRFA může být více domácností, které používají pro vytápění elektřinu, kterou tedy v létě používat nemusí. Kdežto na TRFB jsou napojeny domácnosti s konstantnějším odběrem po celý rok.



Graf 12 - Roční průběh zatížení TRFA a TRFB

Z těchto dat jsem dále vytvořila křivku trvání zatížení pro obě DTS. Tato křivka (graf 13) znázorňuje počet hodin v roce, kdy se na jednotlivých DTS vyskytuje dané zatížení. Za rok 2019 bylo TRFA zatíženo maximální hodnotou výkonu 325 kW, přičemž zatížení více než 200 kW trvalo téměř 2 000 hodin v roce (z grafu 12 vidíme, že to bylo v zimních měsících). TRFB bylo maximálně zatíženo výkonem 200kW.

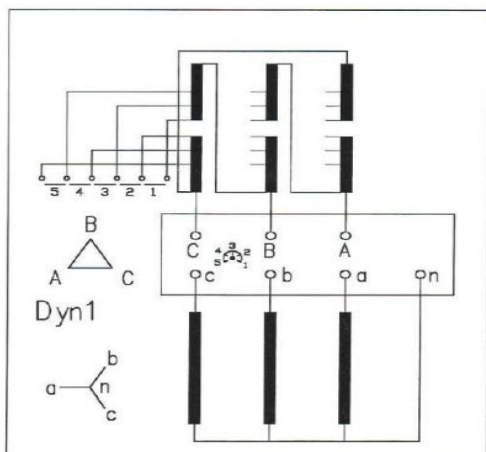


Graf 13 - Křivka trvání zatížení TRFA a TRFB

Dále jsem pro své výpočty měla k dispozici hodinová data jednotlivých odběrných míst s různými distribučními tarify za jeden celý rok. A také vteřinová roční data domácnosti, která disponuje různými elektrickými spotřebiči a zařízeními (TČ, baterie, elektrokotel, čerpadlo). Na těchto datech budu tedy moci ukázat přesné chování tepelného čerpadla či elektrokotle v průběhu dne.

9.2. Popis distribuční transformační stanice

Distribuční transformační stanice je elektrické zařízení pro transformaci vysokého napětí na napětí nízké. Na hladině NN v městské aglomeraci s výskytem průmyslových zařízení je nejčastější typ DTS Dyn1. Tento typ má vinutí vyššího napětí zapojeno do trojúhelníku (D) a vinutí nižšího napětí do hvězdy s uzemněním (Y). Tento transformátor je vhodný pro síť s nerovnoměrným zatížením, což je pro tento typ odběrů jako jsou domácnosti a průmyslové podniky žádoucí.



Obrázek 23 – Schéma zapojení transformátor Dyn1 VN/NN [71]

Distribuční stanice VN/NN mají zpravidla jmenovitý výkon 630 kVA. Dlouhodobá výkonová využitelnost trafo je vzhledem k jeho životnosti a jeho technickým parametrům dle normy ČSN IEC 60076-12 doporučována na hodnotu maximálně 70 % nejvyššího jmenovitého výkonu což je 450 kVA z důvodu rezervního výkonu. Tato hodnota by neměla být v reálném provozu překročena.

Jmenovitý výkon 630 kVA udává zdánlivý výkon S_n , pro přepočet činného výkonu je třeba znát účinník $\cos \varphi$. U distribučních transformátorů 630 kVA společnosti PREdistribuce .a.s. se účinník pohybuje mezi 0,98 a 0,999. U TRFA jsem vypočítala průměrný účinník za rok 2019 0,98 a u TRFB 0,99. Maximální činný výkon (i s ohledem na 70% limit zatížení), kterým je možné zatížit DTS je:

$$P_T = S_n \times \cos \varphi \times 0,7 = 630 \times 0,98 \times 0,7 = 434,7 \text{ kW} \quad (8)$$

Tyto trafo mají nejčastěji za rozvaděčem transformátoru 10-12 sekundárních vývodů, kabelů na hladině NN. Z toho celkového počtu je 8-10 vývodů využívaných aktivně pro odběr zákazníků. Rezervní vývody jsou využívány pro připojení další DTS, pomocí vyvedení do rozpínací integrační stanice (RIS), nebo pro náhradní připojení v případě poruchy nebo výpadku. NN kabely jsou nejčastěji typu AYKY 3x240 +120, což jsou podzemní kabely s PVC izolací a PVC pláštěm s hliníkovým jádrem (Al), někdy jsou používány i jádrem měděným (Cu). AYKY kabel uložený v zemi má při teplotě okolí 20°C proudovou zatížitelnost 360 A. Maximální výkonový přenos kabelu při 20°C lze vypočítat podle následujícího vzorce.

$$P_k = U_f \times I \times 3 = 230 \times 360 \times 3 : 1000 = 248 \text{ kW} \quad (9)$$

Je důležité zdůraznit, že 248 kW je maximální výkonový přenos kabelu, je to z důvodu zatížení, které se mění kvůli oteplování, okolních podmínek anebo případné degradaci kabelu vlivem

dlouhodobého vyššího zatěžování. Z výkonového zatížení DTS a AYKY kabelu, je zřejmé, že počet OM a tedy i velikost zatížení na straně odběrů limituje provozní výkon transformátoru $P_T = 434,7 \text{ kW}$ a ne výkonový přenos NN kabelu $P_K = 248 \text{ kW}$, i v případě, že bychom všechny kabely zatížili na téměř maximální možné hodnoty. DTS by musela umožnit přenos téměř $2\,000 \text{ kW}$. Stanovení počtu OM na jednom DTS může být odhadnuto pomocí velikosti jističů jednotlivých domácností nebo podle jejich stupně elektrizace. Tento výpočet by ale zanedbával různorodé chování jednotlivých odběratelů, jinými slovy řečeno ne všechny domácnosti pustí své spotřebiče najednou, někdo si čaj vaří v 7:00 ráno někdo v 6:00 nebo 8:00 hodin, z toho důvodu je třeba soudobost zohlednit, a pro stanovení počtu OM soudobost použít.

9.3. Simulace počtu OM na DTS

Pro určení výpočtového soudobého zatížení se vychází ze stupně elektrizace, na jehož principu se uvažuje soudobý příkon bytu. Pro výpočet činitele soudobosti se využívá Ruscův vzorec. Příklad výpočtu činitele soudobosti pro tři byty ve skupině je znázorněn v následujícím výpočtu

$$\beta_n = \beta_\infty + \frac{1 - \beta_\infty}{\sqrt{n}} = 0,2 + \frac{1 - 0,2}{\sqrt{3}} = \mathbf{0,66} \quad (10)$$

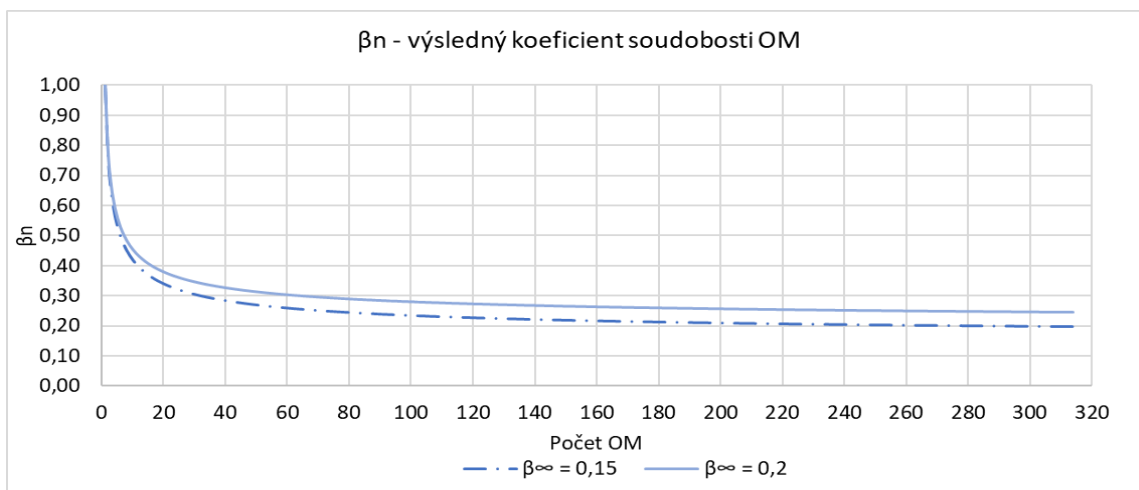
Kde

β_n – koeficient soudobosti pro uvažovaný počet bytů ve skupině

β_∞ - koeficient soudobosti pro 100 a více bytů (0,15 – 0,2), volila jsem 0,2

n – počet bytů ve skupině (počet připojovaných OM)

Čím více OM bude připojeno na DTS, tím menší bude koeficient soudobosti, díky čemuž může být na DTS více připojených OM. Koeficient soudobosti nekonečného počtu OM lze považovat 0,15. Pro OM s podobným průběhem spotřeby, nebo na sídlištích pro skupiny obyvatel podobného zaměstnání a způsobu života se koeficient udává mezi 0,15 a 0,2.



Graf 14 - Výsledný koeficient soudobosti OM – β_n

Dalším důležitým parametrem při výpočtu soudobosti je stupeň elektrizace jednotlivých OM. Následující tabulka zobrazuje stupeň elektrizace s přiřazeným soudobým příkonem a popis využití elektrické energie v domácnostech pro daný stupeň a pravděpodobný tarif, který jednotlivé stupně mohou mít.

Tabulka 12- Stupeň elektrizace s doplňujícími informacemi

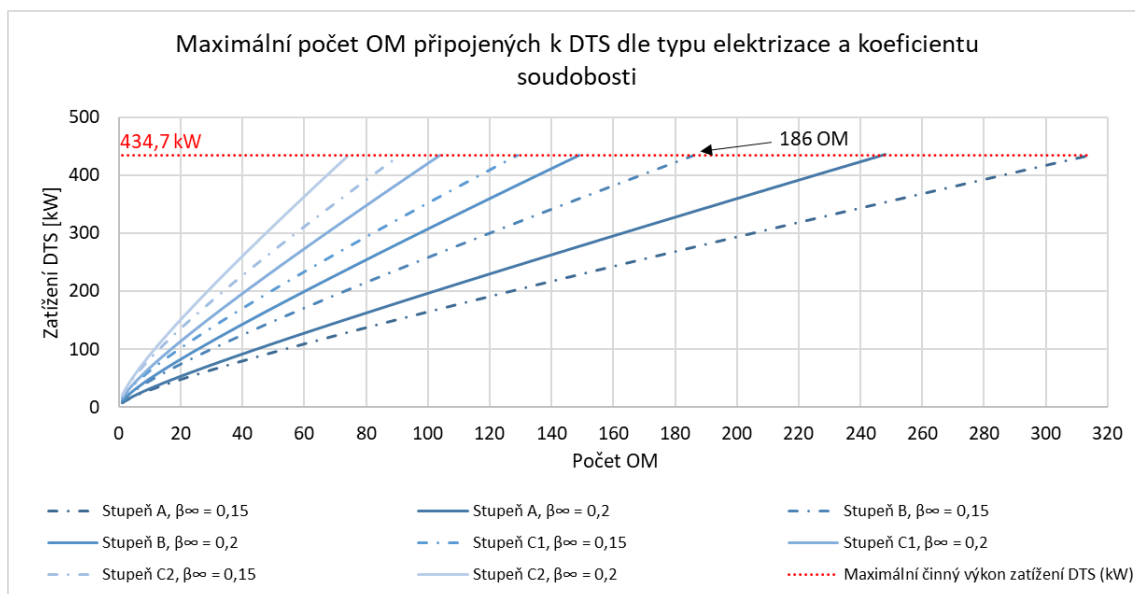
Stupně elektrizace	Soudobý příkon bytu P _b (kW)	Příkon (kVA)	Použití elektrické energie	Tarif
A – základní elektrizace	7	< 3,5	K osvětlení a k napájení běžných domácích spotřebičů (lednice, vysavače a elektronika)	D01d, D02d
B – vyšší elektrizace	11	> 3,5	A + vaření a přípravě TUV (el. sporák, vařič, akumulární ohřev vody nebo průtokový ohřivač vody). Elektrické vytápění není zastoupeno.	D25d, D26d
C – plná elektrizace	C1	15*	Dle zařízení	Vytápění, vaření a přípravě TUV (akumulární nebo přímotopné vytápění, el. sporák, akumulární ohřev vody nebo průtokovými ohřivači).
	C2	20*		

*Soudobý příkon je udáván dle zařízení v domácnosti, pro zjednodušení výpočtu jsem hodnoty v kategorii C1 a C2 stanovila pro všechny OM stejné (15 kW a 20 kW)

Výpočet maximálního množství OM tedy závisí na jejich soudobém příkonu a koeficientu soudobosti. Ve výpočtu (8) uvádím, že maximální možné zatížení DTS je 434,7 kW, na tuto hodnotu tedy dimenzuji počet OM dle jednotlivých skupin. Soudobý výkon skupiny maximálního počtu připojených OM je vypočítán dle následujícího vzorce:

$$P_n = \sum P_b \times \beta_n = 148 \times 11 \times 0,265 = 432,66 \text{ kW} \quad (11)$$

Z výpočtu je zřejmé, že abych vyhověla podmínce $P_n = 434,7 \text{ kW}$, na **DTS mohou připojit maximálně 148 OM stupně elektrizace B s $\beta_\infty = 0,2$** (Pro tento počet OM je koeficient soudobosti vypočten na 0,265) a **186 OM s $\beta_\infty = 0,15$** . Následující graf znázorňuje maximální počet OM dle stupně elektrizace a koeficientu β_∞ .



Graf 15 - Maximální počet OM připojených k DTS dle typu elektrizace a koeficientu soudobosti

Počet OM tedy závisí na lokalitě a typu OM, menší počet OM bude v části města, kde se nacházejí moderní rodinné domy s technologiemi jako je TČ, klimatizace, a jiné spotřebiče s větším příkonem a velký počet OM může být v centru města nebo na sídlištích, kde se používá jiný zdroj pro vytápění, než je elektrický a odběr elektřiny je omezen pouze na klasické spotřebiče. Výše uvedený graf znázorňuje pouze maximální počet OM typu domácností. V zabydlených oblastech samozřejmě přibudou OM nebytových odběru jako jsou školy, školky, zdravotnická zařízení, restaurace, hotely a ubytovací zařízení, obchody, podzemní garáže, administrativní budovy, čerpací stanice. Výpočet maximálního zatížení těchto nebytových odběrů se nachází v podnikové normě PREdi. – Zásady navrhování sítí NN. [73]

9.4. Popis uvažovaného scénáře pro výstavbu nabíjecí stanice

Po konzultaci s odborníky z PRE, a.s. jsem stanovila scénář, který uvažuje umístění DTS ne v centru Prahy, ale na jeho kraji, kde se vyskytují domácnosti v bytových domech a domy rodinné. Distributor na území Prahy má rozdělení dle základního charakteristického typu zástavby, jsou to:

- **Centrální oblasti**, kde se nacházejí převážně vícepodlažní bytové domy a pro vytápění je použito CZT, plyn a výjimečně elektřina, stupeň elektrizace je zde A, B a výjimečně C.
- **Sídliště**, zde se nachází vícepodlažní bytové domy, které pro vytápění používají CZT, stupeň elektrizace je zde A a B.
- **Vilové čtvrti, rodinné domy a krajové obce**, zde se pro vytápění používá převážně plyn a elektřina, ve výjimečných případech CZT. Stupeň elektrizace je zde zastoupen všemi kategoriemi A, B a C.

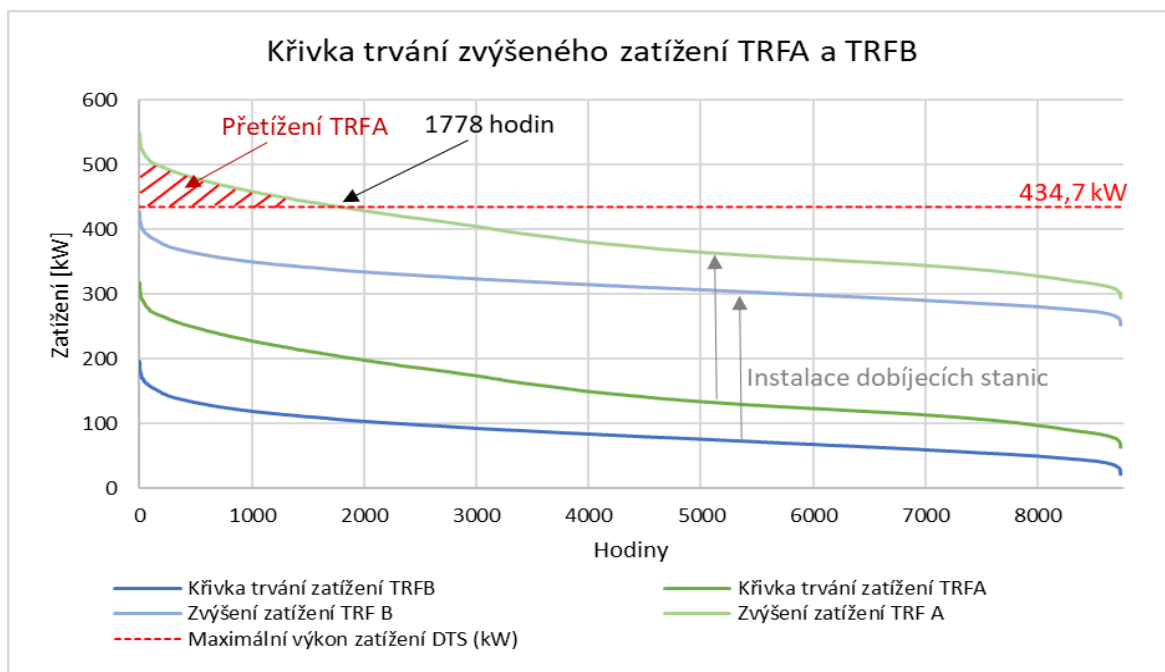
Pro svou práci jsem tedy zvolila oblast **Vilové čtvrti, rodinné domy a krajové obce, což odpovídá zatížení zobrazeného TRFA**. Tedy taková oblast, kde jsou i rodinné domy nebo vily a k tomu bytové jednotky umístěné v bytových domech. Není to tedy výskyt na sídlišti, ani v centru Prahy jen s bytovými jednotkami, ani pouze nové rodinné zástavby na okrajích Prahy. Na těchto místech mají uživatelé tarify jako jsou D01d, D02d, D25d, D26d, D45d (dnes již neplatná sazba, od 2017 zrušeno) a D57d. Mohou se vyskytovat i OM s elektromobilem což je sazba D27d. Distribuční tarify se určují podle zařízení v domácnostech, a tedy v takovéto oblasti je zastoupení pestré. Domácnosti v této oblasti vlastní v závislosti na tarifu, TČ, klimatizace, přímotopy a elektrické bojler, což řadíme k energeticky náročnějším spotřebičům s možností chytrého řízení, pokud to zařízení umožňuje. Tato oblast je tedy ideální pro agregaci těchto zařízení. Zároveň je zde větší pravděpodobnost zajištění parkovacích stání vzhledem k prostoru, který je v centru Prahy naprosto nedostatečný vzhledem k velké hustotě zalidnění a počtu automobilů.

V dané oblasti bude chtít agregátor vystavět 6 dobíjecích stanic z toho 4 nabíjecí stanice budou pomalého typu AC 2x22 kW a 2 stanice DC s rychlonabíjením 60 kW. Celkem tedy 10 míst pro nabíjení elektromobilů (dobíjecích bodů). Koeficient soudobosti dobíjecích stanic AC je 0,8 a pro dobíjecí stanice DC 0,75 z důvodu rychlejšího nabíjení.

$$P_{dob} = P_{22} \times \beta_{AC} + P_{60} \times \beta_{DC} = 176 \times 0,8 + 120 \times 0,75 = \mathbf{230,8 kW} \quad (12)$$

Vzhledem k jejich soudobosti se výstavbou této stanice zvýší zatížení dané DTS maximálně o 230,8 kW. Pro realistické zatížení DTS jsem uvažovala předpokládaný průběh nabíjení na dobíjecí stanici dle dokumentu NAP SG - Aktualizace predikce vývoje elektromobility v ČR do roku 2045. [41]

Na následujícím grafu je znázorněna křivka maximálního trvání zatížení po instalaci těchto nabíjecích stanic s ohledem na započítání soudobosti.



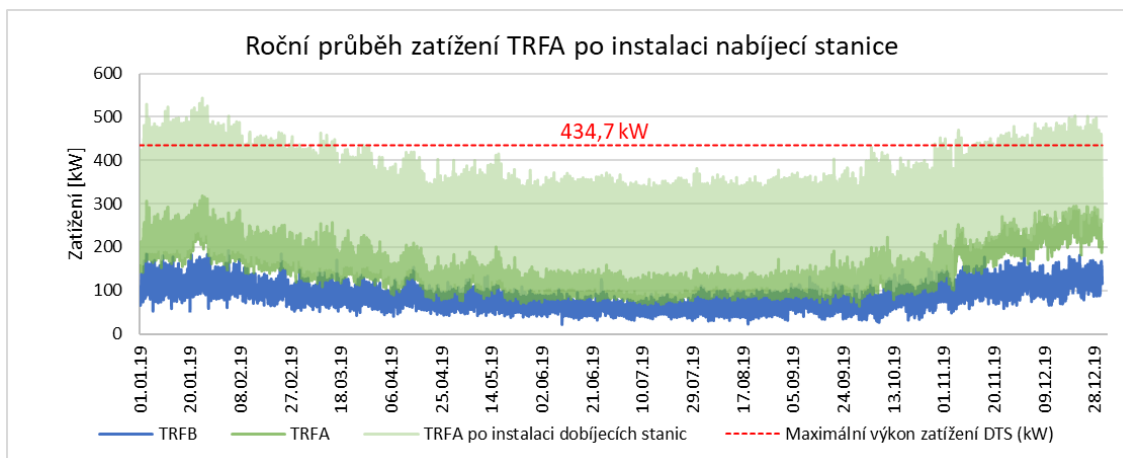
Graf 16 - Křivka trvání zvýšeného zatížení TRFA a TRFB

Z grafu je zřejmé, že na území TRFA, což je oblast, kde agregátor chce vystavět nabíjecí stanice je přenosová kapacita DTS pro plánovanou výstavbu nedostatečná. Konkrétně překračuje limitní maximální hodnotu zatížení 1778 hodin v roce. Kvůli tomuto omezení by investor svůj záměr v této oblasti nemohl realizovat a musel by podat žádost a vyčkat na vystavění nového transformátoru, což by mohlo trvat až několik let nebo by musel počkat na předpokládané posílení DTS. Posílení DTS 630 kVA se plánuje v oblastech vysokého zatížení, a to způsobem zdvojení na 2 x 630 kVA, v místech s dostatečným prostorem anebo navýšení na 1 000 kV, tam kde je prostor omezen. Tento krok by ale také mohl trvat v řádů let. **Zmiňovaný problém by mohla vyřešit agregace flexibility v dané lokalitě se zaměřením na řízení přetížení sítě.** Je ještě důležité podotknout, že toto je nejhorší možný scénář. Průběh nabíjení aut nebude po celý rok konstantní a nebude zde probíhat ani 100 % odběr. Nabitá auta, někdy parkují déle u dobíjecích stanic, než je jejich nabíjecí čas a také se stává, že z důvodu nedostatku parkovacích míst na území Prahy parkují na těchto místech auta na klasický spalovací motor a tím pádem nabíjecí stanice není možné použít. Výkony se také pohybují pod maximálním výkonem nabíječky v závislosti na typu auta a jeho instalované baterii. Nicméně pro praktickou ukázkou agregace flexibility se zaměřením na řízení přetížení sítě je tento model dostačující.

pohybují pod maximálním výkonem nabíječky v závislosti na typu auta a jeho instalované baterii. Nicméně pro praktickou ukázkou agregace flexibility se zaměřením na řízení sítě je tento model dostačující.

Z grafu 16. můžeme vyvodit závěr, že červená vyšrafovaná plocha je maximální množství energie, kterou bude muset agregátor flexibility agregovat a poskytnout. V nejvyšší možné špičce,

tedy v zimním období (což značí i graf 17.), bude muset agregátor flexibility agregovat a umět poskytnout **minimálně 114 kW** energie na agregovaných zařízeních.



Graf 17 - Roční průběh zatížení TRFA po instalaci nabíjecí stanice

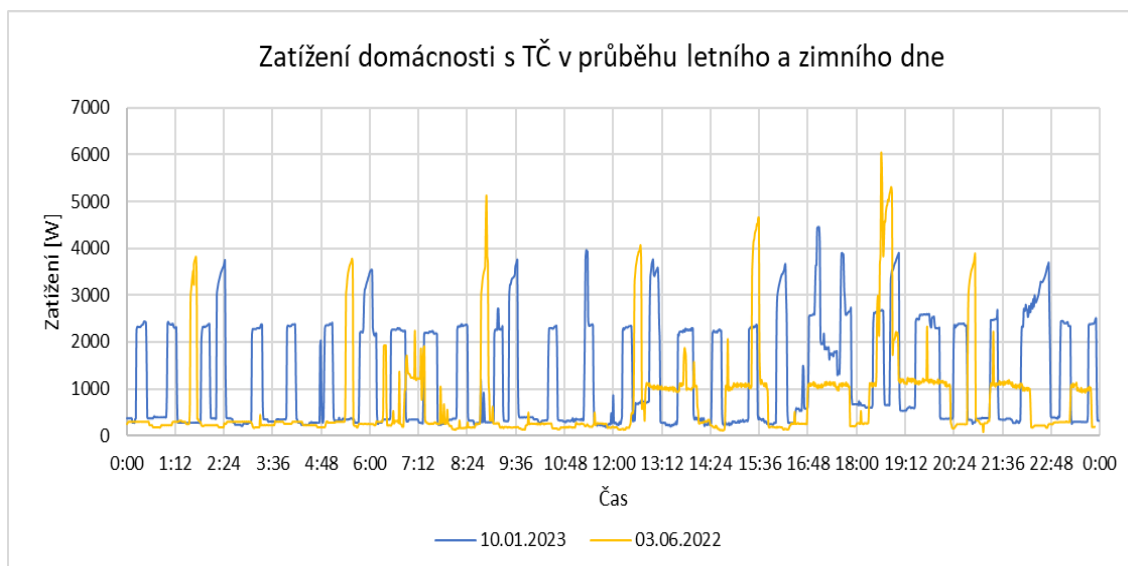
Jestli by takový výkon mohl agregátor získat je důležité zjistit skrz analýzu počtu a typu OM na území, která jsou připojena na TRFA. Jak jsem již zmiňovala TRFA je umístěno v zástavbě typu **Vilové čtvrti, rodinné domy a krajové obce**, kde jsou elektrizace všech skupin A, B i C. Z grafu číslo 15. vidíme, že počet OM na tomto místě může být přibližně od 70 s elektrizací C2 až 315 OM skupiny A. Dále předpokládám, že se zde vyskytují nebytové zástavby. Pro takovýto scénář vzhledem k průběhu zatížení TRFA v grafu číslo 12. můžeme konstatovat, že se zde nachází OM disponující zařízeními na elektrické vytápění, jakou jsou TČ, boilers, přímotopy, elektrokotle a akumulární vytápění, tedy zařízení vhodné pro agregaci.

Scénář bude tedy uvažovat s následujícím počtem OM s daným typem zařízení v domácnosti:

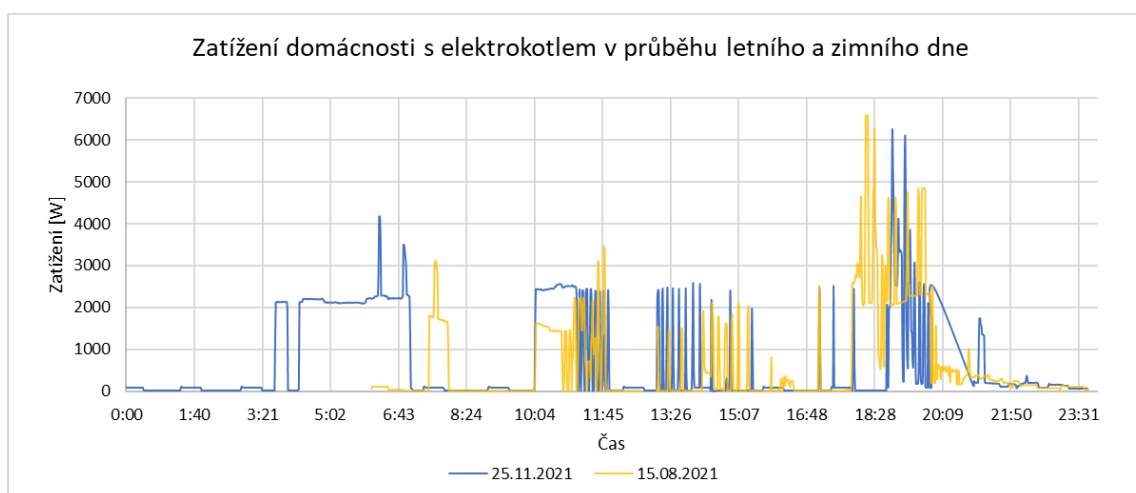
Tabulka 13 – Disponibilní výkon zařízení TRFA v kW

Průmerný dostupný výkon v zimním období						
Stupeň elektrizace	Zařízení	Disponibilní střední hodnota výkonu reálných měření	Teoretický disponibilní výkon (instalovaný výkon zařízení)	Počet OM přihlášených k agregaci	Disponibilní výkon střední hodnoty	Disponibilní výkon instalovaný
C	Tepelná čerpadla	1,5	3	15	22,5	67,5
B + C	Elektrokotel	1	2	40	40	80
B	Elektrický bojler	1,5	2	50	75	150
B	Přímotop	1	2	30	30	60
Suma				135	167,5	357,5

Pro realistické přiblížení hodnot v tabulce 12. (liší se od tabulky v teoretické části) jsem z reálných dat jednoho odběrného místa s tepelným čerpadlem a druhého OM s elektrokotlem vytvořila průběh spotřeby v zimním a letním období pro tyto dvě domácnosti. Jsou to reálná naměřená data dvou domácností. Vzhledem k tomu, že flexibilitu budeme potřebovat poskytovat hlavně v zimě zajímá nás modrá křivka v obou grafech, což značí zimní období.



Graf 18 - Zatížení domácnosti s TČ v průběhu letního a zimního dne



Graf 19 - Zatížení domácnosti s elektrokotlem v průběhu letního a zimního dne

Na grafu 18. vidíme, že zařízení spíná výkon přibližně 2 400 W. Tato data jsem, přepočítala na data hodinová a průměrná střední hodnota výkonu byla přibližně 1 500 W, scénář, kdy je disponibilní výkon 1,5 kW, je tedy realističtější. To samé lze konstatovat i u grafu 18. s elektrokotlem, zde se výkon pohybuje přibližně mezi 2 200 W a 2 400 W, ale data jsou časově v průběhu dne oddělená, tento výkon není konstantní, ale skokový, takže scénář s disponibilním středním výkonem 1 kW je zde také realističtější. Z toho důvodu jsem se rozhodla pro další výpočty použít scénář s reálně naměřenými disponibilními výkony. Vzhledem k tomu, že počítám s hodinovými průběhy, budu počítat s disponibilní energií za 1 hodinu, tím pádem dostanu hodinové výkony, co zařízení mohou poskytnout. U tohoto scénáře je maximální disponibilní výkon zařízení přihlášených k agregaci 167,5 kW. Což je na vyrovnání přebytečného maximálního výkonu (který jsem počítala také jako energii za danou hodinu, můžeme tedy

konstatovat maximální potřebný výkon na 114 kW) bez započítání rebound efektu při instalaci nabíjecí stanice dostačující.

Pro spotřebu přímotopu a elektrického bojleru nemám reálně naměřené odběry, ty jsem stanovila dle jejich přibližného chování na základě TDD, dle tarifu D25d (bojler), tedy TDD5 a D57d (přímotop), tedy TDD7,

9.5. Model fungování řízení sítě nezávislým agregátorem na reálných datech

V této části modeluji situaci řízení sítě nezávislým agregátorem v nejvíce zatíženém dni v roce 21.01.2019, kdy víme, že agregace flexibility bude nezbytná pro zachování maximální limitní hodnoty 434,7 kW zatížení TRFA.

Předpoklady:

- Pro reálnost situace v daný den jsem použila reálné průběhy disponibilního výkonu agregovaných zařízení místo teoretických disponibilních výkonů.
- Pro modelový příklad a výpočet zatížení využiji reálná data a průběh DTS (TRFA) a reálné spotřeby a zatížení v průběhu času agregovaných zařízení.
- Pro modelový příklad **zahrnuji i rebound efekt** a jeho zpoždění 2 hodiny.
- Dále vzhledem k předpokládanému růstu elektromobilů budu předpokládat využití dané dobíjecí stanice dle dokumentu od NAP SG [41] a férové chování zákazníků, kdy po dobití automobilu uvolní dané místo pro další nabíjení. Střídání zákazníků a využití energie z dobíjecí stanice je již zohledněno koeficientem soudobosti.
- Dále uvažuji zákaz stání (a jeho dodržení – může být ošetřeno vysokými pokutami) na místech pro nabíjení neelektrickými auty, které tedy nebudou zabírat místo pro nabíjení.
- Aktivace flexibility je možná na 1 až 2 hodiny dle zařízení a jeho schopnosti akumulace. Což by nemělo nijak zákazníky omezit v jejich komfortu.
- Ve vytvořeném modelu používám pouze kladnou flexibilitu, a tedy omezení příkonu (vypnutí zařízení).

Pokud bychom disponibilní výkon brali, jako instalovaný výkon zařízení, mohlo by se stát, že nebude pro poskytnutí kladné flexibility (vypnutí zařízení) dostupný. Vychází to z průběhu grafů spotřeby jednotlivých zařízení poskytující flexibilitu. Například elektrokotel nebo tepelné čerpadlo a bojler fungují tak, že se zapnou na téměř maximální výkon, a poté vypnou, jak můžeme i vidět na grafech číslo 19. a 20. To způsobí že v čase vypnutí, těchto zařízeních není možné kladnou flexibilitu využít a agregátor by tak nemohl aktivovat požadovaný výkon a nedokázal by přetížení řídit. Mohl by za to být penalizován, nebo by musel omezit nabíjení na nabíjecích stanicích což by mohlo negativně ovlivnit zákazníky těchto stanic.

Model průběhu jsem udělala v den s maximální hodnotou přetížení TRFA, tedy konkrétně den 21.1.2019. Průběh zatížení TRFA s daným disponibilním výkonem domácností (OM) na tomto trafu je zobrazen na následujícím grafu 20. Disponibilní výkon je zde reálný dostupný výkon agregovaných zařízení.

Výpočet teoretického disponibilního výkonu (P_{dispT}) může být proveden jako suma všech instalovaných výkonů zařízení přihlášených do agregace a dle typu zařízení a počtu OM je vynásobit koeficientem soudobosti těchto zařízení β_z . Pře násobení jednotlivých typů OM dle zařízení bude přepočítáváno rozděleně a ne jako skupina celkových počtu OM vzhledem k tomu, že každý typ zařízení má jiné chování spínání a průběhu, tím pádem se vytvoří skupiny stejného typu zařízení a ty se vzhledem k jejich stejnému typu chování přenásobí β_z zvlášť. U tepelného čerpadla, elektrokotle a elektrického boileru vzhledem k jejich spínání a nekonstantnímu průběhu zatížení volím koeficient soudobosti β_z stejný jako je u bytových jednotek tedy ve velikosti β_n . Pro přímotop jsem zjistila, že pokud domácnost disponuje tímto zařízením je zapnutý na konstantní hodnotu podle venkovní teploty v průběhu celého dne, proto jsem jeho koeficient soudobosti zvolila na 0,7.

$$\begin{aligned}
 P_{dispT} &= \sum P_{T\check{c}} \times \beta_z + \sum P_{EL} \times \beta_z + \sum P_{BO} \times \beta_z + \sum P_{P\check{R}} \times \beta_z \\
 &= 15 \times 3 \times 0,41 + 40 \times 1 \times 0,33 + 1,5 \times 50 \times 0,31 + 1 \times 30 \times 0,7 \\
 &= \mathbf{117,85 kW}
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

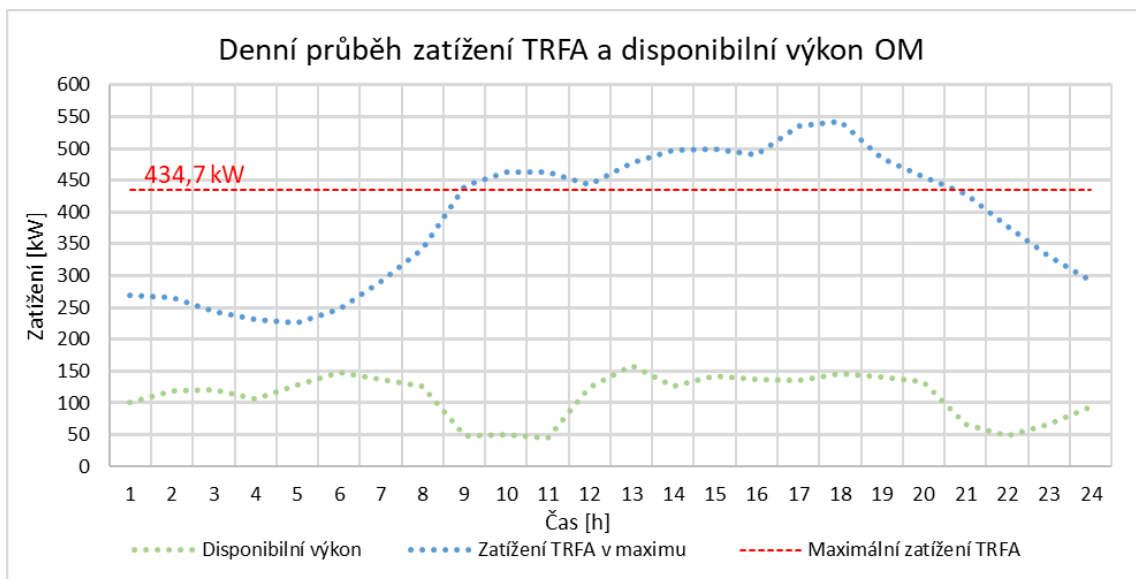
Kde:

P – instalovaný výkon zařízení

β_z – koeficient soudobosti daného typu zařízení

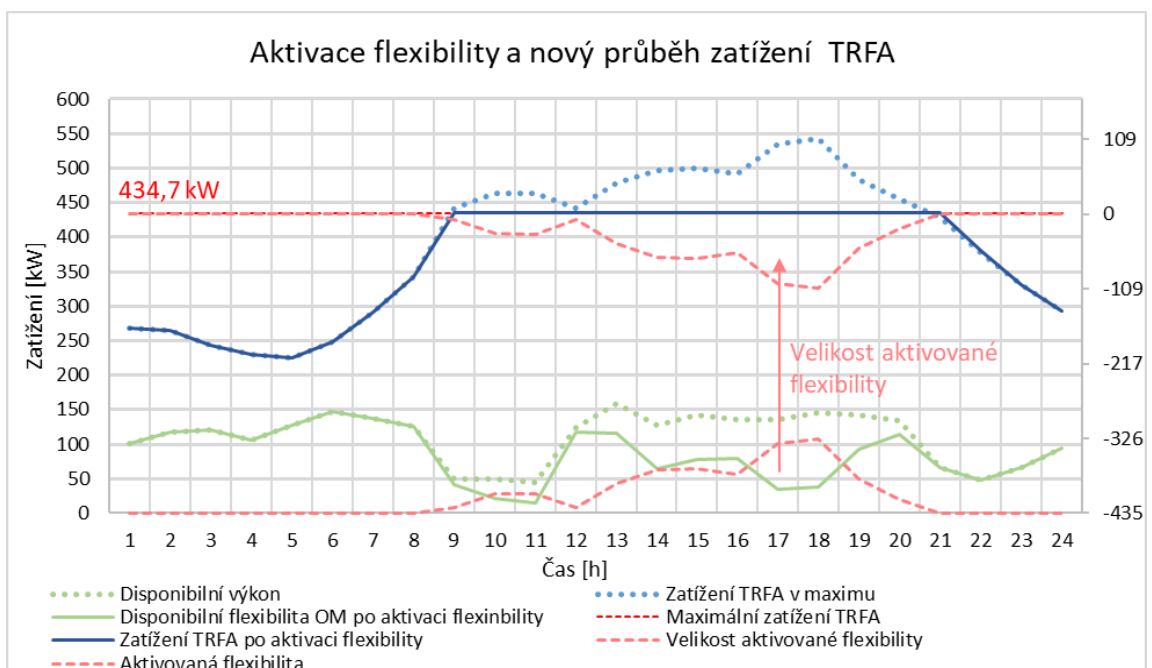
Reálný disponibilní výkon se určí z průběhového měření všech zařízení přihlášených k agregaci, což bude měřit agregátor pomocí AMM. Agregátor tedy bude vědět v reálném čase jaký výkon je dostupný na agregovaných zařízení.

Jak jsem již zmiňovala výpočet modelového příkladu daného nejzatíženějšího dne v roce je proveden s reálnými daty, takže i disponibilní výkon je zde P_{disp} a ne P_{dispT} , což lépe zobrazuje realitu. Na následujícím grafu je zobrazeno maximální zatížení TRFA a možný výkon pro aktivaci flexibility P_{disp} po přesáhnutí limitní hodnoty.



Graf 20 - Denní průběh zatížení TRFA a disponibilní výkon OM

Vidíme, že po deváté hodině ráno přesáhlo TRFA maximální zatížení. Celkové zatížení trafo se zvedlo vlivem aktivity domácností, co začaly provozovat každodenní ranní činnosti a vlivem nabíjení aut. Přetížení trvá až do devíti hodin večer. Toto přetížení je nežádoucí a je třeba využít agregaci flexibility. Jakmile agregátor zjistí tento přesah aktivuje v tomto případě kladnou flexibilitu (snížení spotřeby OM). Průběh zatížení po aktivaci flexibility a velikost aktivované flexibility je zobrazen v grafu 21.



Graf 21 - Aktivace flexibility, nový průběh zatížení TRFA a velikost disponibilního výkonu po aktivaci

Aktivace flexibility způsobí omezení výkonu disponibilních zařízení a tím vyrovná výkon, který přesahuje stanovený limit. Vznikne nové zatížení TRFA, které nepřesáhne 434,7 kW. Nový

průběh je značen tmavě modrou křivkou. Dále se sníží disponibilní výkon zařízení v domácnostech značeno zelenou plnou křivkou. Zdá se, že jsme úspěšně dokázali vyrovnat zatížení pomocí agregace, ale opak je pravdou. Kvůli aktivaci flexibility vznikl rebound efekt, který může zvýšit zatížení TRFA v pozdějších hodinách. Je to způsobeno tím, že vypnuté zařízení změnilo svoje chování a toto omezení bude po uplynutí aktivace flexibility v opačném směru aktivováno. Vypnutí vytápění nebo ohřev teplé vody, bude muset být později kompenzován zapnutím zařízení v čase, kdy byl předpoklad, že zařízení bude vypnuté (nebo naopak). Jinými slovy, domácnost, co na delší časový okamžik vypne vytápění nebo ohřev teplé vody, bude svou vodu chtít dohřát nebo si zatopit na požadovanou teplotu.

Výhodou těchto zařízení je, že teplota se v bytě nebo v nádrži na vodu akumuluje a krátkodobé vypnutí v řádu minut by nemělo nijak zásadně snížit teplotu vody nebo v bytě. Aktivace flexibility může probíhat ve čtvrt hodinových intervalech, ve svém modelován příkladu, ale počítám s celými hodinami. Pokud bude tedy domácnost aktivována (agregátor jí vypne zařízení) bude se muset v pozdějších hodinách zařízení zapnout a dorovnat teplotu vody či vzduchu v jednotce. Dále jak můžeme vidět z grafu 21. aktivace neprobíhá na všech OM, není tedy aktivován maximální disponibilní výkon. V praxi může agregátor omezit pouze část OM a pokud bude mít zbývající disponibilní výkon, může aktivovaná zařízení střídat. Z těchto důvodů (možnost střídání OM a částečná akumulace) nebude rebound efekt rovný velikosti aktivované energii, ale jeho velikost bude určena podle toho kolik OM se muselo aktivovat z dostupných možných zařízení. Pokud aktivují pouze 5 % domácností, při potřebě další aktivace využijí jiná zařízení. Možný způsob výpočtu výkonu pro poskytnutí regulační energie je:

$$P_{RE} = P_{FLEX} \times \frac{100\% \times X_{OMakt}}{X_{OM}} \quad (14)$$

Kde:

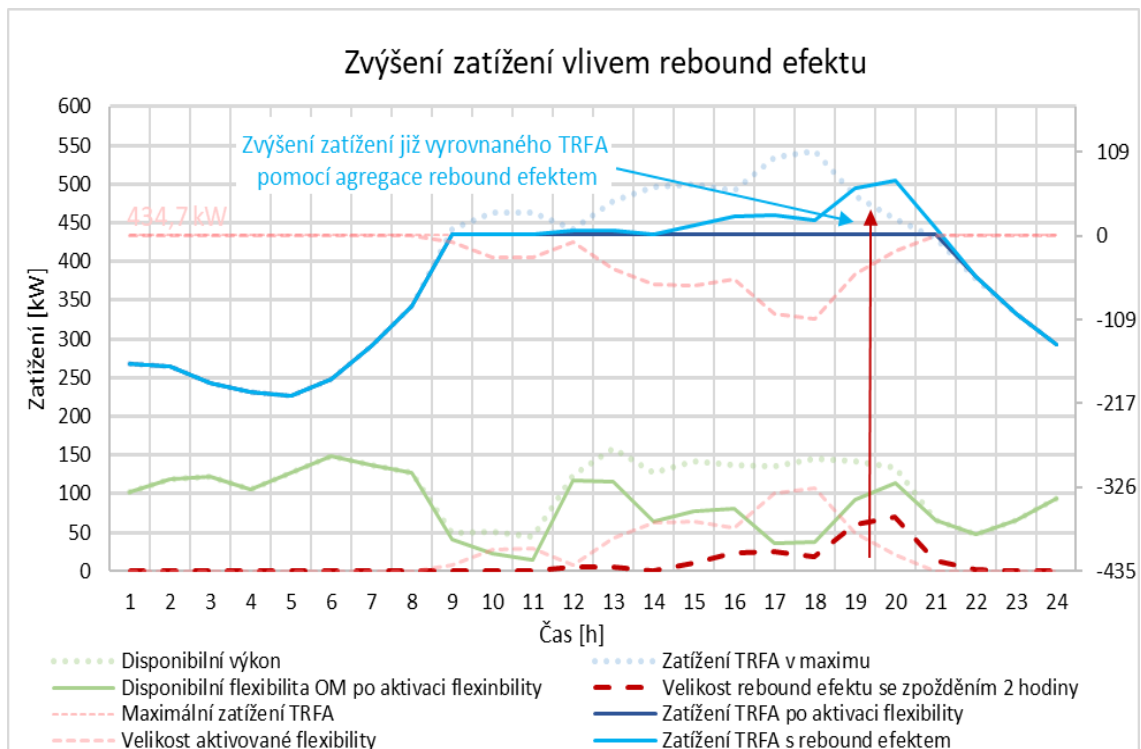
P_{FLEX} – velikost aktivované flexibility

X_{OMakt} – počet aktivovaných OM

X_{OM} – celkový počet OM přihlášených k agregaci

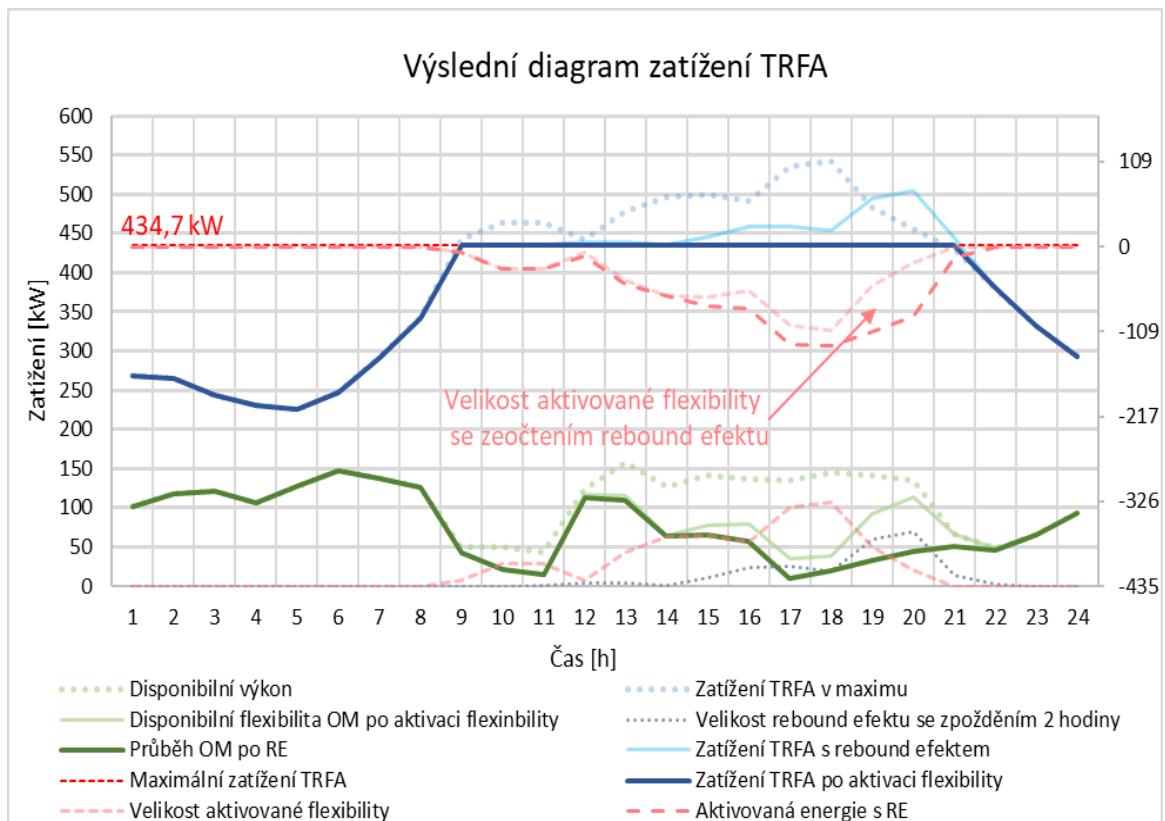
Předpoklad pro tento vzorec je, že agregátor flexibility omezuje dané OM v celkové velikosti jejich disponibilního výkonu.

Z důvodu možnosti poskytování flexibility až na 2 hodiny a vzhledem k chování instalovaných zařízení je zpoždění rebound efektu stanoveno na 2 hodiny. Následující graf znázorňuje velikost a čas vzniku rebound efektu a jeho negativní dopad.



Graf 22 - Zvýšení zatížení vlivem rebound efektu

Vzniklý rebound efekt se zpožděním 2 hodiny způsobil zvýšení zatížení, které bylo již rebound efektem vyrovnáno. Nekompenzovaný rebound efekt by způsobil přesah limitu maximálního možného zatížení, což je nežádoucí. Je tedy nutné rebound efekt vyrovnat, pokud je to možné, zbývajícím disponibilním výkonem OM (značeno zelenou křivkou). Pokud by nebyl dostatečný disponibilní výkon, agregátor aktivuje všechny zbývajících disponibilní výkon a k tomu omezí nabíjení elektromobilů. V tomto modelovém příkladu nutnost omezení nabíjení aut nenastalo, jak můžeme vidět z následujícího grafu 23.



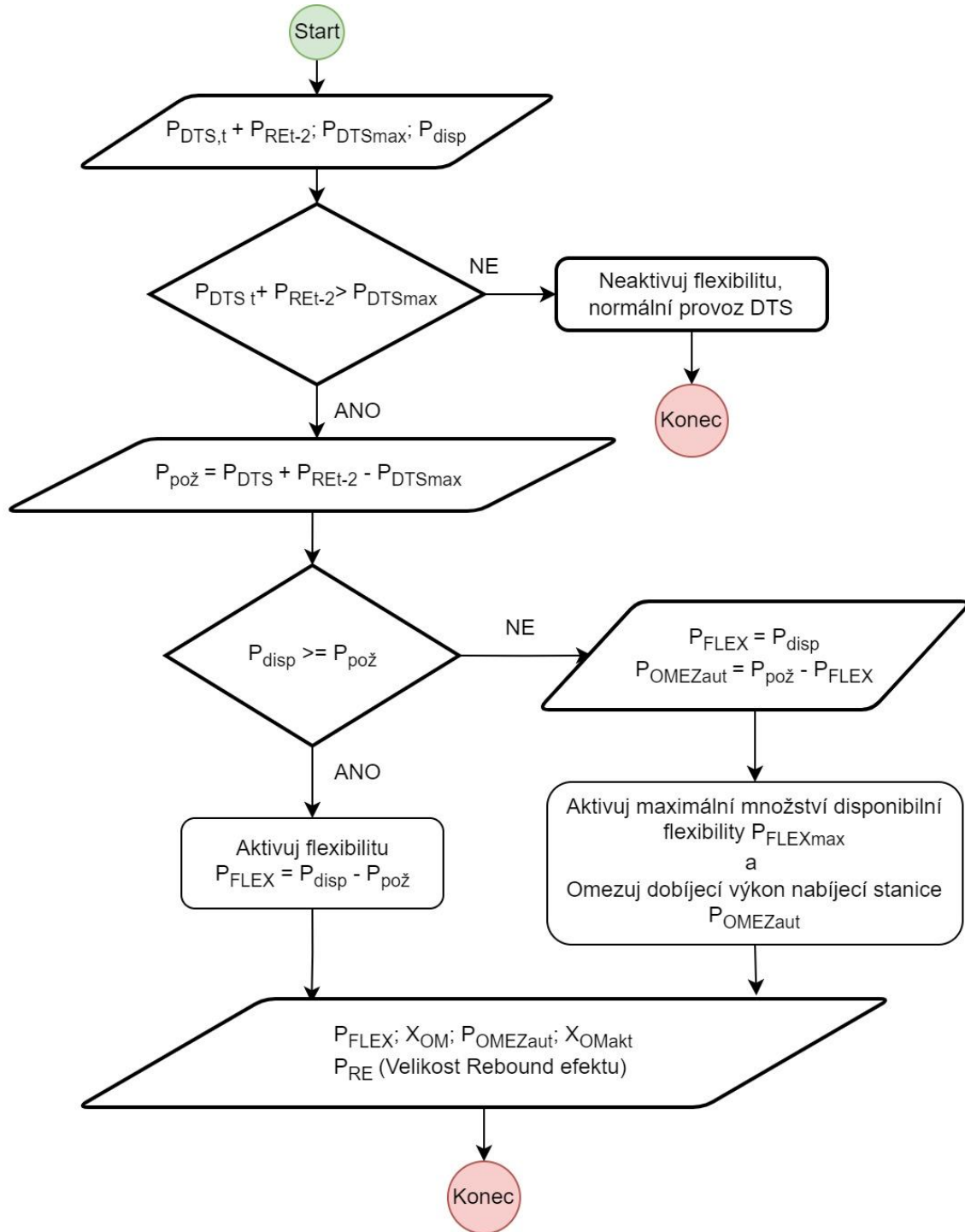
Graf 23 - Výslední diagram zatížení TRFA

Graf 23. zobrazuje finální průběh zatížení TRFA (tmavě modrá křivka), která nepřesahuje v žádném okamžiku maximální možné zatížení transformátoru, dále se zvýšila výsledná velikost aktivované flexibility z důvodu rebound efektu, který se z disponibilních výkonů podařil kompenzovat. Tmavě zelená křivka zobrazuje zbývající disponibilní výkon na zařízeních po úspěšném poskytování flexibility. Dále je zřejmé, že se podařilo pokrýt přetížení TRFA z agregovaných výkonů i s rebound efektem a nemuselo tedy dojít k omezení nabíjecí stanice.

Tento modelový příklad byl vypočítán pro část roku, kde se vyskytovalo největší zatížení, předpokládám tedy, že i zbylé dny dokáže agregátor pokrýt případné přetížení z disponibilních výkonu, které domácnosti poskytují. Agregátor tak nebude muset zasahovat a omezovat nabíjení elektromobilů.

Dále jsem na základě tohoto modelu vytvořila **vývojový diagram celého cyklu pro možný výpočetní program, který by agregátor flexibility mohl použít k řízení.** Je zobrazen na následující stránce.

Vývojový diagram 1 – Vývojový diagram pro řízení agregace flexibility na sekundární straně DTS



P_{DTS} – Zatížení DTS
 P_{DTSmax} – Maximální možné zatížení DTS = 434,7 kW
 P_{disp} – Disponibilní výkon OM přihlášených k agregaci
 $P_{pož}$ – Požadovaný výkon aktivací flexibility
 $P_{OMEZaut}$ – Výkon, který musím omezit na dobíjecí stanici
 P_{FLEX} – Velikost aktivované flexibility
 X_{OM} – Počet OM přihlášených k agregaci
 X_{OMakt} – Počet aktivovaných OM
 P_{RE} – Velikost rebound efektu
 t – Hodina v roce

Tento model jsem dále aplikovala na celý rok průběhu TRFA s tím, že jsem počítala maximální možné přetížení TRFA vzhledem k velikosti dobíjecí stanice. **Flexibilita byla potřeba 1778 hodin v roce v celkové výši 56,25 MWh/rok** a na pokrytí rebound efektu bylo potřeba maximálně dalších 22,6 MWh/rok. Maximálně proto, že v nějakých časech mohla být posunuta do období kdy již TRFA není přetížená a tím pádem flexibilita není potřeba.

Dále jsem vytvořila scénáře, které předpokládají jiné počty OM zapojených do agregace než předpokládané v bazickém scénáři s 135 OM zapojenými do agregace.

0. Bazický scénář – Zapojení 135 OM
1. Scénář – Velmi malé zapojení počtu OM do agregace (45 OM)
2. Scénář – Malé zapojení počtu OM do agregace (85 OM)
3. Scénář – Střední zapojení počtu OM do agregace (130 OM)
4. Scénář – Vysoké zapojení počtu OM do agregace (175 OM)

10. Ekonomické vyhodnocení využití agregace flexibility pro provoz dobíjecí infrastruktury

Pro finanční zhodnocení projektu jsem zvolila metodu čisté současné hodnoty NPV (Net present value). Tato metoda funguje na principu sčítání diskontovaných hotovostních toků (Cash flow CF) za dobu životnosti. V tomto výpočtu je díky diskontu zohledněno riziko daného odvětví podnikání a bezrizikový výnos, kam by investor mohl své finanční prostředky uložit místo provedení investičního záměru. Kladný nebo nulový výsledek NPV značí co mi investice do projektu přinese nad moje očekávání (NPV = 0). Výpočet NPV je proveden dle následujícího vzorce:

$$NPV = \sum_{t=0}^{Tž} \frac{CF_t}{(1-r)^t} \quad (15)$$

Kde:

CF_t – Hotovostní tok za dobu životnosti (včetně velikosti investice v 0. roce)

$Tž$ – Doba životnosti

r – diskontní sazba

Výše diskontní sazby je určena dle CAPM modelu, kterou získám z určení průměrné vážené ceny kapitálu (WACC – Weighted Average Cost of Capital):

$$WACC = r_e \frac{E}{E+D} + r_d \frac{D}{E+D} \times (1-\tau) \quad (16)$$

Kde:

r_e – Náklady na vlastní kapitál

r_d – Náklady na cizí kapitál

E – Objem vlastního kapitálu

D – Objem cizího kapitálu

τ – sazba daně z příjmu

Vzhledem ke skutečnosti, že projektu bude financován pouze z vlastních zdrojů mohu z této rovnice vyjádřit, pouze část týkající se vlastního kapitálu. Náklad na vlastní kapitál dále vyjádřím z CAPM modelu:

$$r_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) = r_f + \beta \times ERP \quad (17)$$

Kde:

r_f – bezriziková míra výnosnosti

β – míra systematického rizika

ERP – prémie za tržní riziko (Equity risk premium)

Míra systematického rizika se stanovuje dle:

$$\beta = \beta_U \times \left[1 + (1 - t) \times \frac{D}{E} \right] \quad (18)$$

Kde:

β_U – Nezádlužená β investice

t – Daň (19 %)

Bezrizikový výnos jsem zvolila jako výnos dluhopisu 10R k 1.5.2023 jako 4,67 %, [74], dále jsem využila ověřený internetový zdroj Damodaram pro určení nezadlužené bety $\beta_U = 0,6$ a určení ERP = 6,97 %, tyto hodnoty jsou určeny pro květen roku 2023. Daň je ve výši 19 %. [75] **Výsledná hodnota diskontní sazby $r_e = 10,5$ %.**

10.1. Vývoj ceny elektřiny

Cenu silové elektřiny jsem stanovila ze sazebníku PRE pro tarif C27d, tedy tarif pro elektromobilitu. Tento sazebník udává cenu vysokého a nízkého tarifu, já předpokládám, že v budoucnu bude nová tarifní struktura a jednosložkové tarify, proto jsem cenu silové elektřiny stanovila na 4640 Kč/MWh. Dále nepředpokládám rapidní zvyšování silové ceny za elektřinu, ale spíše její ustálení, proto jsem i její meziroční růst stanovila pod cenou inflace, a to pouze na 1,5 % meziročního růstu. Možné zvyšování může přijít po roku 2033, kdy mají podle dekarbonizačního plánu být odstaveny uhelné elektrárny v ČR. Po debatě s odborníky tento scénář však nepředpokládám.

Ostatní složky za elektřinu jsou stanoveny dle klasického sazebníku PRE, protože předpokládám, že budeme odebírat elektřinu od obchodníka, aby v časech, kdy nebude nutná agregace flexibility přebíral zodpovědnost za odchylku obchodník a ne agregátor. Cena za odchylku je tedy obsažená v klasickém tarifu C27d.

Předpokládám výstavbu 6 nabíjecích stanic, tím pádem uvažuji 6 OM míst, každý za cenu 119 Kč/měsíc. Celkem tedy agregátor bude platit 714 Kč/měsíc za OM s tím, že meziroční nárůst této ceny počítám ve výši inflace tedy 2,5 %.

Velikosti potřebných jističů jsem zvolila nad 3x50A do 3x63 A pro stanice 2x22kW s cenou 813 Kč/měsíc za jeden jistič a pro stanice 60kW jsem zvolila jistič od 3x80A do 3x100A s cenou 1290 Kč/měsíc. Meziroční nárůst jsme volila ve velikosti inflace 2,5 %.

Cenu za podporu OZE jsem stanovila nulovou, byla zrušena od roku 2023 a v budoucnu předpokládám, že veřejné dobíjecí stanice budou od povinnosti platby POZE oproštěny.

Naopak předpokládám novou položku, cenu za nesíťové infrastruktury ve velikosti 50 Kč za rok, tato cena vzhledem k rozvoji a motivaci podporovat nesíťovou infrastrukturu a digitalizaci uvažuji s ročním nárůstem 0,5 % nad inflaci tedy 3% meziroční nárůst. Dále předpokládám zvýšení ceny za systémové služby, také ve velikosti 3 % meziročního nárůstu, vzhledem k přibývajícím decentrálním zdrojům a složitějšímu řízení sítě v důsledku těchto zdrojů. Cena za OTE je v dnešní době 3,43 Kč/měsíc a její nárůst předpokládám ve výši inflace. Plat za distribuci je velmi liší pro vysoký a nízký tarif, vzhledem k předpokladu ustoupení od dvou tarifních složek jsem stanovila cenu za distribuci ve výši 1228 Kč/MWh, ale předpokládám její větší nárůst oproti inflaci o 1,5 % (celkem 4% meziroční nárůst) z důvodu předpokládaného většího zatěžování sítě a jejího pomalého rozšiřování vzhledem k decentralizaci OZE a instalací FVE a rozvojem elektromobility.

Dále předpokládám, že cenu za elektřinu pro své zákazníky bude agregátor poskytující nabíjecí stanice stanovovat na základě celkové výše nakoupené elektřiny s marží. Marži pro zákazníky jsem stanovila na pouhé 2 Kč/kWh, jako motivaci pro využití stanice. Znamená to, že bude agregátor flexibility stanovovat cenu za nabíjení dle aktuálních smluvených cen na následující roky plus marže. U marže počítám s 2,5 % ročním nárůstem ve velikosti inflace. Zde je nevýhoda, že je cena vázána na aktuální cenovou nabídku obchodníků, ale neuvažuji výrazné zvyšování cen elektřiny jako proběhlo v roce 2022. Cena pro zákazníky pak na rok 2024 vychází na 8,5 Kč/kWh což je spodní hranice průměrné ceny za nabíjení u veřejných nabíjecích stanic, která se pohybuje mezi 8 a 13 Kč/kWh. Proto také předpokládám značné využití stanic vzhledem ke konkurenční ceně. Zjednodušující předpoklad pro výpočty zavádím stejnou cenu za použití AC i DC nabíjecích stanic. Pro investora bych doporučila v poměru použití stanovit cenu pro AC nižší např. 8 Kč/kWh a pro DC 10 Kč/kWh.

Maximální spotřebu elektrické energie za rok nabíjecí stanice vzhledem k předpokládanému průběhu nabíjení jsem vypočítala ve výši 1 154 MWh/rok. Vzhledem k tomu, že elektromobilita se stále v ČR rozvíjí a bude se dále rozvíjet v nultém roce (2023) počítám spotřebu pouze 200 MWh/rok, dále podle analýzy předpokládaného růstu počtu elektromobilů předpokládám meziroční nárůst spotřeby o 25 %, maximální spotřeba vzhledem k průběhům nabíjení tak nastane až v 8. roce investice a bude dále konstantní.

Technicko-ekonomické předpoklady

- Instalaci AMM předpokládám na náklady distributora.
- **Uvažuji velikost dotace ve výši 60 %.** Dotaci vypisuje Ministerstvo pro místní rozvoj v rámci národního dotačního programu v rámci rozvoje veřejné infrastruktury cestovního ruchu. Dotace budou proplaceny v 1. roce provozu. [76]
- **Výše diskontu je vypočtena z CAPM modelu 10,5 %**

- Ke květnu 2023 je výše inflace 11,6 %, předpokládaný vývoj inflace dle ČNB je během roku 2024 návrat k 2% inflačnímu cíli. Dle těchto predikcí a **předpokladů stanovuji inflaci na 2,5 %.**
- **Životnost projektu** vzhledem k životnosti nabíjecích stanic stanovuji na **15 let.**
- Veškeré výdaje budou z vlastního kapitálu, investor si nebere žádnou půjčku.
- Software pro monitorování, řízení a bezpečnost provozu stanice a OM 100 000 Kč
- Velikost odchylky jsem stanovila jako velikost poskytnuté flexibility
- Platbu za odchylku jsem stanovila jako velikost maximální možné způsobené odchyl naměřené na reálných datech (tedy maximální poskytnutou flexibilitou) a průměrnou cenu za odchylku za rok 2022 což je 5 405 Kč/MWh. (agregátor flexibility, ale může být dohodnutý s obchodníkem daných OM a případně mu zlepšovat pozici na trhu agregací flexibility, simulace těchto výpočtů je ale nad rámec této DP)
- Dle současných stavů je cena za nabíjení osobního elektromobilu 8–11 Kč/kWh, ve své práci počítám s dolní hranicí ceny za nabíjení 8 Kč/kWh a tím i předpokládám větší procento zákazníků a vyšší využití stanice.
- **Odměnu pro OM za účast v agregaci jsem stanovila ve výši 1,5 Kč/kWh**, což při ročním poskytování flexibility 56,25 MWh/rok a počtu 135 OM vychází na průměrnou odměnu 625 Kč za rok pro OM.
- Roční náklady na flexibilitu jsou přibližně 620 000 Kč. Celkové náklady za dobu životnosti projektu přepočítané na čistou současnou hodnotu jsou 5 217 000 Kč.
- V čase mimo aktivaci flexibility počítám, že cena za odchylku je obsažena v ceně za elektřiny, kterou odebírám od společnosti PRE jako produkt pro podnikatele se sazbou C27d (elektromobilita).
- V časech poskytování flexibility počítám odchylku jako celkový objem energie poskytnutý pro flexibilitu a **průměrnou cenou za odchylku pro rok 2022 tedy 5 405 Kč.**
- Předpokládaná spotřeba elektrické energie na nabíjecí stanici je odhadnuta na základě reálných dat pro rok 2022 na 200 MW/rok. **Meziroční nárůst spotřeby elektrické energie uvažuji 25 %**, až do doby maximální možné spotřeby v závislosti na instalovaném výkonu stanice, předpokládaného průběhu nabíjení elektromobilů a soudobosti.
- Předpokládám, že všechny OM mají přibližně stejné zastoupení jednotlivých zařízení poskytující flexibilitu.
- Baseline by mohla být tvořena jako je popsáno v kapitole 5.2 tedy jako 4/6 middle.

10.2. Velikost Investice

Největší podíl na velikosti investice mají nabíjecí stanice, zvolila jsem stanice značky Olife Energy. Celkový počet kusů šest, z toho čtyři AC nabíjecí stanice typu Olife Energy Stojanová dobíjecí stanice AC 2x22kW – SMART s cenou 109 100 Kč na kus bez DPH a dvě Olife Energy Stojanová dobíjecí stanice DC 60kW s cenou 461 100 Kč za kus bez DPH. Celkem za nabíjecí stanice zaplatí investor **1 358 600 Kč.** [77]



Obrázek 24 - Olife Energy Stojanová dobíjecí stanice DC 60kW [77]

Do investičních nákladů díle zahrnuji přípojovací poplatek, který je ve výši 630 Kč za jeden Ampér u třífázového jističe, pro stanice 2x22 kW je potřeba jistič ve velikosti 3x63 A a pro 60 KW nabíjecí stanici jistič ve velikosti 3x87 A, cenu za registraci subjektu zúčtování u OTE, cenu za instalaci stanice s přípravou projektu, které zahrnují odbornou instalační práci a odhad nákladů přípravných prací jsem stanovila na 5 000Kč za instalaci a 10 000 Kč za přípravu projektu. Dále samotné přípojovací práce a software na řízení nabíjení, řízení OM společně s jejich měřením. Přehled investičních nákladů je sepsán v následující tabulce.

Tabulka 14 - Investiční náklady

Investiční náklady		
Cena dobíjecích stanic (Kč)		1 358 600
Přípojovací poplatek (Kč)	Stanice 2x22 kW (jistič 3x63 A)	158 760
	Stanice 60 kW (jistič 3x87 A)	109 620
Cena za registraci subjektu zúčtování (Kč)		100 000
Instalace stanice (Kč)	Odhad hodin odborné instalační práce	5 000
Příprava projektu (Kč)	Odhad nákladu přípravných prací	10 000
Připojení (Kč)	Elektroměrový rozvaděč a připojení	20 000
Software (Kč)		100 000
Celkem investice (Kč)		1 861 980

Jak jsem již zmiňovala, na projekt bude umožněná dotace ve výši 60 % z investice, která bude proplacena v 1. roce investice.

Dále jsem v projektu počítala s provozními náklady. Stálé provozní roční náklady jsou:

- Měsíční cena za činnost zúčtování OTE ve výši 15 000 Kč.
- Náklady na opravu a údržbu jsem stanovila ve výši 20 000Kč/ročně.
- Pronájem parkovacích míst za 500 Kč za parkovací místo na měsíc, s takto nízkou cenou počítám z důvodu předpokladu, že nabíjecí stanice budou umístěny na veřejném parkovišti a budou podporovány danou městskou částí. Tento předpoklad vychází z požadavku na podporu rozvoje elektromobility Národního akčního plánu čisté mobility (NAP CM).
- Cena za aktivaci flexibility.
- Cena za rebound efekt.
- Cena za odchylku.
- Cena ušlého zisku z omezení nabíjení nabíjecí stanice.

Všechny provozní náklady jsou započteny s meziročním růstem ve výši inflace 2,5 %.

Tabulka 15 – Předpoklady

Spotřeba za rok 2023	200	MWh/rok
Meziroční nárůst spotřeby elektřiny	25 %	
Roční maximální spotřeba elektřiny	1 154	MWh/rok
Marže	2	Kč/kWh
Připojovací poplatek pro třífázový jistič	630	Kč/A
Cena za parkovací místo	500	Kč/měsíc
Dotace	60 %	
Inflace	2,5 %	
Diskont	10,5 %	
Platba za aktivaci flexibility	1,5	Kč/kWh
Průměrná cena za odchylku	5 405	Kč/MWh
Cena za činnost zúčtování	15 000	Kč/měsíc
Náklady na opravu a údržbu	20 000	Kč/rok
Cena za pronájem parkovacích míst	5 000	Kč/měsíc

Se všemi přijatými předpoklady a daty uvedenými výše jsem vypočítala NPV pro všechny scénáře.

Výsledné hodnoty jsou sepsány a diskutovány v následující kapitole

11. Zhodnocení projektu

Jak je uvedeno v kapitole 8.5. Model fungování řízení sítě nezávislým agregátorem na reálných datech bylo klíčové zjistit velikost poskytnuté flexibility, velikost rebound efektu a případnou velikost jakou bude muset být omezeno nabíjení nabíjecí stanice pro elektromobily. Tyto hodnoty jsou základními vstupy pro stanovení nákladů a následný výpočet NPV a jsou sepsány v následující tabulce.

Tabulka 16 - Vyhodnocení NPV

	Scénář 0. Bazický	Scénář 1. Velmi nízký počet OM	Scénář 2. Nízký počet OM	Scénář 3. Střední počet OM	Scénář 4. Vysoký počet OM
Počet OM přihlášených k agregaci	135	45	85	130	175
Potřebná flexibilita (MWh/rok)	56,25	49,02	55,97	56,24	56,25
Rebound efekt (MWh/rok)	22,60	38,65	30,84	24,82	17,75
Omezení nabíjení (MWh/rok)	0	7,22	0,27	0,01	0
NPV (tis. Kč)	4 451	4 300	4 346	4 422	4 514

Jak můžeme vidět realizace projektu nezávislého agregátora s možností instalace nabíjecích stanic na sekundární straně DTS zhodnotila celkovou investici na téměř 4,5 milionu korun. **Daný projekt bych tedy za legislativní podpory doporučila k realizaci.**

Potřebná flexibilita je myšlena při maximu využití nabíjecích stanic v dnech s velkým zatížením. Velikost rebound efektu je brán celkový potřebovaný výkon na pokrytí rebound efektu, ve skutečnosti tato hodnota bude nižší, protože může přesahovat do doby s nižším DTS, nicméně při reálných měření tento fakt nebude 100 % proto beru celkovou hodnotu rebound efektu jako náklad investice.

Jak můžeme vidět celý projekt má kladný výsledek i při malém množství OM přihlášených do agregace, zde však nastává problém s omezováním nabíjení nabíjecích stanic, což by mohlo odradit zákazníky, proto bych doporučila zajistit co nejvíce OM pro účel agregace, aby tento efekt nenastal. Při malém počtu zákazníků by také měl velký vliv rebound efekt což je nežádoucí.

Pokud by nebyla možná dotace NPV pro bazický scénář by byla 3 440 tisíc Kč. I v tomto případě bych tedy doporučila projekt k realizaci.

11.1. Vyúčtování

Vyúčtování by probíhalo formou smlouvy s obchodníkem, kdy by domácnosti platili obchodníkovi za množství odebrané elektřiny, tento odběr by vlivem rebound efektu nebyl nijak výrazně v čase agregace zmenšen. V čase aktivace flexibility by agregátor převzal zodpovědnost za odchylku svých agregovaných aktivovaných OM ve výši poskytnuté flexibility. Vyúčtování by probíhalo prostřednictvím OTE, ke kterému se agregátor řádně přihlásil a platí všechny poplatky spjaté s touto potřebou. Dále by agregátor dostával peníze za nabíjení přímo od zákazníků nabíjecích stanic a jako klasický odběratel by elektřinu odebíral od obchodníka, který by mu za odebrané množství na dobíjecích stanicích posílal fakturu s vyúčtováním. Výhodou pro obchodníka by pak mohlo být to, že by mohl agregátora využít například v letních měsících pro spekulaci na odchylku.

11.2. Náklady na flexibilitu

Celkové náklady na flexibilitu jsou ročně přibližně 620 000 Kč v bazickém scénáři, což je 5,2 milionu za dobu životnosti projektu. V těchto nákladech zahrnují cenu za odchylku, cenu za aktivaci flexibility, cenu za rebound efekt a cenu za činnost zúčtování OTE. Cena za zúčtování OTE je pro všechny scénáře konstantní, protože nezáleží na množství aktivované flexibility, je to stálá platba pro OTE za možnosti vypořádání odchylky a vyúčtování.

Tabulka 17 - Náklady na flexibilitu

	Scénář 0. Bazický	Scénář 1. Velmi nízký počet OM	Scénář 2. Nízký počet OM	Scénář 3. Střední počet OM	Scénář 4. Vysoký počet OM
NPV flexibilita (tis. Kč)	-5 217	-4 993	-5 307	-5 245	-5 154

V případě malého počtu OM jsou tyto náklady menší vzhledem k omezené možnosti flexibilitu aktivovat, a tím pádem je i platba za odchylku a aktivaci flexibility menší. V případě 2. scénáře jsou náklady na flexibilitu největší vzhledem k velikosti platby za odchylku, za velikost aktivace flexibility a vzhledem k menšímu počtu OM vzniká ve velkém množství aktivací i velký rebound efekt, protože agregátor využije všechna dostupná OM při aktivaci. Dále se náklady na flexibilitu s počtem OM zmenšují.

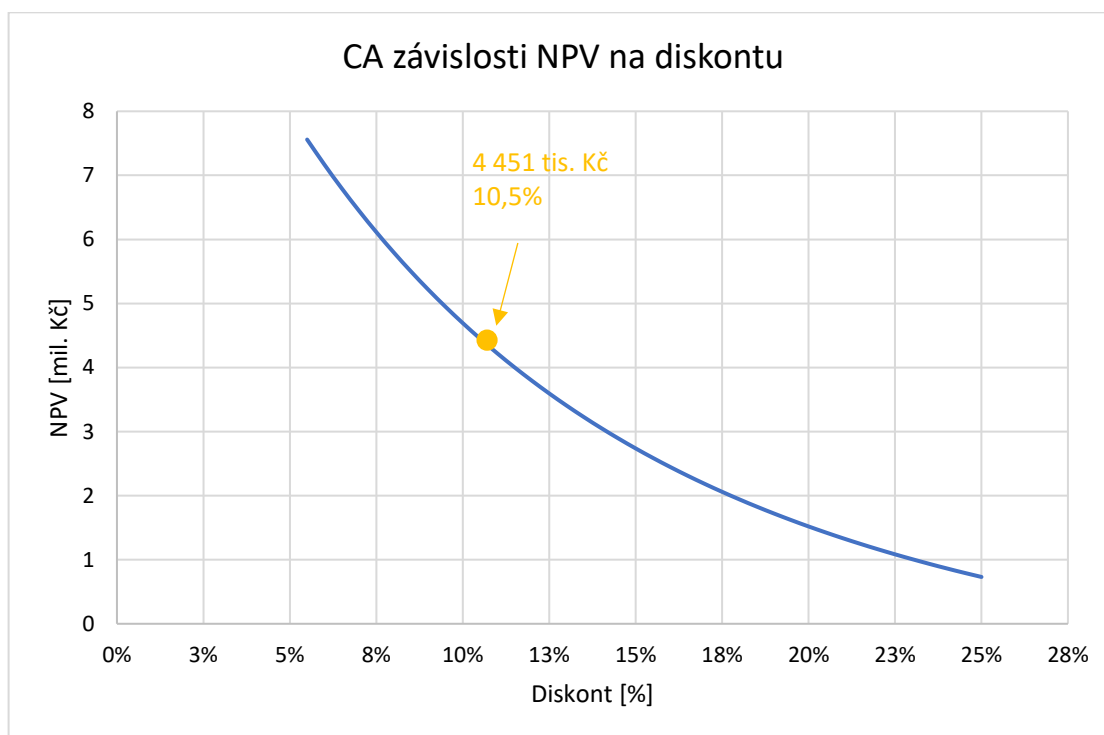
Daný model a projekt neměl být jen investičním záměrem, měl to být model na kterém bude zřetelné, že nezávislý agregátor se zaměřením na řízení sítě (congestion management) má smysluplné řešení při přetížení DTS, kde je třeba rozvíjet infrastrukturu instalováním nabíjecích stanic. Neznamena to ovšem zastavit rozvoj, tento model pouze umožní v čase před navýšením přenosové kapacity DTS udržet DTS nepřetíženou. Je to tedy jedno z možných řešení, jak podporovat rozvíjející směr energetiky.

11.3. Citlivostní analýzy

Pro identifikaci možných hrozeb nebo příležitostí projektu jsem se rozhodla vypracovat citlivostní analýzy (CA) na parametry, které si myslím, že nejvíce mohou změnit výsledek projektu. Analyzuji tedy změny vstupních proměnných modelu a budu sledovat jak jejich pokles nebo zvýšení ovlivní mou výstupní hodnotu projektu, tedy NPV. Z CA se také pokusím identifikovat, které vstupní proměnné mohou mít za následek záporné NPV celého projektu, a jsou tedy nejrizikovější. Z citlivostních analýz dále stanovím případné omezující podmínky pro jednotlivé parametry, které by po jejich překročení vedly také k zápornému NPV.

11.3.1. CA závislosti NPV na diskontu

Pro výpočet diskontu byl použit model CAPM s daty pro danou oblast podnikání v energetice, i tak jeho hodnota nejde se 100 % přesností určit. Proto v následujícím grafu zobrazuji závislost NPV bazického scénáře na této hodnotě.

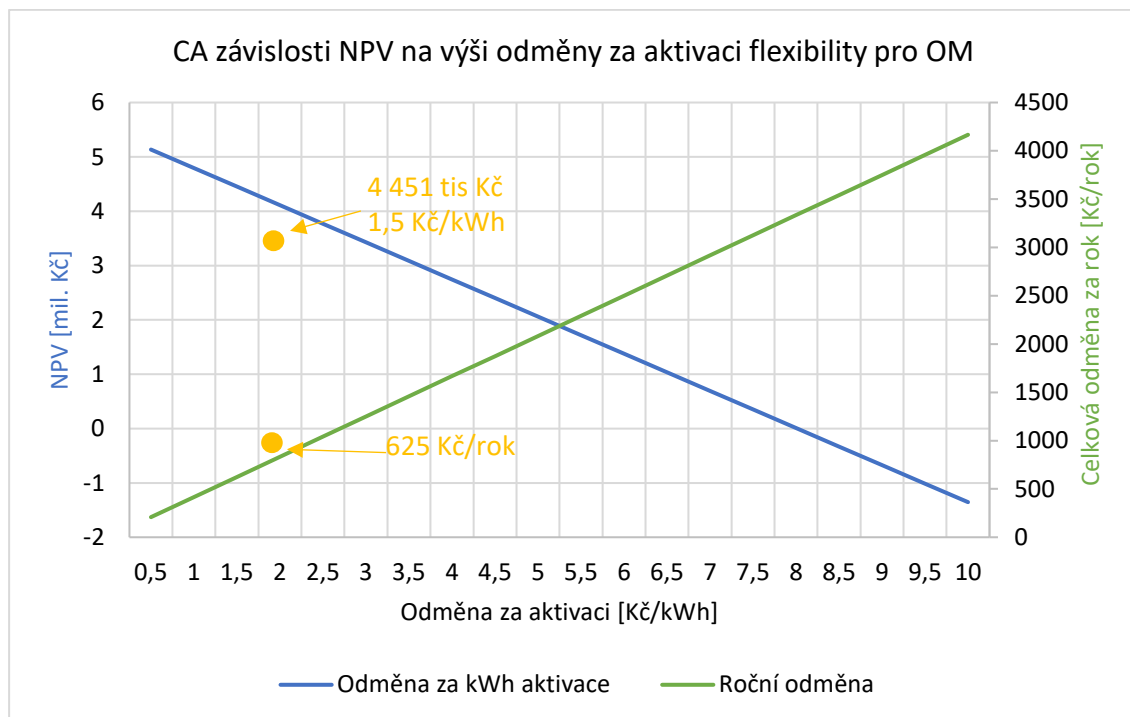


Graf 24 - Citlivostní analýza závislosti NPV na diskontu

Z vytvořené citlivostní analýzy je zřejmé, že hodnota NPV se s rostoucím diskontem bude zmenšovat, Hodnota NPV je, ale stále kladná i při přesáhnutí diskontu 20% což považuji za spíše nepravděpodobné a proto očekávám že i při malé změně diskontu bude projekt stále určen k realizaci.

11.3.2. CA závislosti NPV na výši odměny za aktivaci flexibility pro OM

Finanční odměna pro OM účastníci se agregace je motivací pro domácnosti danou službu poskytovat, její výše může zásadně ovlivnit výslednou hodnotu NPV, pokud by byla moc vysoká je pro agregátora ekonomicky nevýhodné danou službu poskytovat, naopak cena nízká nemotivuje zákazníky pro vstup do agregace.

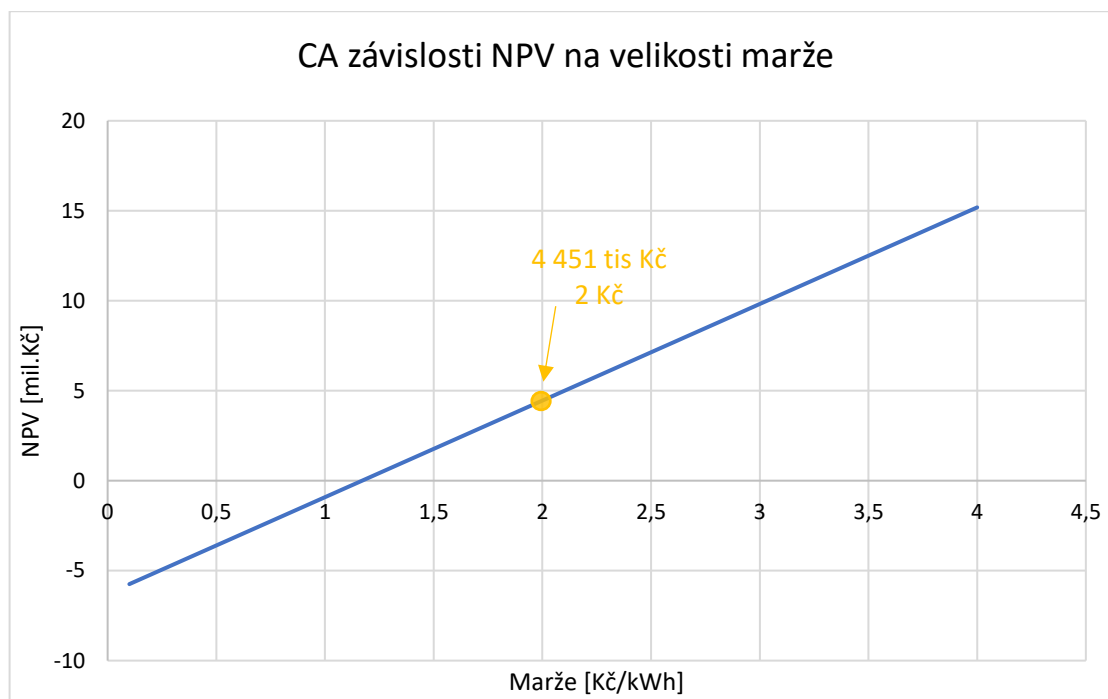


Graf 25 – Citlivostní analýza závislosti NPV na výši odměny za aktivaci flexibility pro OM a citlivostní analýza závislosti celkové rovní odměny pro OM na velikosti odměny za aktivaci.

Z provedené citlivostní analýzy vidíme, že cena byla zvolena tak, aby negativně neovlivňovala výši NPV. Pro větší motivaci by mohla být zvolena vyšší například 5 Kč/kWh, což by domácnostem za rok přineslo přes 2 000 Kč/rok a NPV by zůstalo kladné konkrétně by se rovnalo 2 061 tis. Kč. Dále je nutné zdůraznit omezení, kdy velikost odměny nesmí přesáhnout 8 Kč/kWh, přesáhnutí této hodnoty by mělo za následek záporné NPV.

11.3.3. CA závislosti NPV na velikosti marže

Velikost marže může také zásadně ovlivnit NPV, pokud bude moc malá projekt nebude mít požadovanou hodnotu a pokud bude moc velká zákazníci nebudou na dané dobíjecí stanici nabíjet své elektromobily.

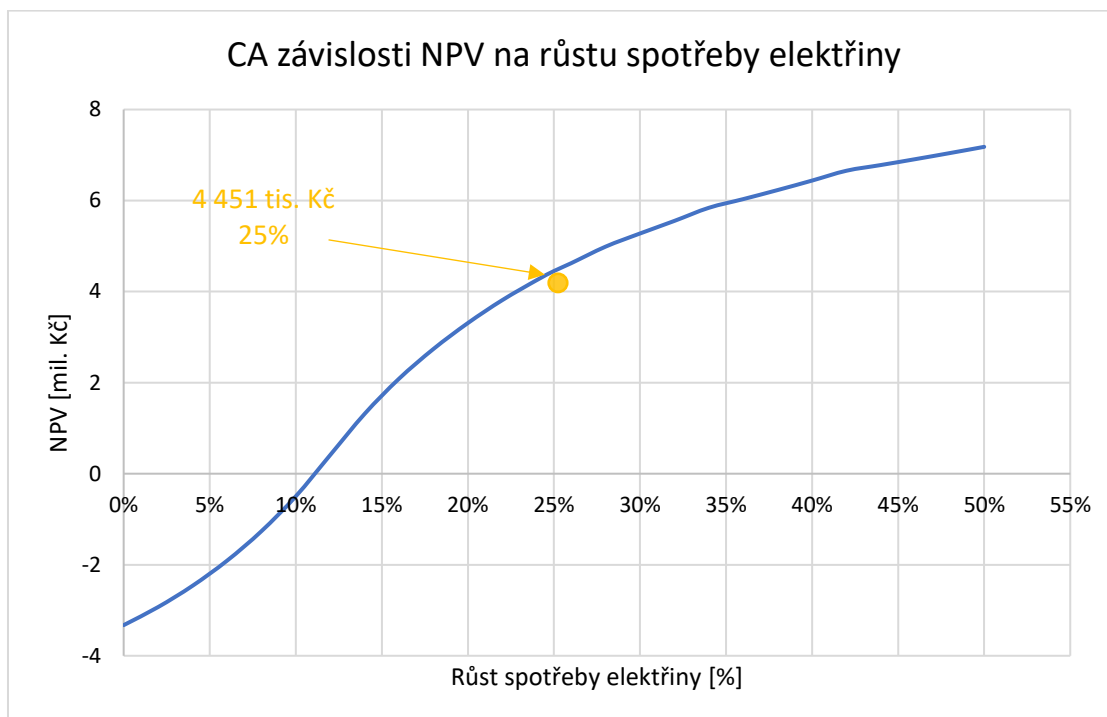


Graf 26 - Citlivostní analýza závislosti velikosti marže na NPV

Z grafu vytvořené citlivostní analýzy vidíme, že marže nesmí být menší než 1,2 Kč, v takovém případě by NPV bylo záporné. Podle mého názoru je stanovení marže na 2 Kč ideální a motivuje zákazníky k nákupu elektřiny z instalovaných nabíjecích stanic, celková cena za elektřinu pro zákazníky při marži 2 Kč je 8,5 Kč což je spodní hranice průměru za kterou se dnes auta nabíjejí.

11.3.4. CA závislosti NPV na růstu spotřeby elektřiny

Pokud by spotřeba elektřiny nabíjecích stanic zákazníky nebyla dostatečná výsledný projekt by nebylo možno realizovat. Následující citlivostní analýza zobrazuje závislost tohoto růstu na NPV.

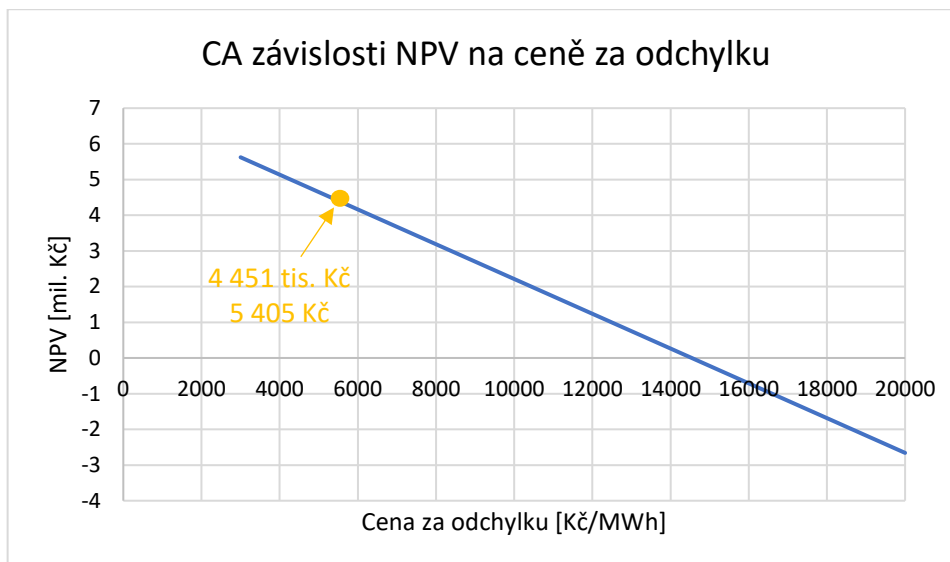


Graf 27 – Citlivostní analýza závislosti NPV na růstu spotřeby elektřiny

Z grafu je zřejmé že předpokládaný růst meziroční spotřeby musí být minimálně 12 %, vzhledem k předpokladu rozvíjející se elektromobility a nedostatečného počtu nabíjecích stanic lze tento minimální nárůst ve výši 12 % předpokládat. Tento faktor by tedy neměl investici omezit.

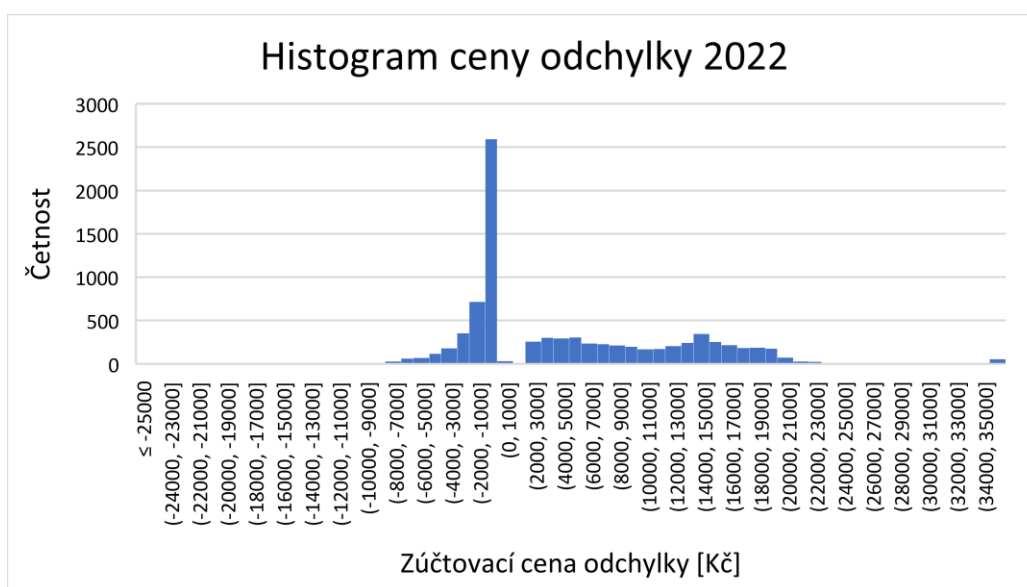
11.3.5. CA závislosti NPV na ceně za odchylku

Významná část nákladů je za odchylku, v mém bazickém scénáři jsem použila pro zjednodušení výpočtu průměrnou cenu za odchylku v roce 2022. Tato cena se však nestálá a může Negativně ovlivnit velikost NPV, pokud by dosahovala vysokých hodnot.



Graf 28 - Citlivostní analýza závislosti NPV na ceně odchylky

Z této analýzy je zřejmé že pokud by průměrná odchylka dosáhla hodnoty přes 15 000 Kč. NPV vy vyšlo záporné. Tato skutečnost není nemožná, proto jsem vytvořila histogram zúčtovací ceny odchylky. Z histogramu níže vidíme, že zúčtovací cena odchylky se nejčastěji pohybovala mezi 1 000 a 2 000 Kč (kladné nebo záporné hodnoty záleží na pozici zúčtovací ceny (odchylka/ proti odchylka)). Proto si dovolím konstatovat, že by rapidní zvýšení ceny odchylky nemělo proběhnout a projekt by tímto neměl být ohrožen.



Graf 29 - Histogram ceny odchylky

12. Závěrečné doporučení a diskuse výsledků

Z provedení citlivostních analýz můžeme vyvodit několik závěrů:

- Víše diskontu bude mít vliv pouze na velikost NPV projektu, ale jeho mírné navýšení či pokles nezapříčiní neefektivnost projektu.
- Výše odměn v bazickém scénáři mohla být stanovena vyšší, aby ekonomicky atraktivnila projekt pro zapojení domácností. Dále jsem zde zjistila, že hodnota nesmí přesáhnout 8 Kč/kWh.
- Velikost marže pro zákazníky stanic je stanovena ideálně, tato hodnota nesmí být menší než 1,2 Kč/kWh odebrané energie, způsobilo by to finanční nevýhodnost projektu.
- Stěžejní parametr je predikce růstu spotřeby elektřiny, který nelze přesně určit. Dle CA musí být minimální meziroční růst spotřeby 12 % což je o více než polovinu méně oproti předpokládaným predikcím stanovené na základě analýz. Proto předpokládám, že i snížení meziročního růstu spotřeby by nemělo investici ohrozit. Dále bych chtěla poznamenat, že růst spotřeby není neomezený, meziroční spotřeba roste podle možnosti nabíjecích stanic a v bazickém scénáři naplní svou maximální hodnot v 8. roce životnosti.
- Cenu odchylky také považuji za jeden ze stěžejních parametrů. Odchylka je v průběhu celého roku drasticky mění a může se vyšplhat až na desetitisícové hodnoty, tyto hodnoty by negativně ovlivnily projekt, nicméně nejčtetnější hodnoty se pohybují v řádech tisíců, na tento parametr bych doporučila dodělat analýzu nejpravděpodobnější ceny odchylky v zimním období kdy bude agregátor poskytovat flexibilitu a za odchylku bude zodpovědný.

Dále předpokládám legislativní podporu vzniku nezávislého agregátora a zajištění možnosti jeho vstupu na trh, pokud nebude připravená legislativa, tento projekt nebude moci být uskutečněn, nicméně výpočtový model bude moci být použit i následující roky, kdy legislativa tento obchodní model dovolí, bude nutné jen změnit hodnoty vstupních parametrů.

Dále je nutné podotknout, že distribuční síť je mřížového typu, a tedy sekundární strany DTS jsou spojeni pomocí rozpínacích integračních stanic (RIS). Model, který jsme počítala je tedy zjednodušeného formátu, kdy předpokládám, že všechny OM jsou připojeny na jednu DTS bez připojení k dalšímu DTS pomocí RIS.

Model nezávislého agregátora pro provoz nabíjecích stanic by podle dosažených výsledků a zhodnocení mohl poskytnout podporu při rozvíjející se infrastruktuře k naplnění cílů vytvořit dostatečnou infrastrukturu nabíjecích stanic i v oblasti s velkým přetížením DTS. Tento model by se dále dal rozvádět a agregátor by mohl získanou flexibilitu prodávat na energetických trzích a mohl by fungovat i jako obchodník pro své agregované domácnosti. Pro poskytování podpůrných

služeb by tento model mohl také fungovat, ale pouze v případě, že bude mít agregátor k dispozici více takových oblastí a dokázal by agregovat větší množství elektřiny, které by k poskytování podpůrných služeb mohl přihlásit.

Poslední otázkou zůstává princip zachování fungování HDO pro členy OM vstupujících do agregace. Výpočetní scénář pro konkrétní den v roce uveden v kapitole 8. počítá s reálnými daty v průběhu dne daných zařízení, což znamená, že daná zařízení fungovala pod HDO. I tak byl agregátor schopný agregovat potřebné množství energie na řízení přetížení. Proto než bude platná nová tarifní struktura a HDO pravděpodobně zruší, může být tento princip nadále i u zařízeních přihlášených k agregaci být zachován.

13. Závěr

V této práci jsem se zaměřila na identifikaci a zařazení agregátora flexibility do současného trhu s elektřinou. Zjistila jsem, že evropská nařízení, a i směr celkové energetiky nejen v ČR, ale i v rámci EU k modelům agregace flexibility rapidně směřují a již v některých zemích je plně zaveden se všemi možnými typy fungování. V České republice zatím ale funguje pouze jeden princip, a to integrovaný agregátor, který je zároveň i obchodníkem pro daná OM, a je subjektem zúčtování. Nejvýznamnějšími agregátory v ČR patří v současnosti E.ON, Innogy Energo a Nano Energies. V některých zemích EU funguje i tzv. nezávislý agregátor, který se účastní prodeje agregované flexibility na denních a vnitrodenních trzích nebo poskytuje svou agregovanou flexibilitu pro podpůrné služby sítě. V Belgii jako v jedné z prvních zemí funguje i model nezávislého agregátora pro řízení přetížení distribuční sítě. Současná legislativa v ČR zatím tedy neumožňuje princip funkce nezávislého agregátora, ale legislativní koncept pro tento model se již připravuje. Nejvíce diskutované otázky v souvislosti s nezávislým agregátorem jsou zejména následující:

- Jaké budou jeho vazby a povinnosti vůči ostatním subjektům v rámci celého trhu s elektřinou?
- Jak se bude vypořádávat cena za odchylku, pokud nezávislý agregátor bude agregovat zařízení jiných obchodníků a tuto odchylku může svou činností způsobovat?
- Jakým způsobem aktivace flexibility ovlivní spotřebu OM a tím pádem i jak naruší jejich předpokládaný odběr elektrické energie v čase?
- Jaké ztráty/dopady z fungování nezávislého agregátora plynou pro obchodníka s elektřinou, na daných OM a jaké bude jejich vypořádání?

Hlavní myšlenkou je skloubit volný a nediskriminační vstup na trh nezávislých agregátorů flexibility a zajištění toho, aby nikdo jejich vstupem na trh nebyl znevýhodňován nebo nějak zásadně ovlivňován jako jsou např. právě obchodníci s elektřinou.

Vypořádání odchylky by mohlo fungovat na principu maximálního možného instalovaného výkonu všech zařízení, které agregátor agreguje. V případě velké odchylky by tedy fungovala omezující podmínka, která by říkala, že agregátor zaplatí maximálně za odchylku ve velikosti sumy všech svých instalovaných výkonů agregovaných zařízení na hladině NN. S rozšiřující se decentralizací a přibýváním mikrodrojů zapojujících se na trh s elektřinou bude velký tlak na instalaci průběhového měření, sběr a analýzu dat. V této souvislosti je vytvořen plán na instalaci chytrých měřicích přístrojů (AMM), instalace AMM by měla začít výběrově od 1.7.2024 a dále pokračovat až do plného nasazení AMM na všechna OM. Pro sběr dat a jeho vyhodnocování je vytvořen projekt Energetické Datové Centrum (EDC), který by od roku 2024 měl poskytovat podporu pro sdílení elektřiny a dále by měl sloužit jako datový nástroj pro zakomponování aktivního zákazníka na trh s elektřinou. Se změnami chování na trhu také souvisí nová tarifní

struktura, která eliminuje vícesložkové tarify a bude fungovat na principu „dobrého chování“ zákazníka. Zákazníci s chováním v souladu se zatížením a aktuálními potřebami soustavy budou mít nižší cenu za elektřinu než zákazníci, kteří budou svým odběrem nebo výrobou elektřiny celkový systém zatěžovat. Celková digitalizace a zpřístupňování energetického trhu aktivním zákazníkům bude mít za následek komplexní změnu chování nejen výrobců elektrické energie, ale i zákazníků. Agregace flexibility je tedy model, který na základě těchto okolností na trhu přirozeně vzniká, ale je důležité jeho potenciál správně a efektivně využít.

Při analýze současných problémů na trhu s elektřinou jsem došla k závěrům, že v následujících letech bude přibývat velké množství instalovaného výkonu FVE, který má být do roku 2030 až sedminásobek dnešního instalovaného výkonu, který byl k 31.12.2022 2 106 MW. Dále bude obrovský nárůst počtu elektromobilů, což bude pravděpodobně způsobeno dekarbonizačním plánem a omezováním emisí v odvětví dopravy. Dnešní počet elektromobilů na území ČR je okolo 15 000 kusů, v roce 2030 má tento počet přesáhnout až 200 000 kusů elektromobilů což je více než třináctinásobek. Pro provoz takového množství aut na elektřinu bude potřeba i přenést příslušné množství elektřiny a zejména zajistit přenos vysokého výkonu v čase. V roce 2030 se předpokládá spotřeba elektrické energie pro nabíjení elektroaut ve výši 500 GWh za rok. Výstavba nabíjecích stanic spjatá s vysokým počtem elektromobilů bude mít za následek zejména hrozbu přetížení DTS, a to především v hustě zabydlených oblastech. Z toho důvodu jsem vytvořila model nezávislého agregátora se zaměřením na řízení přetížení na hladině NN, jmenovitě na řízení přetížení distribučního transformátoru. Právě nezávislý agregátor by tento problém mohl eliminovat a pozitivně ovlivnit rozvoj nabíjecích stanic ve městech a v hustě obydlených oblastech s vysokým požadavkem na rozvoj dobíjecí infrastruktury.

Pro potřeby modelu a simulací provozu nezávislého agregátora jsem provedla nejprve analýzu průběhu zatížení dvou DTS umístěných v Praze (TRFA a TRFB). Z těchto dat jsem zjistila, že TRFA má vyšší zatížení a z průběhu bylo zřejmé, že většina připojených OM jsou typu domácnosti. Toto trafo bylo tedy vhodnější pro následné výpočty a vytvoření vzorového principu fungování přetížení DTS v důsledku instalace nabíjecích stanic v kombinaci s řízením přetížení pomocí nezávislého agregátora flexibility. Dále jsem stanovila velikost nabíjecích stanic a jejich předpokládaný průběh odběru elektřiny elektrickými auty v průběhu dne. Celkový dobíjecí výkon nabíjecí stanice byl po započítání soudobosti 230 kW. Instalací těchto stanic by se zatížení TRFA zvýšilo nad povolený limit 434,7 kW v 1778 hodin v roce dle křivky trvání zatížení. Z toho důvodu jsem se rozhodla přetížení transformátoru řídit pomocí nezávislého agregátora flexibility. Roční potřebná agregovaná energie dodaná v rámci flexibility byla vypočítána na hodnotu 56,25 MWh/rok. Potřebný výkon pro dodání tohoto objemu energie je nutné agregovat ze zařízení umístěných v domácnostech přihlášených k agregaci.

Pro stanovení velikosti agregovaného disponibilního výkonu pro poskytování flexibility bylo nutné stanovit počet OM přihlášených k agregaci. Což jsem udělala na základě analýzy možného počtu odběrných míst připojených k jedné DTS v závislosti na stupni elektrizace, počtu OM a koeficientu soudobosti. Tato metodika se běžně v praxi využívá pro dimenzování rozvoje sítě. Počet OM pro bazický scénář jsem na základě této analýzy stanovila na 135 domácností s různými typy zařízení vhodnými k agregaci jako jsou, tepelná čerpadla, elektrokotle, bojler a přímotopy. Tato zařízení mají disponibilní výkon pro potřeby poskytování flexibility zpravidla v rozsahu 1-3 kW. Vzhledem k nejasnému větší zájmu na straně domácností jsem vytvořila další čtyři scénáře, které se pohybují od malé účasti OM, pouze 45 domácností k vysoké účasti 175 domácností přihlášených k agregaci. Dále jsem pro konkrétní modelový příklad použila nejrizikovější den roce, tedy den maximálního zatížení TRFA, kde je nejvyšší hrozba přetížení 114 kW. Při analýze bazického scénáře se 135 OM přihlášenými k agregaci s maximální dostupnou flexibilitou 117,9 kW v daný okamžik v nejrizikovější den bylo zjištěno, že agregátor dokáže pokrýt agregovanou flexibilitou přetížení daného transformátoru v plné výši i se vznikem a kompenzací následného rebound efektu.

Pro komplexní vyhodnocení řízení přetížení nezávislým agregátorem flexibility jsem navrhla celkem 5 scénářů dle počtu zapojených OM do poskytování flexibility. Ve scénářích s malým zájmem o poskytování flexibility, kdy byla dostupná flexibilita pouze 46,6 kW (scénář 1) a 84,7 kW (scénář 2) nastal problém, že velikost agregovaného dostupného výkonu nedokáže pokrýt v plné výši vzniklou velikost přetížení TRFA. V tomto případě by pak musel agregátor flexibility, jako provozovatel dobíjecích stanic, omezovat nabíjení elektromobilů, a to ve zhruba 500ti hodinách za rok při agregovaném dostupném výkonu ve výši 46,6 kW. U zbylých scénářů 3. a 4. s disponibilním výkonem 107 kW a 150 kW tato skutečnost nenastala nebo byla zanedbatelná. Z provedených scénářů provozu poskytování flexibility vyvozují závěr, že pro tento případ je dostačující hodnoty disponibilního výkonu pro řízení flexibility přibližně ve výši 115 kW.

Identifikace problému rebound efektu přinesla následující výsledky: v bazickém scénáři množství agregované flexibility stačilo i na vyrovnání rebound efektu, větší problém však nastal při malém množství OM přihlášených k agregaci, kdy bude rebound efekt v časech s vysokým zatížením TRFA ve 100% výši poskytnuté flexibility. Velikost rebound efektu jsem stanovila podle poměru počtu aktivovaných OM a dostupných OM pro aktivaci. Výsledky ukázaly procentuální navýšení potřebné flexibility na vyrovnání rebound efektu z původní plánované potřebné flexibility. U Bazického scénáře bylo potřeba navíc 40 % z poskytnuté flexibility, u 1. scénáře 79 %, u 2. scénáře 55 %, 3. scénáře 44 % a u 4. scénáře s nejvíce OM přihlášených k agregaci pouze 32 %. Z těchto výsledků je jasné, že je výhodnější pro agregátora flexibility disponovat větším množstvím odběrných míst přihlášených k flexibilitě z důvodu větší pravděpodobnosti pokrytí tohoto negativního vlivu. Co se týče způsobené odchylky, tu jsem uvažovala, že v čase aktivace

flexibility půjdou náklady na její vyrovnaní za agregátorem flexibility ve výši aktivované energie. Z pohledu fungování elektroenergetického trhu jsem tedy nezávislého agregátora považovala za subjekt zúčtování, který nese odpovědnost za odchylku.

Množství spotřebované elektřiny elektroauty, velikost potřebné flexibility, velikost rebound efektu a případnou velikost omezení nabíjení jsem použila jako hlavní vstupy pro ekonomické posouzení investice výstavby nabíjecích stanic za dobu životnosti metodou čisté současné hodnoty. Ve všech scénářích vyšla hodnota NPV kladná, konkrétně u Bazického scénáře 4 451 tis. Kč, **proto bych tento projekt z ekonomického hlediska doporučila k realizaci**. Celkové náklady na flexibilitu přepočítané na čistou současnou hodnotu projektu za dobu životnosti projektu jsem vypočítala na 5 mil. Kč, což je průměrně 620 tis. Kč za rok. Dalo by se tedy říct, že pokud by agregátor nevlastnil nabíjecí stanice, ale poskytoval by pouze službu agregace, majitel dobíjecích stanic by musel agregátorovi za jeho služby platit minimálně tuto částku.

Výsledky ekonomického hodnocení byly podrobeny citlivostním analýzám na parametry, které by na výstup projektu mohly mít největší vliv. Největší hrozbu, kterou investor nemůže ovlivnit jsem identifikovala v podobě možnosti malého meziročního růstu spotřeby elektrické energie na nabíjecích stanicích. I když predikce a předpokládaný rozvoj elektromobility malý meziroční nárůst vyvrací, na tento fakt se nemůže investor s jistotou spolehnout. Dále jsem zjistila, že agregátor by měl investovat více peněžních prostředků do odměn pro OM přihlášených do agregace. V bazickém scénáři by při zachování vstupních předpokladů dostaly domácnosti finanční kompenzaci za poskytovanou službu pouze ve výši 625 Kč/rok. Při této ceně je pravděpodobná malá účast domácností. Na základě citlivostní analýzy jsem vyvodila závěr, že by bylo vhodnější domácnosti odměnit více, a to částkou přibližně 2 000 Kč/rok, kdy by NPV pak vycházelo na 2 061 tis. Kč. Nad určením této ceny by se dále dalo spekulovat, pokud by agregátor chtěl domácnosti odměňovat více mohl by zvýšit svou marži na dobíjecích stanicích, kterou jsem stanovila 2 Kč/kWh, díky takto nízké marži vychází cena za nabíjení pro rok 2024 8,5 Kč/kWh, což je spodní hranice dnešního průměru za 1 kWh elektrické energie v rámci veřejného nabíjení. Pokud by se tato cena zvýšila mohl by agregátor více odměňovat zákazníky a současně zvýšit svou ziskovost. Smyslem této práce však nebylo vytvářet obchodní záměr, ale analyzovat, zda by agregátor flexibility byl efektivním řešením pro vznikající problémy v transformující energetice, jako je právě například zvyšování zatížení distribučních transformačních stanic. Z provedených analýz a modelů je patrné, že z technického pohledu je agregace flexibility účinným nástrojem pro udržování stabilního a bezpečného chodu sítě. Navržený algoritmus, který jsem použila ve svém modelu provozu agregátora v této práci lze použít pro řízení přetížení různých DTS v reálném provozu a tím pomoci rozvíjet potřebnou infrastrukturu nabíjecích stanic pro elektromobily, která sehraje v budoucnu při dosahování klimaticko-energetických cílů EU klíčovou roli.

Zdroje

- [1] “Odkud pochází energie EU?” [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/cs/infographics/where-does-the-eu-s-energy-come-from/> (accessed Mar. 11, 2023).
- [2] “The Czech Presidency leads negotiations on revision of the Regulation on the Recovery and Resilience Facility,” Aug. 08, 2022. [Online]. Available: <https://www.vlada.cz/cz/evropske-zalezitosti/aktualne/the-czech-presidency-leads-negotiations-on-revision-of-the-regulation-on-the-recovery-and-resilience-facility-198244/> (accessed Mar. 11, 2023).
- [3] “7. d Paris Agreement.” [Online]. Available: https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en (accessed Mar. 11, 2023).
- [4] “Paris Agreement on climate change.” [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/climate-change/paris-agreement/> (accessed Mar. 11, 2023).
- [5] “NAŘÍZENÍ EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY, kterým se stanoví rámec pro dosažení klimatické neutrality a mění nařízení (EU) 2018/1999 (evropský právní rámec pro klima).” [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/media/39914/a-new-strategic-agenda-2019-2024-en.pdf>.
- [6] “European Electricity Review 2023.” [Online]. Available: <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2023/> (accessed Mar. 11, 2023).
- [7] Ing. Bc. Milan KLOUBEC, “LIBERALIZACE VYBRANÝCH TRHŮ S ELEKTRINOU A KOMPARACE JEJICH VÝVOJE,” 2014.
- [8] Chemišinec Igor, Obchod s elektřinou. Conte, 2010. Accessed: Apr 09, 2023. [Online]. Available: <https://docplayer.cz/20694285-Obchod-s-elektrinou-igor-chemisinec-miroslav-marvan-jakub-necasny-tomas-sykora-jiri-tuma.html>
- [9] “Úplné znění zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), jak vyplývá z pozdějších změn,” 2025. [Online]. Available: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2005-91> (accessed May 09, 2023).
- [10] “Vnitřní trh s energií - Fakta a čísla o Evropské unii Evropský parlament,” 2022. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/cs/sheet/45/internal-energy-market> (accessed Mar. 12, 2023).
- [11] “EU achieves 20-20-20 climate targets, 55 % emissions cut by 2030 reachable with more efforts and policies.” [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/highlights/eu-achieves-20-20-20> (accessed Mar. 12, 2023).
- [12] “Zelená dohoda pro Evropu.” [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_cs (accessed Mar. 12, 2023).
- [13] “Delivering the European Green Deal.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en (accessed Mar. 05, 2023).
- [14] “Coal regions in transition.,” European Commission. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions/coal-regions-transition_en (accessed Mar. 05, 2023).
- [15] “NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě.” Accessed: Mar. 12, 2023.

- [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=LT>
- [16] “KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY – ČÁST I.” [Online]. Available: <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps> (accessed Mar. 12, 2023).
- [17] “Elektroenergetika – Legislativa.” [Online]. Available: <http://www.mojeenergie.cz/cz/elektroenergetika-legislativa#v%C3%BDrobce> (accessed May 09, 2023).
- [18] “Lokální Distribuční Soustava – definice a vznik.” [Online]. Available: <https://weroenergy.eu/lokalni-distribucni-soustava/#> (accessed Mar. 12, 2023).
- [19] “Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon).” [Online]. Available: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458> (accessed Mar. 05, 2023).
- [20] Ote, “OTE, a. s. - Základní informace.” Accessed: Mar. 12, 2023. [Online]. Available: www.ote-cr.cz
- [21] “Ceny za služby operátora trhu v elektroenergetice,” Jan. 01, 2023. [Online]. Available: <https://www.ote-cr.cz/cs/registrace-a-smlouvy/smluvni-vztahy-elektrina/ceny-za-sluzby-ote> (accessed Apr. 09, 2023).
- [22] “O ERÚ.” [Online]. Available: <https://www.eru.cz/o-eru> (accessed Mar. 12, 2023).
- [23] “NAŘÍZENÍ EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY (EU) 2019/942 ze dne 5. června 2019, kterým se zřizuje Agentura Evropské unie pro spolupráci energetických regulačních orgánů”, Accessed: May 09, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0942>
- [24] “Role agregátora v české energetice Zpracováno pro tým A12,” 2018. Accessed: Mar. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/1/Role-agregatora-v-ceske-energetice.pdf>
- [25] “Informace k přechodu na 15 min. interval ”, Accessed: Mar. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.ote-cr.cz/cs/dokumentace/dokumentace-elektrina/15minut>
- [26] “VYHLÁŠKA Č. 408/2015 SB., O PRAVIDLECH TRHU S ELEKTŘINOU.” [Online]. Available: <https://www.eru.cz/vyhlaska-c-408-2015-sb-o-pravidlech-trhu-s-elektrinou> (accessed Mar. 05, 2023).
- [27] “VYHODNOCENÍ ODCHYLEK A CLEARING TDD V CS OTE,” 2014. [Online]. Available: https://www.cez.cz/edee/content/file/o-spolecnosti/dcerine-spolecnosti/cds/pro_zakazniky/konference2014/ote_hodanek_cz.pdf (accessed Apr. 09, 2023).
- [28] “Statistika - Přepočtené TDD,” 2023. [Online]. Available: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/typove-diagramy-dodavek-elektriny/prepoctene-tdd?date=2023-05-08> (accessed May 10, 2023).
- [29] “Produktový list - Trh s elektřinou (organizovaný krátkodobý trh),” 2020.
- [30] Ph. D. Ing. Rostislav Krejcar, “Organizační uspořádání energetického trhu: Organizované trhy a bilaterální obchody,” 2016, Accessed: Mar. 31, 2023. [Online]. Available: <https://www.energetikainfo.cz/33/organizacni-usporadani-energetickeho-trhu-organizovane-trhy-a-bilateralni-obchody-uniqueidmRRWSbk196FNf8-jVUh4EIDzobldhBp5wxYdOb8jqUv2ZspOsA8wwA/>
- [31] “PPA ČEZ ESCO.” [Online]. Available: <https://www.cezesco.cz/cs/produkty/ppa> (accessed Mar. 05, 2023).

- [32] Mgr. Dana Stejskalová and Doucha Šikola advokáti s.r.o, “Podpora výroby elektřiny z OZE prostřednictvím Power Purchase Agreements,” Apr. 09, 2020.
- [33] “Cenové rozhodnutí ERÚ 2023”, Accessed: Apr. 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.eru.cz/cenova-rozhodnuti?stav=All&rok=2022&kategorie=All&stitky=All>
- [34] “Energetický trh,” 2023. [Online]. Available: <https://www.ceps.cz/cs/energeticky-trh> (accessed Apr. 10, 2023).
- [35] “Pravidla provozování přenosové soustavy KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY-ČÁST II. Podpůrné služby (PpS).” Accessed: Mar. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>
- [36] “Instalovaný výkon zdrojů registrovaných v systému OTE, a.s. podle druhu zdroje, včetně nepodporovaných zdrojů,” Dec. 31, 2022. [Online]. Available: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/statistika-poze/registrace> (accessed Apr. 11, 2023).
- [37] odbor elektroenergetiky a teplárenství, “Jednání Think Tanku NAP SG dne 1.3.2023,” Mar. 03, 2023. [Online]. Available: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/jednani-think-tanku-nap-sg-dne-1-3-2023--272968/> (accessed Apr. 11, 2023).
- [38] “Sbírka zákonů č. 359 / 2020 - VYHLÁŠKA ze dne 13. srpna 2020 o měření elektřiny”, Accessed: Apr. 07, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=NIM:202100180>
- [39] Eduard Majling, “HDO – smart grid fungující již půl století,” Apr. 19, 2015. [Online]. Available: <https://oenergetice.cz/elektrina/hdo-smart-grid-fungujici-jiz-pul-stoleti> (accessed Apr. 08, 2023).
- [40] “Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice ČR 2012.” Accessed: Apr. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2016/11/Ekonomicke-posouzeni-AMM-elektro.pdf>
- [41] “Národní akční plán pro chytré sítě 2019 - 2030 NAP SG”, Accessed: Apr. 07, 2023. [Online]. Available: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/9/Aktualizace_NAP_SG_2019-2030.pdf
- [42] “KONCEPCE PROPOJENÍ NOVÉHO DESIGNU TRHU V ELEKTROENERGETICE S POŽADAVKY NA ZMĚNU V REGULOVANÝCH CENÁCH A TARIFECH NÁVRH”, Accessed: Apr. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.eru.cz/navrh-koncepcne-propojzeni-noveho-designu-trhu-v-elektroenergetice-s-pozadavky-na-zmeny-v-cenach>
- [43] KRÝŽOVÁ Lucie, “Faktury na elektřinu dostanou novou položku, proud bude o trochu dražší,” Feb. 2023, Accessed: May 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.seznamzpravy.cz/clanek/ekonomika-firmy-faktury-na-elektřinu-dostanou-novou-polozku-proud-bude-o-trochu-drazsi-226386>
- [44] E. Trmalová, “Síťový semafor,” 2022.
- [45] S. Křížová, “Faktury na elektřinu dostanou novou položku, proud bude o trochu dražší,” 2023.
- [46] ČEPS a.s., “Výzva pro energetiku: zpracování dat,” 2023.
- [47] “Demand side response.” [Online]. Available: <https://www.theade.co.uk/resources/what-is-demand-side-response> (accessed Mar. 06, 2023).
- [48] M. H. Hashemi, “Energy Management of Industrial Loads In a Smart Micro grid Using Particle Swarm Optimization Algorithm Reserve Management in Restructured Power System

- Considering Loads Reliability View project Energy Management of Industrial Loads In a Smart Microgrid Using PSO Algorithm,” 2015. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/286556977>
- [49] “What is Energy Aggregation, How it Works and Pros & Cons,” *energyrates.ca*. [Online]. Available: <https://energyrates.ca/energy-aggregation-how-it-works-pros-cons/> (accessed Mar. 06, 2023).
- [50] ČEPS, “Do řízení elektrizační soustavy se zapojili noví agregátoři,” 2021, Accessed: May 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.energetikainfo.cz/33/vyvazeny-tarifni-system-od-nts-k-vts-uniqueidgOke4NvrWuMF1Z1s5yTC1Z4TFhq3K9al6DUTyINcu4/>
- [51] ČERNÝ Alexandr, “Flexibilita a agregace z pohledu obchodníků,” 2021.
- [52] Kolektiv autorů, Závěrečná zpráva I. etapy projektu ZL6 NAP SG. 2021.
- [53] VOBOŘIL David, “Sebastian Blake: Díky umělé inteligenci umožňujeme Británii těžit z flexibility na straně spotřeby,” Sep. 23, 2018. [Online]. Available: <https://oenergetice.cz/rozhovory/sebastian-blake-diky-umele-inteligenci-umoznujeme-britanii-tezit-flexibility-strane-spotreby> (accessed Mar 10, 2023).
- [54] Řešitelský tým projektu, “Zpráva pro MPO o využitelnosti agregace flexibility PpS,” 2023. Accessed: Mar. 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/vyzkum-a-vyvoj-v-energetice/resene-dokoncene-projekty-a-jejich-vystupy/projekty-podporene-v-ramci-2-verejne-souteze-programu-theta/2023/4/Vyzkumna-zprava-o-vyuzitelnosti-agregace-flexibility.pdf>
- [55] TRMALOVÁ Eliška, “PŘEDSTAVENÍ PROJEKTU EFLEX.” Accessed: May 10, 2023. [Online]. Available: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/vyzkum-a-vyvoj-v-energetice/workshopy/2021/7/Blok-2--prezentace-4---Projekt-Eflex-_TK03020118_.pdf
- [56] “Projekt DFLEX ověřil využitelnost agregace flexibility,” Mar. 22, 2023. [Online]. Available: <https://oenergetice.cz/prenos-elektriny/projekt-dflex-overil-vyuzitelnost-agregace-flexibility> (accessed May 10, 2023).
- [57] “SecureFlex,” 2018. [Online]. Available: <http://secureflex.laps.zcu.cz/index.php?title=Overview> (accessed May 10, 2023).
- [58] “PROJEKT SECUREFLEX (SÍŤOVĚ BEZPEČNÁ AKTIVACE FLEXIBILITY),” 2019. [Online]. Available: www.secureflex.cz
- [59] “Virtuální elektrárna E.ONu certifikovala poskytování podpůrných služeb pro ČEPS,” Jun. 10, 2021. [Online]. Available: <https://www.eon.cz/pro-media-tiskove-zpravy/virtualni-elektrarna-eonu-certifikovala-poskytovani-podpurnych-sluzeb-pro-ceps/> (accessed Apr. 10, 2023).
- [60] A. Forouli et al., “Assessment of demand side flexibility in european electricity markets: A country level review,” *Energies*, vol. 14, no. 8. MDPI AG, Apr. 02, 2021. doi: 10.3390/en14082324.
- [61] “About ACER,” 2023.
- [62] “NAŘÍZENÍ EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou”.
- [63] “Framework Guideline on Demand Response,” 2022. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>
- [64] “SMĚRNICE EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU”.
- [65] “ACER submitted the framework guideline on demand response to the European Commission – first step towards binding EU rules,” ACER, Dec. 21, 2022. [Online].

- Available: <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-submitted-framework-guideline-demand-response-european-commission-first-step-towards-binding-eu-rules> (accessed Mar. 06, 2023).
- [66] “Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ 2022).” Accessed: Apr 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2023/5/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-elektrizacni-soustavy-CR-2022.pdf>
- [67] “Elektromobilita v ČR a světové trendy,” Apr. 14, 2021. [Online]. Available: <https://www.epet.cz/elektromobilita-v-cr-a-svetove-trendy-2021/> (accessed May 10, 2023).
- [68] “Model zapojení DECE, akumulace a spotřeby včetně elektromobility do procesu řízení ES ČR.” Accessed: May 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/2/Flexibilita.pdf>
- [69] “Projekce flexibility v síti NN a VN související s rozvojem elektromobility a decentrálních zařízení, zejm. stacionární akumulací, v ČR do roku 2040.” Accessed: May 10, 2023. [Online]. Available: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/vyzkum-a-vyvoj-v-energetice/resene-dokoncene-projekty-a-jejich-vystupy/projekty-podporene-v-ramci-2-verejne-souteze-programu-theta/2021/8/Vystup-_2-2_Workshop-Simulace-geografickeho-a-casoveho-rozlozeni-flexibility.pdf
- [70] VOTRUBA Stanislav, “Nové trendy v energetice,” Praha , Nov. 2022.
- [71] GABORČÍK Michal, “AUTONOMNÍ PORUCHOVÝ ZÁZNAMNÍK NAVRŽENÝ PRO DISTRIBUČNÍ TRAFOSTANICE,” Brno, 2014. Accessed: May 16, 2023. [Online]. Available: https://www.vut.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=83551
- [72] ERÚ, „ANALYTICKÁ ČÁST legislativní a strategická východiska, nové trendy a technologie.”
- [73] JELENECKÝ, Vojtěch a Jan HEJHAL. ZÁSADY NAVRHOVÁNÍ SÍTÍ NN. 4. PREDi, 2022.
- [74] Výnos dluhopisu 10R - ČR (Úrokové sazby finančních trhů [%]) - ekonomika ČNB. Kuryz.cz . Accessed: May 16, 2023. [Online]. Available:<https://www.kurzy.cz/cnb/ekonomika/vynos-dluhopisu-10r-cr/>
- [75] 75 DAMODARAN, Aswath. Damodaran . Accessed: May 16, 2023. [Online]. Available: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- [76] NÁRODNÍ DOTAČNÍ PROGRAMY MINISTERSTVA PRO MÍSTNÍ ROZVOJ OD ROKU 2023. Accessed: May 16, 2023. [Online]. Available:https://www.mmr.cz/getmedia/e89c485c-5952-4c27-82ad-f2b45b04e379/Brozura_Narodni-dotacni-programy_2023.pdf.aspx?ext=.pdf
- [77] SECTRON: Elektromobilita . Accessed: May 16, 2023. [Online]. Available:<https://eshop.sectron.cz/elektromobilita/c-133/>

Seznam Obrázků

Obrázek 1 – Vertikálně integrovaný systém [8].....	18
Obrázek 2 – Zjednodušený pohled na liberalizovaný trh s elektrickou energií [8].....	20
Obrázek 3 – závazky k postupnému vyřazování uhlí v EU [14].....	22
Obrázek 4 – Vzájemné vazby jednotlivých subjektů na trhu s elektřinou [vlastní zpracování] .	30
Obrázek 5- Schéma organizovaného trhu [vlastní zpracování].....	33
Obrázek 6 – Rovnováha v elektroenergetické soustavě [vlastní zpracování]	37
Obrázek 7 – Přehled typů měření [38]	34
Obrázek 8 – Ukázka síťového semaforu[44]	43
Obrázek 9 – Strategie nastavení regulovaných síťových tarifů[42].....	44
Obrázek 10 – Podoba a role integrovaného agregátora [24].....	48
Obrázek 11 – Problém finanční kompenzace [vlastní zpracování]	49
Obrázek 12 – Podoba a role nezávislého agregátora [24].....	49
Obrázek 13 – Rovnováha v soustavě s nezávislým agregátorem [vlastní zpracování]	50
Obrázek 14 – Schématický příklad korekce na baseline [52]	51
Obrázek 15 – Ukázka rebound efektu [53]	52
Obrázek 16 – Agregátorem poskytované produkty jednotlivým účastníkům [24]	54
Obrázek 17 – Integrace nezávislého agregátora na trh [vlastní zpracování].....	55
Obrázek 18 – Cíle transformace energetiky – 3D[55]	56
Obrázek 19 – Nejnižší hodnoty potenciálu flexibility jaro/podzim 2030, útlum pracovního dne, kladná flexibilita[69].....	71
Obrázek 20 – Nejvyšší hodnoty potenciálu flexibility zima 2040, špička pracovního dne, záporná flexibilita[69]	71
Obrázek 21 – Stávající stav zatížení distribučních transformačních stanic v Praze[70].....	72
Obrázek 22 – Stav zatížení distribučních transformačních stanic v Praze při přechodu od plynu na elektřinu nebo jiných zatížení k roku 2040[70].....	72
Obrázek 23 – Schéma připojení obydlené oblasti s instalací dobíjecích stanic [vlastní zpracování]	73
Obrázek 24 – Schéma zapojení transformátor Dyn1 VN/NN [71]	77
Obrázek 25 - Olife Energy Stojanová dobíjecí stanice DC 60kW	97

Seznam Grafů

Graf 1 – Zatížení elektrizační soustavy ČR bez čerpání v roce 2022 a přepočítaná výroba FVE na 17 GW [37].....	37
Graf 2 – Výhled vývoje netto instalovaného výkonu FVE a větrných elektráren – Dekarbonizační predikce [66]	65
Graf 3 – Výhled vývoje bateriové akumulace [66]	66
Graf 4 – Predikce vývoje elektromobility – Respondentní/Konzervativní scénář [66].....	66
Graf 5 – Očekávaná potřeba počtu a struktury veřejných dobíjecích stanic ve středním scénáři 67	
Graf 6 – Diagram nabíjení rok 2030 - střední scénář[68]	67
Graf 7 – Spotřeba ČR – Progresivní scénář [66].....	68
Graf 8 – Agregovaný potenciál flexibility v letech, střední scénář	69
Graf 9 – Agregovaný potenciál flexibility v letech s rozdělením na VN a NN [69].....	70
Graf 10 - Naměřený přenesený výkon DTS po 10 minutách	74
Graf 11 - Interpolovaná data naměřeného přeneseného výkonu.	75
Graf 12 - Roční průběh zatížení TRFA a TRFB	75
Graf 13 - Křivka trvání zatížení TRFA a TRFB.....	76
Graf 14 - Výsledný koeficient soudobosti OM – β_n	79
Graf 15 - Maximální počet OM připojených k DTS dle typu elektrizace a soudobosti.....	80
Graf 16 - Křivka trvání zvýšeného zatížení TRFA a TRFB.....	82
Graf 17 - Roční průběh zatížení TRFA po instalaci nabíjecí stanice	83
Graf 18 - Zatížení domácnosti s TČ v průběhu letního a zimního dne	84
Graf 19 - Zatížení domácnosti s elektrokotlem v průběhu letního a zimního dne	84
Graf 20 - Denní průběh zatížení TRFA a disponibilní výkon OM.....	87
Graf 21 - Aktivace flexibility, nový průběh zatížení TRFA a velikost disponibilního výkonu po aktivaci	87
Graf 22 - Zvýšení zatížení vlivem rebound efektu.....	89
Graf 23 - Výslední diagram zatížení TRFA	90
Graf 24 - Citlivostní analýza závislosti NPV na diskontu.....	101
Graf 25 – Citlivostní analýza závislosti NPV na výši odměny za aktivaci flexibility pro OM a citlivostní analýza závislosti celkové rovní odměny pro OM na velikosti odměny za aktivaci. 102	
Graf 26 - Citlivostní analýza závislosti velikosti marže na NPV	103
Graf 27 – Citlivostní analýza závislosti NPV na růstu spotřeby elektřiny	104
Graf 28 - Citlivostní analýza závislosti NPV na ceně odchylky	105
Graf 29 - Histogram ceny odchylky	105

Seznam Tabulek

Tabulka 1 – Tabulka kategorií VM dle instalovaného výkonu.....	23
Tabulka 2 – Ceny za služby operátora trhu v elektroenergetice [21].....	25
Tabulka 3 – Vyhodnocení odchylek [27].....	28
Tabulka 4 - Výpočet odchylky[26]	28
Tabulka 5 - Příklad vypočtení ceny odchylky k 31.12.2022 na 1-5. hodinu [28].....	29
Tabulka 6 - Parametry krátkodobých trhů [28], [29]	33
Tabulka 7 – Standartní produkt regulační zálohy [35].....	36
Tabulka 8 – Standartní produkt regulační energie [35].....	36
Tabulka 9 – DSM techniky [48].....	46
Tabulka 10 – Charakteristické chování zařízení pro flexibilitu na NN [vlastní zpracování]	70
Tabulka 11- Stupeň elektrizace s doplňujícími informacemi.....	79
Tabulka 12 – Disponibilní výkon zařízení TRFA v kW	83
Tabulka 13 - Investiční náklady.....	97
Tabulka 14 – Předpoklady	98
Tabulka 15 - Vyhodnocení NPV.....	99
Tabulka 16 - Náklady na flexibilitu	100

Seznam použitých rovnic a vzorců

- (1) Orientační průběh spotřeby daného spotřebitele za uplynulý rok na konkrétní hodinu
- (2) Stanovení obchodní pozice – prvotní predikce baseline
- (3) Množství energie dodané agregátorem flexibility v dané periodě měření
- (4) Výsledná velikost baseline
- (5) Multiplikativní korekční mechanismus
- (6) Disponibilní výkon na hladině NN pro vytvoření limitu platby za odchylku
- (7) Disponibilní výkon na hladině VN pro vytvoření limitu platby za odchylku
- (8) Maximální činný výkon zatížení DTS
- (9) Maximální výkonový přenos kabelu při teplotě okolí 20°C
- (10) Výpočet činitele soudobosti
- (11) Výpočet soudobého výkonu
- (12) Výpočet teoretického disponibilního výkonu
- (13) Velikost regulační energie
- (14) Výpočet NPV
- (15) Výpočet WACC
- (16) Náklady na vlastní kapitál
- (17) Míra systematického rizika

Seznam příloh

Příloha č. 1 - Technicko-ekonomický výpočetní model nezávislého agregátora flexibility