



Pokročilé funkce Smart Meteringu

Smart Metering Advanced Functions

Diplomová magisterská práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Elektroenergetika

Autor diplomové práce: Bc. Jiří Vastl

Vedoucí diplomové práce: doc. Ing. Zdeněk Müller, Ph.D.

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Vastl** Jméno: **Jiří** Osobní číslo: **420121**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra elektroenergetiky**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Elektroenergetika**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Pokročilé funkce Smart Meteringu

Název diplomové práce anglicky:

Smart Metering Advanced Functions

Pokyny pro vypracování:

1. Úvod do Smart Meteringu
2. Přehled dostupných pokročilých funkcí Smart Meteringu
3. Vypracujte případovou studii vybrané funkce Smart Meteringu

Seznam doporučené literatury:

- [1] Carvallo, Andres.. The advanced smart grid : edge power driving sustainability / Boston : Artech House, c2011.
[2] Machowski, Jan. Power system dynamics : stability and control / 2nd ed. Chichester Hoboken : Wiley, c2008.
[3] Das, J. C.. Power system analysis : short-circuit load flow and harmonics / New York: Dekker.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

doc. Ing. Zdeněk Müller, Ph.D., K 13115 - katedra elektroenergetiky FEL ČVUT

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

Datum zadání diplomové práce: **14.02.2018**

Termín odevzdání diplomové práce: **25.05.2018**

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2019**

doc. |

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

PROHLÁŠENÍ

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

V Praze dne _____

Bc. Jiří Vastl

PODĚKOVÁNÍ

Děkuji především vedoucímu mé diplomové práce doc. Ing. Zdeňku Müllerovi, Ph.D., za cenné připomínky a věcné rady. Dále bych rád poděkoval společnosti PREdistribuce, a.s. za přístup k naměřeným datům, panu Ing. Radku Hanušovi, Ph.D. za přínosné konzultace a v neposlední řadě mé rodině a všem, kteří mě podporovali.

Název diplomové práce:

Pokročilé funkce Smart Meteringu

Abstrakt:

Diplomová práce se zaměřuje na pokročilé možnosti využití Smart meteringu v distribučních sítích. Obsahuje přehled možných funkcionalit spolu s přehledem nabízených funkcí na trhu. Blíže se zaměřuje na funkcionalitu měření frekvence, kterou rozpracovává v dalších částech práce. Vybavení Smart meterů přesným měřením frekvence umožňuje vzniknout novému systému frekvenčního odlehčování. Tento nový systém umožní individuální přístup ke každému odběrnému místu a zvýší tak možnost zapojení decentralizovaných zdrojů v havarijních stavech sítě. V praktické části je provedena analýza současného stavu frekvenčního odlehčování na distribučním území PREDistribuce, a.s. Další vývoj distribuční soustavy, zejména pak velký rozvoj fotovoltaiky, je modelován v dalších dvou scénářích pro rok 2030 a 2040. Na závěr práce je uvedena diskuse nad stávajícím a novým systémem frekvenčního odlehčování spolu s finálním doporučením.

Klíčová slova:

Smart metering, chytré elektroměry, SAFO, frekvenční odlehčování, havarijní plán, blackout.

Master's Thesis title:

Smart Metering Advanced Functions

Abstract:

This diploma thesis is focused on advanced functions of Smart meter used in distribution grids. It contains function overview offered on the market. It focuses more closely on frequency measurement which is described in detail in following parts. Smart meters equipped with frequency measurement allows to create new system of low frequency demand disconnection. This new system allows individual approach to each supply point. This behaviour helps to increase percentage of decentralized power plants and involved them to emergency systems. The current system in distribution area of PREdistribuce, a.s. is analysed in practical part of thesis. Practical part also include model of two scenarios, year 2030 and 2040 which is specific due to high involvement of renewable sources. The thesis ends with discussion of low frequency disconnection system and final recommendations.

Key words:

Smart metering, AMM, Smart meters, frequency control, grid stability, low frequency demand disconnection, LFDD, blackout, Under Frequency Load Shedding Tool

Obsah

Obsah	11
Seznam zkratk	17
Úvod.....	19
1 Smart metering	22
1.1 Konceptuální myšlenka Smart metering	23
1.2 Technické provedení	23
1.3 Smart metering součástí Smart grid	24
2 Příklady implementace Smart meteringu	25
2.1 Česká republika.....	25
2.1.1 Aktuální kroky České republiky	27
2.2 Velká Británie	27
2.3 Německo	28
2.4 Nizozemí	29
2.5 Finsko.....	30
2.6 USA, Filadelfie	31
3 Pokročilé funkce Smart meteringu	32
3.1 Čtyřkvadrantové měření výkonu.....	32
3.2 Měření kvality elektrické energie.....	33
3.3 Měření zatížení jednotlivých fází.....	35
3.4 Měření fáze proudu a napětí.....	35
3.5 Záznam maximální a minimální spotřeby, deník událostí	35
3.6 Více tarifních registrů	35
3.7 Systémem pre-payment.....	36
3.8 Limitér dodávky (přerušovač dodávky)	36
3.9 Měření napětí	37

3.10	Měření frekvence.....	37
4	Přehled vybavení Smart meterů na trhu.....	40
4.1	ZPA Smart Energy	40
4.2	Landis+Gyr.....	40
4.3	Iskrameco	41
4.4	ADDgrup	41
4.5	Modulové provedení.....	42
5	Bilancování rozdílu spotřeby a výroby elektrické energie	43
5.1	Havarijní plán	44
5.2	Chování elektráren v havarijních stavech.....	45
5.3	Frekvenční kolaps.....	48
6	Porovnání systému frekvenčního odlehčování	50
6.1	Vlastnosti současného systému frekvenčního odlehčování.....	50
6.2	Vlastnosti nového systému frekvenčního odlehčování	51
6.3	Decentralizované elektrárny v novém systému frekvenčního odlehčování	51
6.4	Rozhodovací algoritmus pro nový systém frekvenčního odlehčování.....	52
6.5	Srovnání lokálního a centrálního měření frekvence	53
6.6	Centrální měření frekvence	53
6.7	Lokální měření frekvence.....	54
7	Případová studie použití nového způsobu frekvenčního odlehčování	55
7.1	Zkoumaná oblast	56
7.2	Rozdělení vývodů do skupin frekvenčního plánu	57
7.3	Rozdělení spotřeby SAFO v roce 2017/2018.....	58
7.3.1	Výstupy naměřených dat SAFO 2017/2018.....	60
7.4	Rozdělení spotřeby do SAFO v roce 2030	62
7.4.1	Výstupy modelu zatížení v SAFO 2030	63
7.5	Rozdělení spotřeby SAFO v roce 2040.....	65

7.5.1	Výstupy modelu zatížení v SAFO 2040.....	66
7.6	Diskuze nad novým systémem frekvenčního odlehčování	67
8	Závěr.....	72
9	Zdroje	74
	Seznam obrázků	77
	Seznam tabulek	78



Seznam zkratek

AMI	Advanced Meter Infrastructure
AMM	Automated Meter Management
AMR	Automated Meter Reading
BDEW	Německý Spolkový svaz energetiky a vodohospodářství
BPL	Broadband Power Line
CDMA	Code division multiple access
ČEPS	Česká elektrická přenosová soustava
DLMS	Device Language Message Specification
DTS	Distribuční transformační stanice
FVE	Fotovoltaické elektrárny
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
HAN	Home area Network
HDO	Hromadné dálkové ovládání
Kodex PS	Kodex přenosové soustavy
M - BUS	Průmyslový komunikační protokol
MPO	Ministerstov průmyslu a obchodu ČR
NAP SG	Národní akční plán pro chytré sítě
NN	Nízké napětí
PLC	Power Line Communication
SAFO	Systém automatického frekvenčního odlehčování
VN	Vysoké napětí



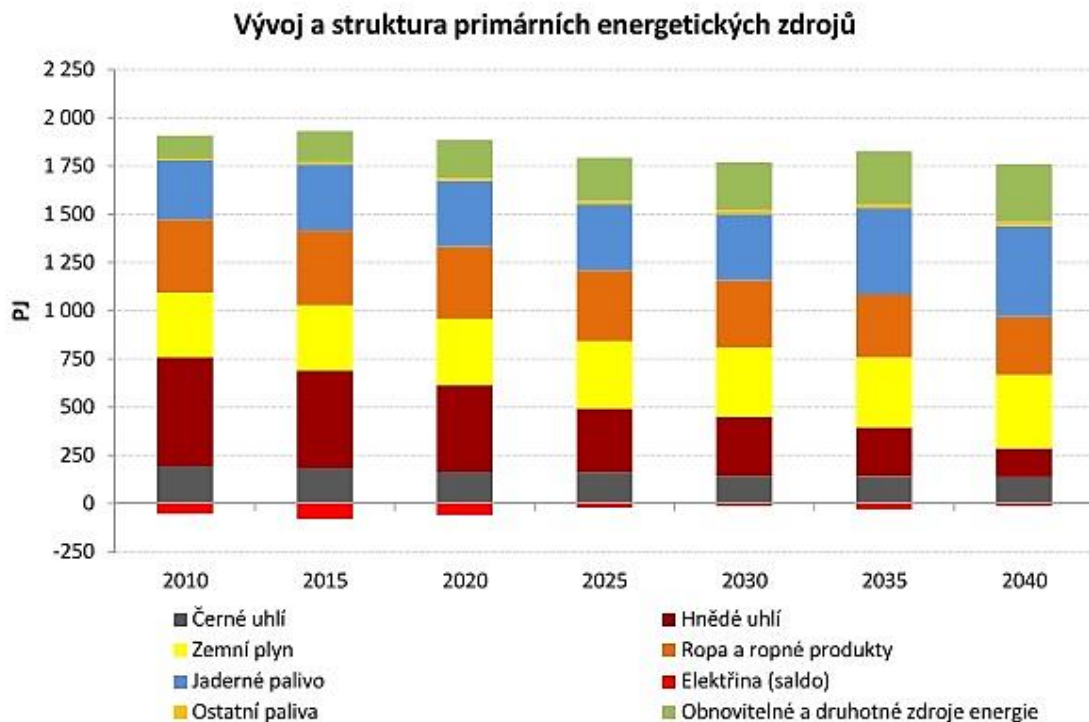


Úvod

Odvětví energetiky v posledních letech prochází řadou změn, které zásadně ovlivňují chování přenosové a distribuční sítě. K největším změnám dochází na poli výroby elektrické energie. Zde se do popředí dostávají decentralizované zdroje a zdroje obnovitelné. Hlavní rozvoj zaznamenaly v roce 2009 v České republice fotovoltaické elektrárny (FVE), a to kvůli štědré dotační politice státu. Z celoevropského pohledu mezi další obnovitelné zdroje, jež v posledních letech zaznamenaly velký nárůst, patří větrné elektrárny, které byly podpořeny zejména v Německu. Rozvojem právě těchto zdrojů dochází ve výrobě elektrické energie k vytvoření velké závislosti na aktuálním stavu počasí.

Tyto nové trendy ve výrobě elektrické energie přináší do přenosové a distribuční sítě nové problémy, které při výrobě z centralizovaných zdrojů nevznikaly. Například povinnost výkupu elektrické energie z obnovitelných zdrojů deformuje trh s elektrickou energií a vzniká tak netržní prostředí. Trh se již neřídí striktně nabídkou a poptávkou. Rozvoj výroby z obnovitelných zdrojů tak zásadně ovlivňuje výrobu z konvenčních zdrojů, které musí flexibilně reagovat na změnu výroby z podporovaných zdrojů, aby udržely vyrovnanou bilanci spotřeby a výroby v síti. Podpora obnovitelných zdrojů tlačí cenu elektrické energie na takovou hranici, kdy klasičtí výrobci již nedosahují dostatečné rentability, což vede ke snižování motivace udržovat klasické elektrárny v chodu a dochází k postupnému ukončování výroby. Ukončování výroby přenáší problém regulace na menší počet elektráren, které se musí postarat o regulaci sítě, což opět vede ke snižování jejich rentability.

V současnosti se nacházíme ve stavu, kdy je veškerá regulace zajištěna klasickými zdroji. Při pohledu na předpokládaný vývoj změn energetického mixu je zřejmé, že regulace klasických zdrojů nebude postačující a bude muset dojít k zapojení do regulace zdrojů decentralizované výroby nebo samotné spotřeby [1].



1. Obr. Vývoj složení energetického mixu do roku 2040 [1]

Alternativou k regulaci výroby elektrické energie je regulace samotné spotřeby. V současnosti je část spotřeby regulována systémem hromadného dálkového ovládání (HDO). Tento systém je zaměřen na ovládání tepelných spotřebičů jako jsou například ohřevy teplé užitkové vody, boilersy v domácnostech nebo spínání pouličního osvětlení. Systém má svá technická omezení, která spočívají v omezeném počtu vysílaných signálů a malé flexibilitě jejich vysílání. Řešením nedostatků systému HDO je přechod na nový systém chytrých sítí (Smart grids), který umožňuje dokonalejší řízení distribuční a přenosové soustavy.

„Inteligentní sítě (Smart Grids – SG) jsou elektrické sítě, které jsou schopny efektivně propojit chování a akce všech uživatelů k nim připojených, tj. výrobce, spotřebitele a spotřebitele s vlastní výrobou, k zajištění ekonomicky efektivní, udržitelné energetické soustavy provozované s malými ztrátami a vysokou spolehlivostí dodávky a bezpečnosti.“ [2]

Koncept inteligentních sítí počítá s několika různými podsystémy, které mají napomáhat k řešení nových problémů. Vyšší inteligence a automatizace sítě umožňuje větší zapojení decentralizovaných a obnovitelných zdrojů do energetického mixu. Inteligenci sítí chápeme jako vytvoření speciální komunikační infrastruktury, automatizaci transformoven, rozveden a distribučních stanic, kde bude umožněno vzdálené ovládání. Součástí konceptu chytrých sítí je také nové inteligentní měření, Smart metering. Smart meter je nástupce stávajících konvenčních elektroměrů umožňující vzdálené odečítání spotřeby jednotlivých odběrných míst v reálném čase.



Dálkové odečítání spotřeby je jednou se stěžejních podmínek fungování inteligentních sítí. Nedílnou součástí konceptu je vytvoření komunikační infrastruktury a výpočetních datových center pro zpracování získaných dat. Na základě vyhodnocených dat bude docházet k vysílání signálů zpět do distribuční sítě tak, aby došlo k jejímu efektivnímu provozování [3].

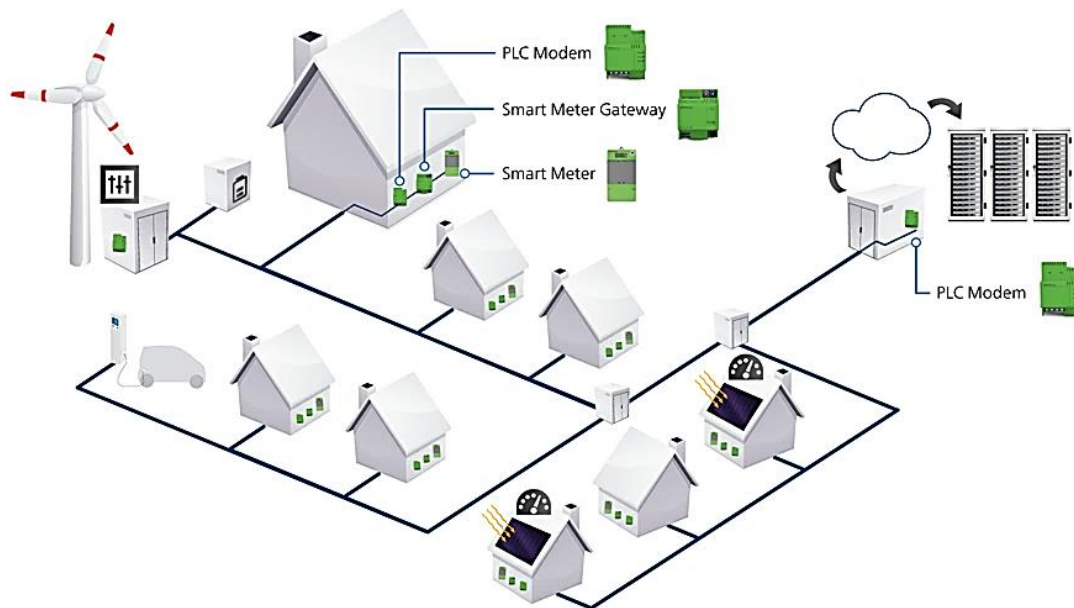
Koncept chytrých sítí a zejména pak koncept Smart metering je v současnosti podporován Evropskou Unií. Postoj České republiky k chytrým sítím je vyjádřen v dokumentu Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG), který vznikl v únoru roku 2015. Z předchozích studií však vyplývá, že průběhové měření spotřeby zprostředkované pomocí Smart meterů nepřináší dostatečné výhody pro spotřebitele, proto se v této diplomové práci blíže zaměříme na další pokročilé funkce, které může Smart meter zajišťovat a mohou přinést dostatečný přínos pro fungování sítě.



1 Smart metering

Primárním cílem Smart meteringu je technické umožnění systému přesouvání spotřeby v čase na podnět distributora. Pro umožnění je potřeba změnit systém současných jednoručně odečítaných indukčních elektroměrů s přepínáním tarifů pomocí hromadného dálkového ovládání (HDO) na nový systém se sofistikovanějším odečítáním. Odečítání spotřeby je potřeba provádět v krátkých intervalech, tak aby bylo prokazatelné, že zákazník přesunutí spotřeby skutečně provedl a výsledky mohly být okamžitě vyhodnoceny.

Výsledkem plně funkční Smart metery osazené sítě je schopnost sítě přijmout více decentralizovaných obnovitelných zdrojů. Výroba z těchto neregulovaných zdrojů by byla okamžitě pokryta přesunem spotřeby zákazníků se Smart metery. Elektrická energie v těchto případech by byla pro zákazníky cenově zvýhodněná, tak aby je k přesunu spotřeby motivovala [3].



2. Obr. Smart metering koncept [4]



1.1 Konceptuální myšlenka Smart metering

Myšlenka Smart meteringu je v principu velice jednoduchá. Jedná se o odečet spotřeby odběrných míst s přenosem informace o spotřebě do datového centra v reálném čase nebo krátkých časových intervalech. Na základě vyhodnocení získaných dat dojde k zpětné komunikaci z datového centra zpět k Smart meteru s příslušným povelem. Po přijmutí povelu Smart meter provede požadovanou akci. Akce a povely, které může Smart meter provést závisí na jeho vybavení, případně na domluvě s příslušným spotřebitelem. Spotřebitel je o aktuální situaci, povelch a potřebách sítě informován pomocí domácího zobrazovacího modulu, na speciální webové stránce nebo v mobilní aplikaci [2].

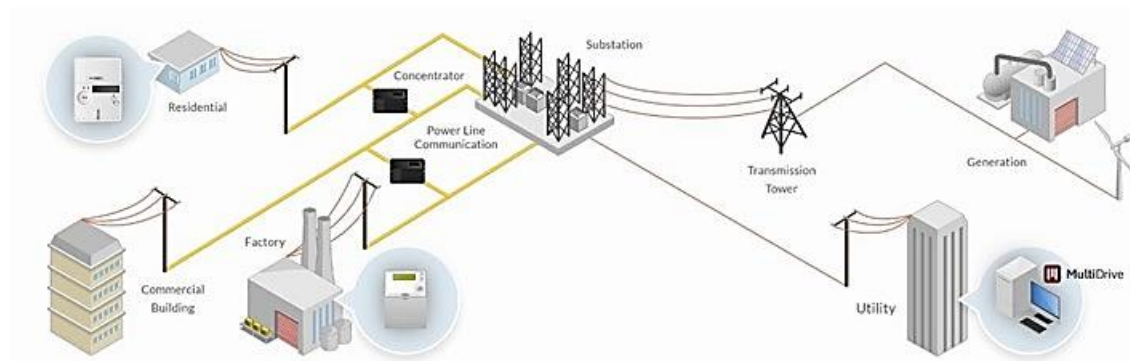
1.2 Technické provedení

Technické provedení myšlenky je o poznání složitější. Velkým problémem je zejména vytvoření rozsáhlé a robustní obousměrné komunikační infrastruktury, která musí být schopná přenést data o spotřebě z každého odběrného místa do datového centra, nejlépe v reálném čase. Tento požadavek je současné technologii natolik vzdálen, že se v současnosti počítá s přenosem informace o spotřebě v patnáctiminutových intervalech. I tento patnáctiminutový interval je velkou výzvou pro stávající technologie. Dále veškerá komunikace musí být dostatečně zabezpečena, neboť data o spotřebě jsou velice citlivá a mohlo by dojít k jejich lehkému zneužití.

Trend zajištění vzájemné komunikace pomocí General Packet Radio Service (GPRS) je postupně nahrazován propracovanějším komunikačním systémem, který rozděluje komunikační cestu mezi Smart meterem a datovým centrem do dvou oddělených komunikačních stupňů. První komunikační stupeň je vytvořen mezi Smart meterem a datovým koncentrátorem. Datový koncentrátor je zařízení sloužící k agregaci dat z blízkých Smart meterů, jejich částečné zpracování tak, aby jejich další přenos byl optimální pro další komunikační stupeň. Druhý komunikační stupeň je realizován mezi datovým koncentrátorem a datovým centrem. Tyto dva komunikační stupně se vyznačují odlišnými požadavky na přenos informací. První stupeň se vyznačuje krátkou vzdáleností mezi Smart meterem a datovým koncentrátorem. Dalším specifickým je potřeba přijímat a odesílat do rozsáhlé sítě Smart meterů. Celkový objem informací vyslaných z jednoho Smart meteru ke koncentrátoru je ale malý. Druhý komunikační stupeň naopak slouží k přenosu velkého množství dat na dlouhé vzdálenosti k menšímu počtu datových koncentrátorů. Proto je zde větší tlak na rychlost a kapacitu komunikace, z čehož plynou velké hardwarové a softwarové nároky.

Rozdělení do dvou komunikačních stupňů umožňuje použití rozdílných technologií pro první a druhý komunikační stupeň. Pro první komunikační stupeň, mezi Smart meterem a datovým

koncentrátorem, se v posledních letech jeví jako nejvýhodnější technologie PLC (PowerLine Communication), případně její modifikace BPL (Broadband PowerLine Communiation). Druhý komunikační stupeň je většinou realizován pomocí technologie GPRS. V budoucnosti se jako vhodná jeví komunikace pomocí optických kabelů, na které jsou dnes běžně připravovány nové a rekonstruované prvky sítě. Vytvoření nové optické komunikační infrastruktury, která je fyzicky oddělena od ostatních komunikačních sítí je jedním ideálních řešení zejména v ohledu zabezpečení, rychlosti a kapacity přenosu dat [5][6].



3. Obr. Komunikační schéma Smart metering [5]

1.3 Smart metering součástí Smart grid

Smart grid je nový systém přístupu, vybavení a ovládání elektrických sítí. Jeho cílem je inovování stávající elektrické infrastruktury tak, aby došlo k její větší automatizaci, možnosti vzdáleného ovládání, kontrolování toků energie a implementaci dalších obnovitelných a decentralizovaných zdrojů. Vyšší stupeň automatizace elektrické sítě umožní její komplexnější a rychlejší řízení bez nutnosti častého vyjíždění manipulačních jednotek a manuálního přepínání. Další nespornou výhodou je rychlejší vyhledávání míst poruch a jejich prevence. Sledování toků elektrických energií přináší efektivnější návrh a řízení sítí.

Pro zajištění všech těchto výhod vyžaduje Smart grid koncept vysokou míru automatizace, důkladné měření v mnoha místech sítě a jejich rychlé komplexní vyhodnocování. Pro automatizaci prvků sítě, ale i pro přenos naměřených hodnot a sledování elektrických toků je nutné vytvořit komunikační strukturu, která zajistí bezpečný a bezproblémový přenos informace.

Nespornou součástí konceptu Smart grid je i sledování spotřeby jednotlivých odběrných míst, kterým je právě Smart metering. Průběhové měření spotřeby odběrných míst je posledním článkem sledování toků elektrické energie. Zároveň průběhové měření poskytuje důležitou informaci o celkovém fungování sítě a dějích v ní probíhajících [2].



2 Příklady implementace Smart meteringu

Smart metering je v současnosti aktuálním tématem na poli energetiky nejen v České republice ale i ve světě, proto se dále zaměříme na přístupy implementace Smart meteringu v jednotlivých státech spolu s důrazem na preferované vybavení samotného měřicího zařízení.

Smart metering, tedy přesněji samotné použití automatického dálkové odečítání spotřeby, bylo prvně použito již v 80. letech 20. století. Od této doby došlo k výraznému posunu technologií a strategií využití automatického odečítání spotřeby. Zaměříme se tedy na projekty, které probíhají v současné době nebo jsou plánovány na blízkou budoucnost s větším počtem instalovaných Smart meterů a s většími investičními náklady. V současnosti probíhá 950 projektů v 50 zemích s průměrnou investicí 5,75 milionu Euro [7].



4. Obr. Mapa projektů Smart grid a Smart metering [8]

2.1 Česká republika

Postavení České republiky k implementaci Smart meteringu je popsáno v Národním akčním plánu pro chytré sítě (NAP SG), který v únoru roku 2015 vydalo Ministerstvo průmyslu a obchodu České republiky. V dokumentu je uveřejněn předpokládaný vývoj energetického sektoru až do roku 2040. Dokument obsahuje předpoklady vývoje spotřeby a výroby. Podrobněji zkoumá zastoupení typů elektráren v energetickém mixu, zhodnocuje energetickou soběstačnost a v neposlední řadě uvádí i plán realizace Smart grid v České republice [2].

V období do roku 2019 se plán realizace Smart grid zaměřuje na:



- Připojování a provozování malých decentralizovaných zdrojů, které nedodávají elektrickou energii do sítě.
 - Vyhodnocení prvních pilotních projektů Smart meteringu a analýza samotných měřicích přístrojů.
 - Instalaci AMM/AMR (Automated Meter Management, Automated Meter Reading) na přání zákazníka a zpětné zprostředkování informací o spotřebě.
 - Operativní řízení signálu HDO bez nutnosti hlásit změnu času spínání provozovatelem distribuční soustavy.
 - Definování standardů pro systém Smart metering včetně kybernetické bezpečnosti v korelaci s legislativou České republiky a Evropské Unie.

V období 2020 – 2024 počítá plán realizace Smart grid s osazením 30% odběrných míst technologií AMM (v VN síti všechna) dále počítá se:

- Zahájením první etapy přechodu na systém inteligentních měřicích systémů, současně bude probíhat ústup od stávající technologie HDO.
- Zavedením pravidel pro využití baterií pro regulační výkon v rámci distribuční soustavy.
- Zahájení automatizací NN sítí.
- Vyhodnocením efektivity prvních dynamických tarifů.

V období 2025 – 2029 má dojít k finálnímu pokrytí 100 % odběrných míst technologií AMM.

Dále se plán orientuje na:

- Dokončení automatizace sítí NN
- Ověřování nových technologií pro akumulaci z intermitentních zdrojů.
- Nové algoritmy pro řízení distribučních transformačních stanic.

V období 2030 – 2040 plán předpokládá zapojení decentralizované výroby do řízení rovnováhy soustavy, dále pak:

- Vytvoření plně automatizované elektrické soustavy v České republice
- Implementaci dynamických tarifů
- Rozšíření technologií pro akumulaci elektrické energie
- Zprovoznění systému řízení U/Q na všech napěťových hladinách
- Systém HDO je plně nahrazen novými technologiemi pro funkci ovládání spotřeby, ale signálu HDO bude stále využíváno v případech mimořádných stavů v elektrické soustavě



2.1.1 Aktuální kroky České republiky

Ministerstvo průmyslu a obchodu České republiky vydalo ke konci roku 2017 sadu výzev v operačním programu podnikání a inovace pro konkurenceschopnost 2014 – 2020, které mají pomoci rozvoji Smart grids a tedy i Smart meteringu. Finanční podpora v řádu jednotek miliard cílí zejména na inovaci prvků distribuční a přenosové soustavy jako jsou například dálkově ovládané úsekové odpínače, dálkové řízení úrovně napětí, dálkové ovládání distribučních stanic VN/NN, systém regulace jalového výkonu výroben na VN a NN a další. Realizace podpořených projektů má proběhnout do 5 let, tak aby se podpořil pozvolný rozvoj decentralizovaných zdrojů [9].

2.2 Velká Británie

Postoj Velké Británie ke konceptu Smart grid, respektive Smart metering je popsán v dokumentu z roku 2014 Smart Grid Vision and Routemap [10]. Dokument vychází z předchozích studií návrhů z let 2009 a 2010. V dokumentu je realizace Smart grids rozdělena do dvou období.

V první období 2010 – 2020 počítá plán s rozšířením finanční podpory pro nové projekty, rozvoj a hlubší zkoumání pilotních projektů a jejich postupné rozšiřování. Dále předpokládá stanovení standardů komunikace její optimalizaci a případně vznik nové generace komunikačních technologií, které budou vhodné pro potřeby Smart meteringu. Zároveň předpokládá přípravu pro plošné nasazení technologie Smart metering a s ní příchozí výhody.

Pro druhé období 2020 – 2050 počítá s rozšířením decentralizovaných zdrojů, větší možností akumulace elektrické energie a zvětšujícím se počtem chytrých domácností. Uvažuje také o inteligentním řízení sítě, které bude podpořeno implementací automatického systému pro její ovládání. Dalším zvažovaným konceptem v dokumentu je koncept virtuálních elektráren.

Průběh postupu naplňování daného plánu je následující. Bylo zahájeno několik pilotních projektů zkoumající technologii Smart grid, například projekty Low Carbon London project, The Customer-led Network Revolution project, Orkney Active Network Management Scheme.



V roce 2014 došlo k dokončení technické zadávací specifikace pro dodavatele Smart meterů. Zadávací specifikaci a samotné komunikační propojení Smart meterů z domácností do centrálních datových uložišť zajišťuje společnost Data and Communications Company, kterou k tomu opravňuje licence udělená vládou Velké Británie (Department of Energy & Climate Change). Výsledkem jsou tyto požadované technické specifikace [11]:

- Měření spotřeby elektrické energie a spotřeby plynu
- Zobrazovací jednotka v domácnosti
- Možnost funkce nabíjení kreditu na Smart meter (prepayment)
- Interoperabilita s dalšími měřeními (Home area Network – HAN)
- Důkladné zabezpečení dat
- Funkce odpojení zákazníka
- Hladký přechod mezi dodavatelem elektrické energie

2.3 Německo

Implementaci Smart grid v Německé spolkové republice blíže popisuje dokument BDEW-Roadmap Realistic Steps for the Implementation of Smart Grids in Germany [12], který v roce 2013 vydal Německý Spolkový svaz energetiky a vodohospodářství (BDEW). Dokument dělí implementaci technologie Smart grid do tří fází.

První fáze, roky 2012 – 2014, obsahuje zejména pilotní projekty a přípravu podmínek a legislativy pro fungování budoucího systému. Dále předpokládá vznik legislativy, která umožňuje implementaci nových technologií. Hovoří o kybernetické bezpečnosti a tvorbě standardů nejen pro komunikaci. Návrh nově vznikající komunikační infrastruktury si klade za cíl úzkou spolupráci mezi provozovatelem distribuční a přenosové sítě.

Druhá fáze, roky 2014 – 2018, se zaměřuje na adaptaci distribučních sítí a volbu vybavení měřicího zařízení Smart meteru. Plánuje kampaň pro uveřejnění technologie Smart metering pro běžné spotřebitele se zaměřením na představení výhod z něj plynoucích. Počítá s dalším rozvojem automatizace v distribučních sítích, zavedením data managementu pro získaná data a následnou optimalizací sítí. Přináší také myšlenku implementace elektromobility do celého konceptu inteligentních sítí.

Třetí finální fáze, roky 2018 – 2022, přichází s myšlenkou využitím variabilní výroby a poptávky, následně pak komplexnějšího load managementu. Také počítá s tvorbou prvních produktů, které mají podporovat propojení elektrické energie a plynu. Spojením těchto dvou komodit do jednoho systému má vzniknout hybridní síť.



Současnou situaci v Německé spolkové republice lze ukázat na přístupu společnosti E.ON. Společnost E.ON v roce 2017 zahájila pilotní projekt. V projektu počítá s nasazením více než milionu Smart meterů na svém distribučním území v Německu do roku 2027. Nasazení takového počtu Smart meterů odpovídá asi 20 % všech zákazníků. V červnu 2017 společnost obdržela certifikát umožňující operovat s daty získaných z Smart meterů. Překvapivě zbylých 80 % zákazníků předpokládá vybavit pouze chytrým měřením bez komunikačních modulů. Spolu s osazováním odběrných míst počítá E.ON také s uvedením speciálních cenových tarifů, určených pro majitele Smart meterů. Projekt je v začátcích a technické specifikace nejsou přesné [13].

Technické specifikace:

- Odečítání po 15 minutách
- Komunikace se zákazníkem pomocí internetového portálu
- Záznam extrému ve spotřebě
- Komunikace mezi Smart meterem a datovou centrálou pomocí mobilních sítí
- Splnění bezpečnosti komunikace (BSI guidelines)

2.4 Nizozemí

V roce 2015 došlo v Nizozemí k významnému rozhodnutí. Jako jeden z prvních států Evropské unie se rozhodlo naplňovat Direktivu o energetické účinnosti (European Directive on Energy Efficiency and Services). Čtyři největší nizozemské firmy, Liander, Stedin, DELTA Netwerkbedrijf a Westland infra zajišťující 70 % trhu s elektřinou v Nizozemí se rozhodly pro nasazení systému Smart metering. Vznikl projekt na plošné nasazení 2,5 milionu Smart meterů do roku 2020. Hlavním cílem projektu je snížení uhlíkové stopy o 25 % [14].

Po dvanácti měsíčním tendru vyhrála soutěž společnost Iskrameco se svým modelem AM550. Model AM550 je modulární a umožňuje tak maximální přizpůsobení, tedy i dosažení minimální ceny při specifických parametrech. Například komunikace většiny Smart meterů bude zajištěna pomocí CDMA a zbytek, kde je tato komunikace nevhodná, bude upraven na komunikaci pomocí GSM/GPRS (Global System for Mobile Communications). Zahájení instalace prvních Smart meterů proběhlo již v roce 2016 [15].



Technická specifikace AM550:

- Čtyř kvadrantové měření (činný a jalový výkon)
- Optický port pro manuální odečet
- Měření kvality elektrické energie – změny napětí, denní extrémy, výpadky, měření napěťové a proudové nesymetrie, frekvence
- Modulární komunikační prvky – WAN, HAN, M-BUS
- Systém odpojení zákazníka

2.5 Finsko

V roce 2012 zahájila finská společnost Fortum Fiksu projekt přímého řízení spotřeby elektrické energie. Projekt je zaměřen na domácnosti, které využívají elektrickou energii pro přímé vytápění, pro ohřev vody v boileru nebo pro olejové vytápění. Do projektu se tedy mohlo zapojit přes 700 000 domácností v celém Finsku, potenciálně v celém regionu Švédsko, Finsko a Norsko až 2 000 000 domácností.

Ve své době v říjnu 2012 se jednalo o první komerční projekt řízení spotřeby elektrické energie ve světě. Systém umožnil zákazníkům automatické řízení jejich vytápění na základě spotových cen elektrické energie. Smart meter vyžadoval hodinové odečítání spotřeby pro kalkulaci ideálního topného média na spotovém trhu. Pro olejové vytápění systém porovnával ceny oleje a elektrické energie a na základě toho rozhodl, který druh vytápění je výhodnější. Spolu s předpovědí počasí a automatickým vytvořením plánu pro vytápění pro každé odběrné místo byl tento systém schopný přinést finanční úsporu 15 – 20 %.

Pro zákazníky byl vytvořen web a mobilní aplikace, která umožňovala kontrolu elektrické energie, oleje, a to jak hodinové spotřeby, tak i cen na trhu. Systém se dal snadno rozšířit o prvky chytré domácnosti a případně také o správu tepelných čerpadel či fotovoltaických panelů.

Finanční náklady pro jedno odběrné místo zhruba činily 750 € pro boiler a 850 € pro olejové vytápění. Měsíční poplatek činil 9,90 €, což při úspoře 15 – 20 % (300 – 500 €) odpovídá návratnosti investice do 2 – 4 let [7].



2.6 USA, Filadelfie

V roce 2010 ve Filadelfii zahájila svůj projekt firma PECO. Jejím hlavním úkolem má být zvýšení spolehlivosti a zrychlení obnovy vedení o 3 dny, zlepšení efektivity řízení jalových výkonů v síti. Projekt se soustředil na vytvoření komunikační infrastruktury pro Smart grid. Ve finální fázi bylo do projektu zapojeno 784 253 Smart meterů. Pro komunikaci se zákazníkem byl vytvořen webový portál a vznikl první pilotní projekt na průběžné oceňování elektrické energie v čase. V rámci tohoto projektu také vznikly v rozvodné síti Filadelfie napěťové kontroléry a kapacitory pro regulaci napěťových stavů. Dalším krokem do budoucna je osazení 1,6 miliónu Smart meterů do domácností a rozšíření dalších jejich funkcí. [16].



3 Pokročilé funkce Smart meteringu

Závěry jednotlivých studií ukazují, že motivace českých spotřebitelů k úpravě vlastní spotřeby je nízká. Celkově nízká cena elektrické energie a její malé rozdíly v průběhu dne vedou k malé finanční úspoře. Nicméně tlak ze strany Evropské unie a měnící se trendy ve výrobě elektrické energie ukazují, že v blízké budoucnosti bude přechod na systém Smart meteringu nutný.

Tato kapitola je z tohoto důvodu blíže zaměřena na pokročilé funkce Smart metru, které by mohly přinést potřebné benefity, jež by motivovaly společnost k přechodu na nový systém. Nový systém musí splňovat parametry určené stávající legislativou [17].

Výrobci Smart meterů v současnosti nabízí rozmanité spektrum funkcí a možností měření elektrických veličin, které by mohly přinést potřebné benefity.

Smart meter může být vybaven:

- Čtyř kvadrantovým měřením výkonu
- Měřením kvality elektrické energie (efektivní hodnoty proudu, efektivní hodnoty napětí, fáze, výpadky, total harmonic distortion)
- Měřením frekvence
- Měřením zatížení jednotlivých fází
- Měřením fáze proudů a napětí
- Záznamem maximální a minimální spotřeby, deníkem událostí
- Systémem pre-payment
- Limitérem dodávky (přerušeni dodávky)

Podrobněji si jednotlivé funkce rozebereme v dalších podkapitolách.

3.1 Čtyřkvadrantové měření výkonu

Čtyřkvadrantové měření výkonu umožňuje sledování P-Q výkonu. Toto měření je již dnes samozřejmostí u větších odběratelů, u kterých je výsledný poměr P a Q důsledně hlídán, tak aby nepřekračoval požadované hranice. Výsledný poměr P a Q určuje celkový účinník spotřeby a jeho nedodržování způsobuje nevhodné využívání přenosové a distribuční soustavy. U domácností se účinník nesledoval zejména z technických důvodů a uvažovalo se o obecné hodnotě účinníku v rozmezí 1 – 0,95 induktivní. Z měření uvedených v diplomové práci [18] je však zřejmé, že se odběrná místa chovají poněkud jinak. V případě vybavení Smart metru touto funkcionalitou by byl distributor elektrické energie schopen tento parametr sledovat při případném překročení limitů i penalizovat.



Čtyřkvadrantové měření se hojně využívá také u spotřebitelů, kteří mají ve svém odběrném místě kromě spotřeby instalovanou výrobu elektrické energie, například ve formě střešní instalace fotovoltaických panelů. Použitím čtyřkvadrantového měření výkonu tak dochází k odečítání průběhů výkonových toků pouze z jednoho místa, nikoliv spotřeby a výroby zvlášť.

Minimální požadavky na třídy přesnosti elektroměrů a měřících transformátorů

Měřicí místo	Měřicí transformátory proudu	Měřicí transformátory napětí	Elektroměr	Elektroměr podle nařízení vlády č. 464/2005 Sb.
Napětí do 1kV přímé měření	-	-	činná energie třída přesnosti 2	činná energie třída A
			jalová energie třída přesnosti 3	
Napětí do 1kV nepřímé měření	0,5 S	-	činná energie třída přesnosti 1	činná energie třída B
			jalová energie třída přesnosti 2	
Napětí od 1kV do 52kV nepřímé měření	0,5 S	0,5	činná energie třída přesnosti 1	činná energie třída B
			jalová energie třída přesnosti 2	
Napětí vyšší než 52kV	0,2 S	0,2	činná energie třída přesnosti 0,5	činná energie třída C
			jalová energie třída přesnosti 1	

1. Tab. Přesnosti měření spotřeby [19]

Znakem třídy přesnosti je číslo udávající meze povolené procentní chyby pro všechny hodnoty měřicího rozsahu při jednotkovém účinníku (a u vícefázových elektroměrů se symetrickým zatížením), jestliže se elektroměr zkouší za referenčních podmínek, tj., včetně povolených tolerancí u referenčních hodnot definovaných příslušnou českou technickou normou.

3.2 Měření kvality elektrické energie

Monitoring kvality elektrické energie je obousměrná kontrola elektrické energie v bodě měření. Dochází zde jak ke kontrole parametrů elektrické energie proudící ze sítě, tak ke sledování zpětného působení spotřebičů na síť. Měření je využíváno zejména u podniků s těžkým průmyslem, kde se očekává větší působení zpětných vlivů na síť. Zpětné vlivy je nutné podrobně sledovat z důvodů ovlivnění dalších odběrných míst v síti. V současnosti je složité jednoznačně



odhalit viníka, který svým působením narušuje sinusový průběh proudu, protože samotná síť je silně deformována například velkým počtem spotřebičů se spínanými zdroji (výpočetní technika).

Měření kvality elektrické energie v místě odběrného místa v současnosti upravuje norma ČSN EN 50160 [20]. Norma definuje kvalitu elektřiny mnoha parametry, mezi hlavní sledované parametry patří frekvence, napětí a jeho změny, flickr, nesymetrie napájení, vyšší harmonické, meziharmonické napětí a výpadky napájení.

V současnosti systém sledování kvality elektrické energie u běžných domácností a malých podniků není instalován, ale pokud koncový spotřebitel nebo distributor považuje kvalitu elektrické energie v odběrném místě za nevyhovující normám, má právo požádat o její změření. Měření kvality elektrické energie je složitá záležitost zejména s přihlédnutím na velký objem naměřených informací, které musí zařízení změřit a zpracovat, vše v požadovaných přesnostech.

Ovlivňující veličina	Zkušební stav 1	Zkušební stav 2	Zkušební stav 3	Tolerance
Frekvence	50 Hz	49 nebo 59 Hz	51 nebo 61 Hz	$\pm 0,5$ Hz
Velikost napětí	U_n	určený flickrem, nesymetrií, harmonickými, meziharmonickými viz níže	určený flickrem, nesymetrií, harmonickými, meziharmonickými viz níže	$\pm 1 \% U_n$
Flickr	žádný	$P_{st} = 1$, pravoúhlá modulace 2,275 Hz	$P_{st} = 4$ pravoúhlá modulace 8,8 Hz	0,1
Nesymetrie	žádná	0,73 U_n fáze A 0,80 U_n fáze B 0,87 U_n fáze C všechny úhly 120° (nesymetrie 5 %)	1,52 U_n fáze A 1,4 U_n fáze B 1,28 U_n fáze C všechny úhly 120° (nesymetrie 5 %)	0,5 %
Harmonické	žádné	10% U_n 3.h. při 0° 5% U_n 5.h. při 0° 5% U_n 29.h. při 0°	10% U_n 7.h. při 180° 5% U_n 13.h. při 0° 5% U_n 25.h. při 0°	3 % U_n
Meziharmonické	žádné	1% U_n při 7,5nás. zákl. harm.	1% U_n při 1,8nás. zákl. harm.3	1 % U_n

2. Tab. Měření kvality energií [20]

Smart meter vybavený funkcí měření kvality elektrické energie by tedy musel plně splňovat normu a musel by být schopný s velkým množstvím dat pracovat a odeslat je dále přes datový koncentrátor do datového centra, kde by docházelo k jejich vyhodnocení.

Přínos pro distributora je zřejmý, větší kontrola zpětných vlivů umístěné spotřeby na síť, naopak spotřebiteli umožňuje kontrolovat kvalitu odebrané energie. Velké množství přenášených dat by však velice zatěžovalo komunikační síť [20].



3.3 Měření zatížení jednotlivých fází

Měření energií jednotlivých fází se v současnosti u domácností nevyskytuje. Klasický indukční elektroměr i jeho modernější nástupci pouze integrují hodnotu odebrané energie a již nezohledňují, na které fázi k odběru skutečně došlo. Distributor elektrické energie tedy spoléhá pouze na práci projektanta, který se při návrhu elektrické instalace domu snaží o maximální rozdělení výkonu mezi tři fáze, aby docílil co nejmenší hodnoty hlavního jističe. U jednofázových odběrných míst, například bytových jednotek, je samozřejmé, že celý odběr je pouze na jedné fázi. Nicméně i bytové jednotky by měly být v konečném důsledku připojeny rovnoměrně na třífázovou síť, tak aby nedocházelo k přetěžování jedné fáze.

3.4 Měření fáze proudu a napětí

Přestože je problematika měření fáze proudu a napětí komplikovaná, je výrobcům často nabízena. Měření fáze vede na sledování fázorů v čase a svým principem zpracování je blízké měření frekvence. Při měření fázorů dochází k velké nepřesnosti, a tedy informace o jejich velikosti a úhlu nenese příliš dobrou výpovědní hodnotu. Nepodařilo se nalézt užitek měření fázorů, jak pro spotřebitele, tak pro distributora.

3.5 Záznam maximální a minimální spotřeby, deník událostí

Záznam maxim a minim spotřeby v denním průběhu spotřeby vypovídá o chování spotřebitele v průběhu dne. Pro distributora přináší zásadní informaci o vytíženosti linek, možnosti dalšího připojování kapacit nebo plánování dalšího rozvoje. Pro spotřebitele naopak přináší možnost kontroly hodnoty hlavního jističe. Pokud by došlo ke zjištění jeho předimenzování, může spotřebitel snížením jeho proudové hodnoty snížit stálý měsíční plat za příkon.

Deník událostí slouží k evidování výjimečných událostí, jako je například bezproudí, poklesy napětí, frekvence a další. V deníku je většinou uchovávána informace o čase a typu události.

3.6 Více tarifních registrů

Současné měření spotřeby zaznamenává akumulovanou hodnotu naměřené spotřeby pouze do dvou tarifních pásem, nízký a vysoký tarif v závislosti na čase, v jakém spotřeba proběhla. K přepínání mezi nízkým a vysokým tarifem dochází pomocí pevně daného scénáře, který respektuje potřeby distributora a využívání distribuční sítě. Časy tarifů jsou pevně dané a spotřebitelé mohou svoji spotřebu upravovat tak, aby mohli využít cenově zvýhodněného nízkého tarifu.



Možnost použití vícetarifního systému umožňuje distributorovi rozdělit den do více časových úseků a tím cenově více diferencovat využívání distribuční sítě. Spotřebitelé mohou následně reagovat na cenu tarifu a posouváním spotřeby do výhodnějších časových pásem zmenšit výdaje na elektrickou energii. Nejdokonalejšími vícetarifními systémy jsou pak Smart metry, umožňující dynamické tarify. Dynamické tarify oceňují kontinuálně spotřebu elektrické energie v čase v závislosti na aktuálních stavech v elektrické síti a rozhodnutí příslušného obchodníka. Obchodník tedy nastavováním cen může ovlivnit chování spotřebitele.

V mnoha studiích se však již dnes ukázalo, že motivace pro přesun spotřeby je u spotřebitelů nízká, tedy ani systém dynamických tarifů by nepřinesl zásadní změnu chování. Nízká motivace zákazníků je způsobena celkově nízkou cenou elektrické energie a také celková diference cen elektřiny v průběhu dne není nikterak zásadní.

3.7 Systémem pre-payment

Systém umožňuje spotřebiteli předplatit si množství elektrické energie pro dané odběrné místo a tu následně spotřebovat. Po vyčerpání veškerého nabitého kreditu dojde k přerušení dodávky. Systém pre-payment je obdobou předplacených karet, které můžeme znát například z telekomunikačního prostředí. Systémy pro nabíjení kreditu jsou zprostředkovávány přes datovou centrálu, která předá informaci o nabitém kreditu samotnému Smart metru a ten provede připojení k síti a následné odpojení.

Systém pre-payment je vhodný pro spotřebitele, kteří kladou důraz na přehled o svých nákladech a chtějí je dokonale kontrolovat, ale také pro dlužníky, kteří mají opakovaně problém platit za elektrickou energii. Tento systém chrání prodejce elektrické energie před riziky spojenými s notorickými dlužníky, tak dlužníky samotné před neodhadnutím svých finančních možností.

Pre-payment systém má velkou tradici například ve Velké Británii, zde je velice odlišný od toho českého. Systém placení ve Velké Británii se liší neexistencí placení záloh před samotnou spotřebou. Placení ve Velké Británii probíhá způsobem podobným předplaceným telefonním kartám.

3.8 Limitér dodávky (přerušovač dodávky)

Limitér dodávky elektrické energie je součástí Smart metru zajišťující přerušení dodávky elektrické energie po obdržení patřičného signálu ze spouště (trigru). Signály mohou být generovány interně přímo v samotném zařízení nebo mohou být přijímány z externího zdroje, datové centrály nebo skrze komunikační síť.



Každý Smart meter obsahuje větší množství spouští, které hlídají určitý parametr elektrické energie, chování spotřebitele nebo vznik výjimečných událostí. Jejich účelem je jak ochrana odběrného místa, tak síť, do které je odběrné místo připojeno. Spouště mohou být iniciovány například nadpětím, podpětím, rychlými změnami napětí, překročením nasmlouvaného maxima spotřeby, ale také systémem pre-paymentu po vyčerpání kreditu nebo jinou funkcionalitou Smart meteru.

3.9 Měření napětí

Napětí je jedním ze základních parametrů kvality elektrické energie. Napětí v bodech sítě je různé a provozovatel distribuční a přenosové sítě je zodpovědný za jeho udržení v zákonem daných mezích. Napěťové tolerance umožňují operátorovi řídit celou síť. Pro řízení napětí v uzlech se používá přepínání odboček patřících transformátorů. Regulací napěťových poměrů ovlivňují operátoři sítě energetické toky v soustavě a umožňují tak její efektivní využívání [17].

Síť	Dovolený rozsah
110 kV	110 kV ± 10 %
220 kV	220 kV ± 10 %
400 kV	400 kV ± 5 %

3. Tab. Tolerance v uzlech přenosové soustavy [17]

Sledování napětí u odběrného místa v současnosti běžné není a koncový spotřebitel spoléhá na regulaci napětí operátorem distribuční sítě, který zajišťuje síť v místě odběru.

Vybavením Smart meterů měřením napětí by umožnilo operátorovi distribuční sítě sledovat napěťový profil na jednotlivých linkách s velkou přesností. Sledování napěťového profilu je důležité sledovat například na dlouhých linkách, kde by mohlo dojít k poklesu napětí pod zákonem stanovenou mez. Nebo naopak při nevhodném rozložení fotovoltaických zdrojů a odlehčení sítě by mohlo dojít k nadpětí. Znalost aktuálních napěťových profilů by tak mohla pomoci k efektivnějšímu návrhu a plánování sítí.

Zároveň porovnání vypočteného a skutečného napěťového profilu na lince může odhalit problémová místa nebo černé odběry. Citlivost a možnost odhalení takových míst je samozřejmě silně závislá na přesnosti měření napětí.

3.10 Měření frekvence

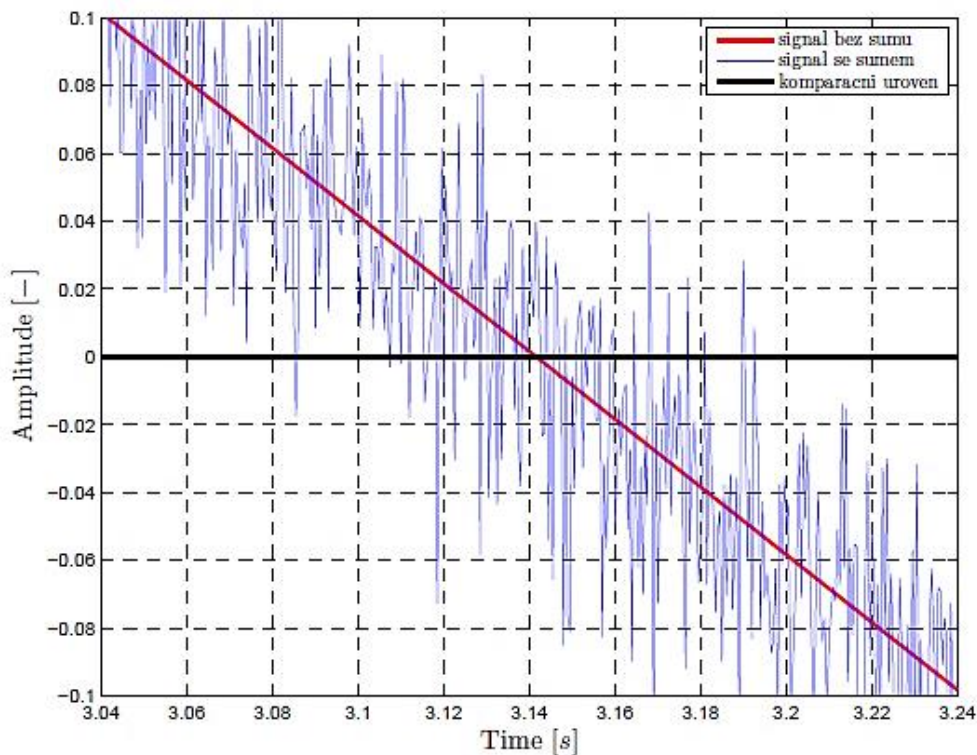
Frekvence elektrické energie je jedním z parametrů kvality elektrické energie. Zároveň ukazuje aktuální bilanci sítě a její lokální měření by mohlo pomoci ke zlepšení stávajícího systému frekvenčního odlehčování.



Princip současného měření frekvence je založen na převodu analogového průběhu proudu vzorkováním na digitální signál a následném vyhodnocení. Druh vyhodnocení a frekvence vzorkování ovlivňují přesnost výsledné zobrazené hodnoty frekvence. Vzorkovací frekvence u současných zařízení se pohybuje v řádu MHz, splňuje Shannonův-Nyquistův-Kotělnikovův teorém a není tedy zdrojem největší chyby. Naopak různé způsoby zpracování vzorkovaného průběhu mohou způsobit odlišnosti výsledné hodnoty frekvence u různých měřicích zařízení.

Způsobů pro vyhodnocení frekvence je několik. Jedním je sledování průchodu navzorkovaného průběhu komparační úrovní. Jako komparační úroveň je nejčastěji volena nula. Samotná oblast komparační úrovně není nekonečně úzká, ale z důvodu technického provedení má svou toleranci, což vnáší první chybu do měření. Měříme tak dobu mezi průchody oblastí nuly a její převrácená hodnota je naší výslednou frekvencí. Takto lze měřit půlperiodu a pro získání celé periody násobit hodnotu dvěma. Přímou měřit celou periodu lze za použití sledování derivací hodnot v oblastech nuly. Periodu identifikujeme pomocí dvou shodných derivací v místech nuly.

Další chybu vnáší do vyhodnocení skutečnost, že měřený proud v síti není čistě harmonický, ale obsahuje množství šumu. Tento šum způsobuje, že vyhodnocovací algoritmus nesprávně zaznamená čas průchodu oblastí nuly [21].



5. Obr. Problematika měření frekvence [21]



Možností, jak metodu měření frekvence zpřesnit a omezit vliv šumu je měření přes více period a následné podělení, tzv. průměrováním. Tímto způsobem se chyba zmenší úměrně k počtu měřených period, ovšem měření probíhá po delší čas.

Dalším způsobem pro omezení chyby měření je vyhodnocování průchodu nulou pomocí prokladu průběhu. Převodem do digitálního signálu a prokladem průběhu dojde k vyfiltrování šumu a výsledný průběh již neobsahuje zákmity, které by způsobovaly chybu lokalizace průchodu nulou.

Měření frekvence je námi vybranou funkcionalitou, kterou se budeme zabývat podrobněji v dalším textu.



4 Přehled vybavení Smart meterů na trhu

Tato kapitola je zaměřena na průzkum aktuální nabídky Smart meterů, která je v současnosti k dispozici na trhu. V přehledu nabídky výrobců se zaměříme zejména na Smart metery s pokročilým vybavením, které by mělo umožnit funkce popsané v předchozí kapitole.

4.1 ZPA Smart Energy

Společnost ZPA Smart Energy je největším českým výrobcem v oblasti HDO, Smart meterů a moderních měřících zařízení. Společnost má na trhu již dlouhou tradici, neboť její historie se datuje již od roku 1958.

Společnost na trh uvádí Smart metry v provedení jedno a třífázové s doporučením pro použití u velkoodběratelů. Standardem je splnění požadavků pro fakturační měření a certifikace MID, WELMEC 7.2. Komunikace se zprostředkovává pomocí výměnných modulů, umožňuje tedy přizpůsobení zvolené komunikační technologii (PLC, RS485). Komunikační moduly rovněž umožňují odečítání dat z více zařízení (plynoměry, vodoměry). Samozřejmostí je účtování spotřeby do více tarifních registrů, limitér spotřeby, záznam událostí, ukládání historických dat a možnost místní komunikace opto rozhraním.

Nejvyšší řada Smart meterů umožňuje účtování spotřeby do 8 tarifů, čtyřkvadrantové měření. Zároveň jsou zařízení přizpůsobitelná pro specifické potřeby zákazníka, obsahují několik programovatelných relé, které je možné spouštět dle časovače nebo dálkově po záznamu události nebo povelu po příjmu příslušného signálu [22].

4.2 Landis+Gyr

Nadnárodní společnost Landis+Gyr založená roku 1896 se zaměřuje na komplexní zvládnutí energetického managementu. Na trh dodává zařízení pokrývající měření, ovládání a kontrolu spotřeby nejen elektrické energie, ale také plynu a vody.

V roce 2011 došlo ke vzniku partnerství se společností Toshiba Corporation, jež přineslo velký rozvoj Smart technologií v celé firmě. Společnost Landis+Gyr se tak stala jedním z dominantních hráčů na poli Smart meteringu. Společnost uvedla na trh model E350, který umožňuje čtyřkvadrantové měření spotřeby v zapojení třífázovém i jednofázovém. Spotřeba může být účtována až v 6 tarifech. Zařízení zároveň umožňuje zobrazování informací o spotřebě jiných medií (plyn, voda, teplo) v závislosti na vybavení jejich měřících přístrojů. Místní komunikace je zprostředkována optickým rozhraním a dálková komunikace pomocí přídavných komunikačních modulů. Komunikační moduly jsou schopny komunikovat pomocí PLC, GSM/GPRS nebo



radiomodemu. Zařízení může být také vybaveno odpojovačem, který lze řídit komunikačním modulem dálkově. Lze tak realizovat funkci dálkového odpojení například pro pre-payment systém [23].

4.3 Iskracemo

Společnost Iskracemo je slovinská firma, která se celosvětově rozšířila. Již 70 let se zabývá nejen samotným měřením energií, ale také budováním celé měřicí infrastruktury. V současnosti na celém světě pracuje přes 2 milióny jejich chytrých zařízení.

Společnost nabízí několik kategorií Smart meterů dle typu použití, domovní, průmyslové nebo přímo pro měření v síti. Modely vhodné k domovnímu použití jsou vybaveny standardními funkcemi jako je ukládání záznamu o spotřebě v reálném čase, 8 tarifních registrů, čtyřkvadrantové měření, komunikace s měřicími přístroji plynu, vody a tepla, limitér spotřeby, deník událostí nebo možností připojení domácího displaye. Zařízení jsou konstruována jak pro třífázové, tak jednofázové měření a komunikace je zajištěna pomocí PLC, případně připojením modulů přes M-BUS, Zigbee. Lokální komunikace je zajištěna opět pomocí optického rozhraní. Měřicí zařízení umožňuje také sledování kvality elektrické energie pomocí záznamů přerušení dodávky elektrické energie, poklesů napětí nebo proudové nesymetrie. Zásadní vlastností je možnost měření frekvence, bohužel v datasheetu nelze dohledat s jakou přesností [24].

4.4 ADDgrup

Společnost ADDgrup začínala v roce 1992 v telekomunikačním odvětví, na konci tisíciletí se přeorientovala na trh se zařízeními pro měření spotřeby elektrické energie a spustila projekt ADDAX IMS, který v prvních letech spočíval v implementaci jednosměrné komunikace do stávajících měřicích zařízení. Společnost v dalších letech pokračovala v rozšiřování automatizace svých měřicích zařízení a postupně přešla plně ke konceptu Smart meterů. V současnosti je společnost zapojena ve 20 projektech a celosvětově v roce 2016 dosáhla hranice 5 milionů instalovaných Smart metrů.

Pro porovnání zařízení s ostatními výrobci jsme zvolili tří fázový model AD13A.1-3-1. Smart meter plně podporuje systém AMR/AMI, umožňuje PLC komunikaci pomocí PRIME standardu. Smart meter je vybaven čtyřkvadrantovým měřením energií (činná i jalová energie) v zákonem daných přesnostech pro fakturační měření, dále nabízí 6 tarifních registrů, limitér spotřeby, záznam maximální hodnoty, měření fáze proudu a napětí, záznam nečekaných událostí, měření frekvence, sledování Total Harmonic Distortion. Lokální komunikace je standardně zajištěna pomocí optického rozhraní [25].



4.5 Modulové provedení

V případě nenalezení vhodného zařízení pro naši aplikaci je možné zařízení modulově sestavit z existujících prvků. Někteří dodavatelé tento způsob výroby na klíč inzerují na svých webových stránkách jako vhodný pro speciální aplikace. V dnešní době není tento postup ojedinělý zejména u velkých objednávek, kde je velká snaha uspokojit všechny požadavky zadavatele velká. Vytvoření zařízení na míru sebou samozřejmě přináší větší finanční náklady, avšak při velkém počtu zakoupených kusů a specifické konfiguraci může být jedinou proveditelnou cestou.



5 Bilancování rozdílu spotřeby a výroby elektrické energie

Pro bližší pochopení smyslu měření frekvence je potřeba podrobněji rozebrat systém bilancování výroby a spotřeby elektrické energie v elektrické síti. Frekvence sítě je úměrná rozdílu mezi spotřebou a výrobou elektrické energie v elektrizační soustavě, jejím sledováním jsme schopni analyzovat stavy, v jakých se soustava nachází. V bezproblémovém případě je Česká republika dobře propojena přes přeshraniční vedení s celou soustavou ENTSO-E. Přeshraniční připojení zajišťuje stálou hodnotu frekvence 50 Hz a rychle vyrovnané rozdíly mezi výrobou a spotřebou v celé propojené soustavě. Za udržování vyrovnané výkonové bilance je na území České republiky zodpovědný provozovatel přenosové soustavy, společnost ČEPS a.s.

Společnost je zodpovědná za bezproblémový provoz sítě, zajišťuje takzvané systémové služby. Systémové služby jsou služby zajišťující spolehlivost, kvalitu dodávky elektrické energie a plnění mezinárodních závazků, plynoucích z podmínek propojení elektrizační soustavy České republiky. Kvalitou elektrické energie je myšleno zejména velikost napětí a frekvence [26].

K regulaci rozdílu výroby a spotřeby dochází několika základními regulacemi:

- Primární regulace
- Sekundární regulace výkonu bloku
- Terciální regulace
- Rychle startující 10-ti a 30-ti minutová záloha
- Dispečerská záloha
- Změna zatížení
- Snížení výkonu
- Zapojení Vltavské kaskády
- Sekundární regulace U/Q
- Schopnost ostrovního provozu
- Start ze tmy

Primární regulace je regulací automatickou, tedy nevyžaduje zásah regulátora. Jedná se o lokální samoregulaci výkonu bloku obvody primární regulace, které v závislosti na odchylce frekvence mění výkon bloku. Energie potřebná ke kompenzaci je uložena v setrvačných hmotách výrobních ústrojí. Regulace je schopna regulovat pouze malé a krátkodobé odchylky, například při bezporuchovém stavu musí být primární regulace schopna kompenzovat náhlý výpadek zdrojů



o výkonu 3000 MW bez frekvenčního odlehčování a absolutní odchylka frekvence nesmí přesáhnout 180 mHz [27].

Pokud dojde na území České republiky k větší nebo delší nerovnováze výroby a spotřeby elektrické energie je potřeba již zásahu operátora. Přichází zásah tzv. sekundární regulace a terciální regulace.

Provozovatel přenosové soustavy pro zajištění sekundární a terciální regulace nakupuje podpůrné služby. Podpůrné služby jsou nakupovány od výrobců elektrické energie s příslušnou licenci. Podpůrná služba je služba výrobce elektrické energie, který rezervuje určité množství výkonu své elektrárny společnosti ČEPS, která ho v případě nutnosti může použít na bilancování rozdílu mezi výrobou a spotřebou elektrické energie. Podpůrné služby jsou děleny dle možností regulačního výkonu do několika kategorií v závislosti na čase, s jakým jsou schopny elektrárny dodat regulační výkon.

V případě, že ani tato regulace neumožní vybalancování výchyly do potřebných mezí, může provozovatel přenosové soustavy požádat o rychle startující zálohy, dispečerskou zálohu, změnu zatížení, případně snížení výkonu nebo o pomoc z okolních států. Pokud ani tento zásah není dostatečný nebo technicky proveditelný z důvodu výpadků přeshraničních vedení nebo nedostatku energie v celém regionu, dostává se soustava do havarijního stavu.

V případě uvedení elektrické soustavy do havarijního stavu se dále postupuje dle vyhlášky MPO č. 80/2010 Sb., o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu [26].

5.1 Havarijní plán

Havarijní plán se dále dělí do několika krizových plánů, které se snaží snížit zatížení sítě. První se nazývá regulační plán, který se věnuje stupni regulace v síti. Na něj navazuje plán vypínací, frekvenční, které již automaticky odpojují spotřebitele od sítě, aby tak docílil její odlehčení. Dalšími možnostmi, jak síť odlehčit je přímý operativní zásah správce sítě, tj. řízené odpojení části přenosové nebo distribuční soustavy na základě pokynu operátora.

V regulačním plánu je regulace rozdělena do 7 skupin a spotřebitelé jsou zařazeni do regulačních stupňů podle hladiny napětí, ze které elektrickou energii odebírají, podle spotřebičů zapojených do systému dálkového ovládání a u hodnoty rezervovaného příkonu. O vyhlásování stavů regulace a použití příslušných plánů rozhoduje technický dispečink přenosové nebo distribuční soustavy.



Vypínací plán již přímo stanovuje hodnoty vypínaného výkonu v jednotlivých vypínacích stupních. Vypínání se provádí ve vybraných rozvodnách přímo na jejich vývodech, a to jak v přenosové, tak v distribuční soustavě. Jednotlivé vypínací stupně jsou odstupňovány dle procentní velikosti vypínaného výkonu vztaženému k maximálnímu ročnímu zatížení distribuční soustavy. Při vyhlášení vypínacích stupňů se ohlašuje vypínaná oblast a čas trvání výkonového omezení.

Frekvenční plán je plně automaticky zajišťován pomocí frekvenčních relé na vývodech z distribuční transformační stanice (DTS) a jeho účelem je udržovat elektrizační soustavu ve stavu, kdy je frekvence v pásmu 49,8 – 50,2 Hz. Systém SAFO se snaží i po vyčerpání všech opatření na straně regulace výroby a spotřeby udržet frekvenci v mezích tak aby, nedošlo k celkovému blackoutu. Pokles nebo vzrůst frekvence se snaží zastavit automatickým odpojováním spotřeby nebo výroby od elektrické sítě. Pokud frekvence rychle klesá, je nutné postarat se o udržení elektráren v bezproblémovém chodu na pokrytí vlastní spotřeby tak, aby bylo možné rychlé opětovné najetí do normálního provozního stavu celé sítě [27] [28].

Frekvenční plán je rozdělen do 5 stupňů dle hodnot frekvence sítě pro pokles frekvence a dvou stupňů pro stoupající frekvenci.

Stupeň / frekvence [Hz]	1. /49	2. /48.7	3. /48.4	4. /48.3	5. /48.1	6. /48.0
Objem odlehčované zátěže [%] z netto zatížení na území, na kterém příslušný PDS zajišťuje distribuci	10	10	10	2	10	8

4. Tab. Rozdělení zátěže do stupňů SAFO [26]

Odpojování na základě změn frekvence je prováděno v rozvodnách a transformovnách na napětí 22 kV a 110 kV na vývodech pomocí frekvenčních relé. Frekvenční relé reagují na změny frekvence dle svého umístění ve frekvenčním plánu a automaticky vyhodnocují nutnost vypnutí daného vývodu. Frekvenční relé neslouží jen k odpojování spotřeby, ale i k již zmíněnému odpojování elektráren od sítě.

5.2 Chování elektráren v havarijních stavech

Chování velkých elektráren nad 100 MW je v havarijních stavech sítě dáno legislativou a je prováděno automaticky. Jednotlivé bloky jsou vybaveny regulátory buzení, které se snaží prioritně udržet na svorkách generátoru žádanou hodnotu napětí (primární regulace napětí). Regulátory se svojí odezvou na dynamické stavy snaží zvýšit stabilitu strojů při přechodových dějích, omezit kývání a udržovat pracovní bod v oblasti P - Q diagramu. V primární regulaci funguje tzv. princip solidarity, který zajišťuje rovnoměrné rozprostření výkonu po výpadku jednoho ze zdrojů mezi ostatní. Tohoto chování je docíleno použitím proporcionálních regulací



se stejným zesílením 20 %. Zesílení 20 % odpovídá staticce 5 % a v praxi znamená, že při vzrůstu frekvence o 5 % dojde ke snížení výkonu bloků ze 100 % na 0 %.

Pokud elektrárenské bloky splňují podmínky dle Kodexu přenosové soustavy (Kodex PS) pro poskytovatele sekundární regulace P/Q nebo terciální regulaci, mohou tuto službu nabízet provozovateli přenosové soustavy. Podmínkou je však zachování dostatečné točivé rezervy jalového výkonu pro pokrytí případných velkých změn zatížení v síti [29].

V případě poklesu frekvence přecházejí výrobní bloky do otáčkové regulace a snaží se pomocí svých statických charakteristik udržet frekvenci otáčení, a tedy i frekvenci vyráběného elektrického proudu v daných mezích. V případě nemožnosti udržení frekvenci v tolerovaném pásmu dochází k postupnému odpojování samotných elektráren.

Účelem odpojování elektráren je umožnění přechodu na krytí pouze vlastní spotřeby a zajištění jejich bezpečného provozování. Zejména při pádu frekvence k hodnotám 48 Hz přestávají motory, čerpadla a další stroje sloužící k chodu elektráren udržovat své pracovní parametry v mezích vyhovujících provozu a dochází k problémům v chodu celých elektráren. Velice citlivé na frekvenci jsou také samotné turbíny, kde dochází k vibracím a může dojít k jejich nenávratnému poškození. Včasné odpojení elektráren od kolabující sítě zabraňuje právě těmto nebezpečným stavům. Toto opatření se stává zásadní zejména pro zajištění bezproblémového provozu jaderných elektráren, kde je jedním ze základních bezpečnostních ochranných opatření proti jaderné havárii. Udržení ostatních elektráren přináší také bezpečnostní rizika, ale již ne takového rozměru a jejich chod v režimu vlastní spotřeby a následné připojení do vybalancované sítě s nižší frekvencí umožňuje rychlý přechod do normálního provozního stavu celé soustavy. Frekvenčně jsou také ovládány přečerpávací elektrárny, které sepnutím nebo vypnutím mohou opět pomoci k vyrovnaní bilance v síti. Všechna zmíněná opatření mají sloužit k udržení stabilní sítě, tak aby nedošlo k frekvenčnímu kolapsu a blackoutu [26].

Typ elektrárny	Uhelné	JE		VE	PVE		Paro- plynové	OZE a nové VM
		EDU	ETE		turbína	čerpání		
Normální bez omezení	48.5-50.5	48.5-50.5		48.5-50.5	48.5-50.5	49.5-50.5	48.5-51.5	49-51
Časové omezen	46-48.5 50.5-53	47.5-48.5 50.5-52.5	47.9-48.5 50.5-51.5	46-48.5 50.5-53	46-48.5 50.5-53	49-49.5 50.5-52(53)	48-48.5 51.5-52	47.5-49 51.-51.5
Nepřipustný	f > 53 f < 46	f > 52.5 f < 47.5	f > 51.5 f < 47.9	f > 53 f < 46	f > 53 f < 46	f > 52(53) f < 49	f > 52 f < 48	f > 51.5 f < 47.5
Automatické odpojení od ES	f > 53 f < 47.5	f > 52.5 f < 47.9	f > 51.5 f < 47.9	f > 50.2(51.5) f < 47.5	f > 50.2(51.5) f < 47.5	f > 52(53) f < 49.8-49.2	f > 52 f < 48	f > 51.5 f < 47.5

5. Tab. Frekvenční meze pro setrvání elektráren v DS [26]

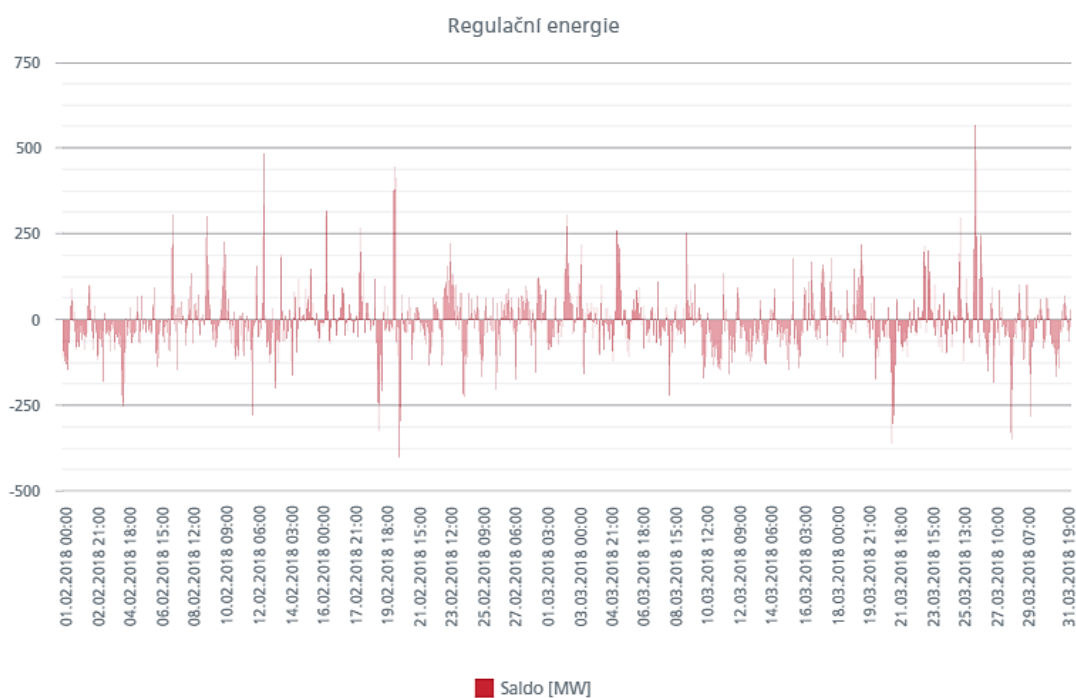
Jak vypínací, tak frekvenční plán obsahují několik výjimek, které jsou z regulace a vypínání vyčleněna, protože jsou považována za místa strategická s vysokou prioritou dodávky elektrické



energie. Mezi tato místa patří zdravotnické, telekomunikační, poštovní, vodohospodářské budovy, dále spotřebitelé obstarávající dodávku pitné vody, v hlubinných dolech, civilní letecké dopravě, veřejné drážní dopravě a městské hromadné dopravě. Jako místa s vysokou prioritou jsou také zařazeny budovy státní, například Ministerstva vnitra, Ministerstva spravedlnosti, České národní banky, Policie České republiky a složek Integrovaného záchranného sboru. Spadají zde i výroby tepla, elektřiny a další [19].

Aktuální data: 02. 2018 až 03. 2018
Časové řady: Vše

AGREGACE PRŮMĚR / HODINA



6. Obr. Regulační energie ČEPS [31]



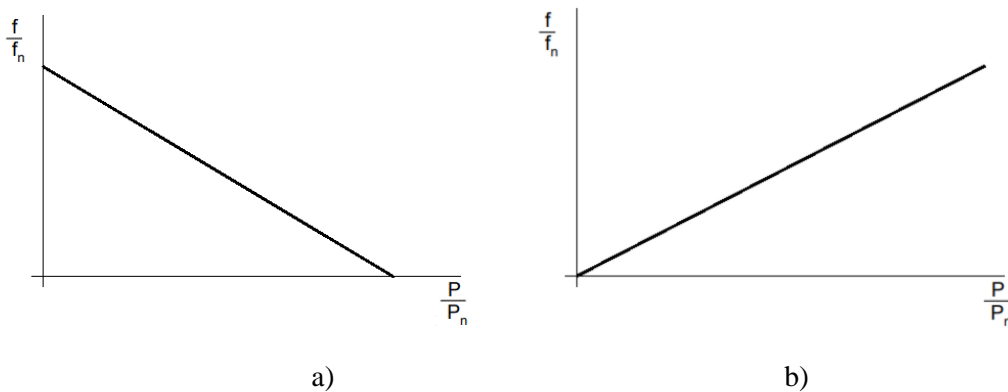
5.3 Frekvenční kolaps

Pro popis frekvenčního kolapsu je potřeba nejprve se podívat na statické charakteristiky zdrojů a spotřeby. Statické charakteristiky zdrojů jsou definovány tzv. statikou. Statika S udává poměr mezi poměrnou změnou frekvence a poměrnou změnou výkonu bloku. Častěji používanou veličinou při popisu chování zdrojů je výkonové číslo. Výkonové číslo je převrácenou hodnotou statiky a ukazuje, jak se změní vyráběná frekvence otáčení při změně zatížení bloku.

$$K = \frac{1}{S} = \frac{\Delta P_a}{\Delta f}$$

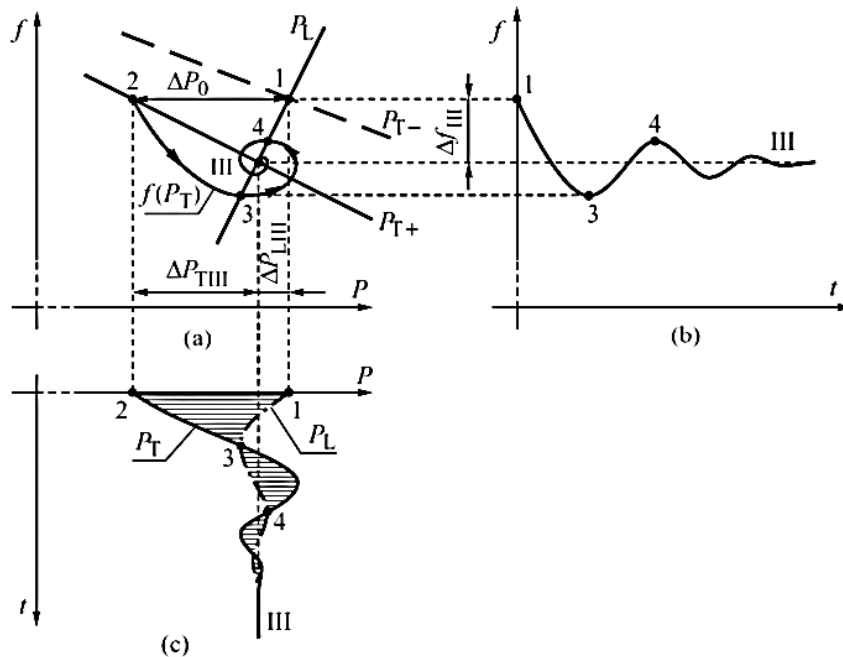
S – Statika $\left[\frac{\text{Hz}}{\text{MW}} \right]$

K – Výkonové číslo $\left[\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right]$



7. Obr. Statické charakteristiky a) zdrojů b) spotřebičů

Obdobné výkonové číslo definuje frekvenční chování i zátěže. Výkonová čísla více zdrojů se sčítají dohromady s výkonovými čísly zátěží a tvoří výkonové číslo celé oblasti, tím dochází k rovnoměrnému rozložení zatížení mezi všechny zdroje v oblasti. Výkonové číslo celé synchronní oblasti tak popisuje její frekvenční chování, odpovídá podílu změny výkonu v celé síti a odchylce kmitočtu. Pracovní bod celé soustavy se pak nachází v průsečíku statických charakteristik zdrojů a spotřeby.



8. Obr. Přechod mezi pracovními body soustavy [27]

Na 8. obrázku je zobrazen proces výpadku jednoho ze zdrojů v síti a následná frekvenční odezva. Výchozím stavem je bod 1 (v části (a)), kde se protíná statická charakteristika zdrojů před výpadkem (čárkovaná čára) a statická charakteristika spotřeby označená P_L . Bodu 1 odpovídá příslušná frekvence a vyráběný výkon. V čase $t = 0$ dochází k výpadku jednoho ze zdrojů a charakteristika se přesouvá do bodu 2. V bodě 2 nedochází k průniku statické charakteristiky zdrojů a zátěže, a proto není bodem stabilním. Charakteristika se tedy začne přesouvat do bodu 3, který leží na charakteristice zátěže, ale již nikoli na křivce zdrojů. Následující bod 4 opět nesplňuje podmínku průniku, a proto k ustálení frekvence dochází až v novém průniku obou charakteristik. V části (b) můžeme sledovat změnu frekvence, která projde jakýmsi zakýváním, než se ustálí na konečné hodnotě ve stabilním bodě. Stejné chování lze pozorovat u výkonu v části (c).

Pokud by se zdroje nacházely v blízkosti svého maxima P_{\max} a došlo by k výpadku a nebyly by již schopny dodat potřebný výkon, došlo by k pádu frekvence a frekvenčnímu kolapsu. Při kývání by nedošlo k nalezení nového průsečíku mezi křivkami v tolerovaném pásu. S padající frekvencí by následně docházelo k postupnému odepínání elektráren, tak aby se zajistil jejich bezproblémový provoz pro vlastní spotřebu [27].



6 Porovnání systému frekvenčního odlehčování

Jednou z vlastností, kterou se bude diplomová práce blíže zabývat je měření frekvence. Přesné měření frekvence je jednou z důležitých činností, která se využívá při frekvenčním odlehčování sítě. Na začátku kapitoly se zaměříme na porovnání stávajícího systému frekvenčního odlehčování s frekvenčními relé na vývodech z rozvoden s novým systémem založeným na separátním odpojování odběrných míst Smart metrem.

6.1 Vlastnosti současného systému frekvenčního odlehčování

Samotný postup frekvenčního plánu je popsán v předchozí kapitole, týkající se havarijního plánu. Z havarijního plánu je zřejmé, že k frekvenčnímu odlehčování přistupujeme pouze ve výjimečných případech, kdy ani jedna z předchozích regulací nedokázala uvést síť opět do rovnováhy.

Mezi hlavní výhody stávajícího systému patří velká přesnost měření frekvence, která je zajišťována v rozvodnách a transformovných pomocí specializovaných certifikovaných a kalibrovaných frekvenčních relé. Finančně je tento systém i přes větší jednotkovou cenu zařízení výhodnější, zejména kvůli výrazně nižšímu počtu zařízení v celé síti. Další výhodou spojenou s nižším počtem měřicích zařízení jsou nižší servisní náklady. Nespornou výhodou je také uložení zařízení v objektu provozovatele distribuční soustavy, jež umožňuje rychlou výměnu a servis a zamezuje zásahu do zařízení neoprávněnými osobami.

Mezi hlavní nevýhody patří nemožnost separace jednotlivých spotřebitelů. Vždy dojde k odepnutí všech odběrných míst na celém jednom vývodu. Při dnešních trendech rozvoje decentralizovaných výrobních zdrojů je velice pravděpodobné, že na odepínaných vývodech je zároveň připojen i malý decentralizovaný zdroj, který by mohl dále pracovat a zmenšovat tak rozdíl mezi výrobou a spotřebou. Bohužel odpojování celých vývodů neumožňuje jeho separaci od ostatních odběrných míst a je tedy odepnut od celé sítě spolu s odběrnými místy na vývodu [19].

Spotřeba na jednotlivých vývodech není konstantní a mění se v čase. Není tedy možné zaručit přesné rozdělení procentního zastoupení spotřeby do stupňů dle tabulky 4. Rozdělení vývodů do stupňů je tedy provedeno v době návrhu také s přihlédnutím na předpokládanou spotřebu v čase tak, aby výsledné rozdělení odpovídalo legislativě [26]. V praktické části této práce s pokusíme tuto hypotézu ověřit na reálných datech.



6.2 Vlastnosti nového systému frekvenčního odlehčování

Budoucí systém frekvenčního odlehčování počítá s velkým rozšířením Smart meterů a s jejich pokročilými funkcemi. Smart metery mohou být vybaveny pokročilou funkcionalitou měření frekvence a možností odpojení a následovného připojení daného odběrného místa k elektrické síti.

Frekvenční plán bude obdobný jako ve stávajícím systému frekvenčního odlehčování sítě. V případě havarijního stavu sítě, kdy bude hodnota frekvence v síti mimo meze (odlišná od 50 Hz), dojde k odpojování jednotlivých odběrných míst na základě autonomního vyhodnocení situace Smart meterem. Nový systém umožní individuální a citlivé odpojování odběrných míst, nebude tedy docházet k odpojování celých vývodů, což umožní i malým decentralizovaným zdrojům v jednotlivých větvích pomáhat s vyrovnáním bilance spotřeby a výroby elektrické energie. Právě tyto decentralizované zdroje, například solární a větrné elektrárny mohou pracovat s nižšími bezpečnostními riziky i při nižších frekvencích, pokud jsou k tomuto pracovnímu stavu přizpůsobeny. Bezpečnostní rizika jsou nižší než například u elektrárny jaderné.

Historické záznamy o spotřebě jednotlivých míst také umožní přesnější predikci procentuálního zastoupení spotřeby v jednotlivých stupních. V případě velké odchylky od tabulky 4. může lehce dojít k přesunu odběrných míst mezi jednotlivými stupni pouze softwarovým nastavením frekvenční spouště Smart meteru.

6.3 Decentralizované elektrárny v novém systému frekvenčního odlehčování

Se stále větším množstvím decentralizované výroby v distribučních sítích vzrůstá i jejich vliv na celkové bilancování spotřeby a výroby elektrické energie. V současném stavu, kde je stále dominantní výroba z centralizovaných zdrojů, se tento vliv příliš neprojevuje. Celý systém regulací včetně havarijního plánu je postaven na regulaci konvenčních centralizovaných zdrojů. Pokud však v dalších letech dojde k předpokládanému nárůstu decentralizovaných zdrojů, zejména pak fotovoltaických a větrných elektráren, je potřeba, aby se i tyto zdroje do havarijních plánů zapojily.

Protože předpokládáme, že na námi zkoumaném distribučním území bude největší nárůst fotovoltaických elektráren, zaměříme se právě na ně. V současnosti jsou fotovoltaické elektrárny vybaveny ochranou, která je citlivá na změnu síťové frekvence, do které dodávají. FVE nejsou schopné sami udržovat síťovou frekvenci a potřebují jiný zdroj, který frekvenci drží. Ochrany jsou v současnosti nastaveny velice přísně a odpojují fotovoltaické elektrárny při malé odchylce



frekvence, jak při poklesu, tak při vzrůstu. Nastavení ochran je přitom spojeno pouze se samotným nastavením měničů a lze jej přenastavit na vyhovující hodnoty pro nový systém.

Pokud bude tedy nasazen nový systém frekvenčního odlehčování založený na Smart meterech a individuálním odpojování míst, kde je počítáno s maximálním udržením FVE v síti, je nutné, aby nastavení měničů bylo v korelaci s nastavením celého systému frekvenčního odlehčování. Fotovoltaická elektrárna spolu s bateriovým úložištěm je ideálním zdrojem, který může do sítě dodávat jalový kapacitní výkon nejen při havarijních stavech.

6.4 Rozhodovací algoritmus pro nový systém frekvenčního odlehčování

Nový systém frekvenčního odlehčování umožní lepší a individuální odpínání jednotlivých odběrných míst. V této kapitole se zaměříme na bližší rozhodovací algoritmus, který může sloužit k rozhodnutí o odepnutí odběrného místa od distribuční soustavy.

Prvním kritériem je porovnání síťové frekvence s vybavovací frekvencí danou pro odběrné místo. Vybavovací frekvence se stanovuje na základě zařazení odběrného místa do jednoho ze stupňů SAFO (Systém automatického frekvenčního odlehčování). Protože vybavovací frekvence je programově nastavitelná, nic nebrání v nastavení různých frekvenčních hranic pro různé priority místa, což znamená, že místa s vysokou prioritou budou v síti setrvávat déle i při nižších frekvencích. Naopak místa vyhodnocená jako nedůležitá mohou být odepínána při malých odchylkách, tak jako je popsáno ve stávajícím havarijním plánu. Zároveň budou zachovány výjimky, které stanovuje havarijní plán a lze je ještě více dopodrobna rozpracovat do více stupňů, pokud by to síť požadovala.

Dalším kritériem rozhodovacího procesu je vyhodnocení odběrného místa v síti dle jeho výkonové bilance. Rozhodovací algoritmus rozhodne na základě aktuální bilance energií, zda se odběrné místo jeví pozitivní, napomáhá k vyrovnaní výkonové nerovnováhy nebo negativní, zvětšuje výkonovou nerovnováhu. Pokud je místo pozitivní, zůstává připojeno, pokud je vyhodnoceno negativně, dochází k povelu pro odpojení.

Pokud je tedy odběrné místo na základě obou kritérií vyhodnoceno jako vhodné pro odpojení, dojde k jeho odpojení od distribuční soustavy, pokud však je pokyn pro odpojení vyvolán pouze jedním kritériem, setrvá odběrné místo v distribuční síti.

Přidanou hodnotu nový systém frekvenčního odlehčování přináší zejména individuálním přístupem k jednotlivým odběrným místům. Umožňuje speciální chování SAFO i pro vybraná odběrná místa běžných spotřebitelů, kteří nejsou zařazeni do výjimek havarijního plánu a zároveň vyžadují větší nároky na dodávku elektrické energie. Lze předpokládat, že tito spotřebitelé nemají



své záložní zdroje, a přesto vyžadují nepřetržitou dodávku elektrické energie. Může se jednat například o spotřebitele se zdravotními obtížemi, kteří vyžadují nepřetržitý chod přístrojů. Ti obvykle nedisponují dlouhodobou zálohou elektrické energie a je tedy nutné zkrátit dobu, po kterou jsou tyto odběrná místa odpojena. Další skupinou využívající benefity pozdějšího odpojení mohou být firemní provozy, které využívají technologií citlivých na dodávku elektrické energie a její přerušení má za následek velké finanční ztráty.

6.5 Srovnání lokálního a centrálního měření frekvence

Logickou otázkou, která se nabízí, je, zda má smysl měřit frekvenci lokálně v každém Smart meteru i přes to, že frekvence je v každém bodě sítě stejná nebo provádět měření v jednom nebo několika vybraných bodech sítě. V této kapitole provedeme analýzu obou těchto řešení a představíme si jejich výhody a nevýhody.

6.6 Centrální měření frekvence

Centrální měření přináší nespornou výhodu ve finanční úspoře při nákupu méně vybavených Smart meterů. Zároveň centrální zařízení pro měření frekvence může mít sofistikovanější měření frekvence s větší přesností a spolehlivostí i v krizových okamžicích tak, jako je tomu u dnešních frekvenčních relé.

Hlavní nevýhodu spatřujeme zejména v náročnosti havarijní komunikace mezi Smart metery a datovou centrálou případně místem měření frekvence. Lze předpokládat, že v případě havarijního stavu nebude elektrická síť plně pracovat a zajištění takovéto komunikace bude velice náročné. Celá komunikační struktura musí být náležitě zálohována, aby při výpadku jednoho článku nedošlo ke zborcení celého systému. Pokud se rozhodneme pro komunikaci bezdrátovou, je potřeba počítat s velkými nároky na přenosové kapacity. Havarijní komunikace obecně má vysoké nároky na rychlost a nízkou chybovost přenesení dané informace. Zároveň je potřeba si uvědomit, že v tomto případě se jedná o přenos informace k velkému množství Smart metrů, který musí být téměř bezchybný. Problémy v komunikaci by mohly v krizových situacích tento systém plně vyřadit z provozu například zahlcením komunikačního kanálu signály. V případě rozpadu sítě se může dokonce stát, že místa určená pro měření a komunikování se budou nacházet v jiných ostrovních systémech než místa spotřeby, tedy předpoklad o stejné frekvenci již nebude platit.

Místa pro měření a komunikaci se také mohou shodou okolností vyskytnout v oblastech bez dodávky elektrické energie a jejich použití bude komplikované či dokonce nemožné. V těchto případech je potřeba si uvědomit, že rychlost, přesnost a bez chybovost havarijního systému je zásadní.



6.7 Lokální měření frekvence

Měření frekvence lokálně v každém odběrném místě odstraňuje problém s komunikací. Každý Smart meter autonomně rozhodne, zda frekvence dosáhla příslušné hranice a vyhodnotí, zda má odpojit odběrné místo od elektrické sítě či nikoliv. Samozřejmě vyhodnocení hranice pro odepnutí je uzpůsobeno dle frekvenčního plánu. Je nutné tedy počítat s určitou programovatelností parametru frekvence pro odepnutí. Pokud opravdu dojde k rozpadu sítě, lze ho využít v případě, že jde o rozpad na ostrovní systémy, a to k opětovnému sledování stavu frekvence při postupném spínání soustavy do provozu.

Naopak lokální měření sebou přináší již zmíněné vyšší finanční nároky způsobené náročnějším vybavením Smart meteru. Je potřeba si uvědomit, že i tento lokální systém vyhodnocování a měření frekvence musí podléhat vysokým standardům havarijních systémů, tedy musí zajišťovat nízkou chybovost a vysokou spolehlivost i v nestandardních podmínkách. Funkčnost v nestandardních podmínkách je zásadní zejména proto, že většina elektrických zařízení při nečekaných a velkých změnách frekvence nedokáže zajistit své správné fungování, ale tento přístroj by právě v těchto podmínkách měl pracovat nejlépe.



7 Případová studie použití nového způsobu frekvenčního odlehčování

V druhé části práce se zaměříme na vytvoření případové studie, která by měla sloužit k prozkoumání výhod nasazení nového systému frekvenčního odlehčování na distribučním území PREDistribuce, a.s. Podnětem k vytvoření této studie je zvětšování automatizace v celé distribuční síti zejména na úrovni transformačních stanic a u koncových zákazníků. Součástí případové studie je prozkoumání fungování systému frekvenčního odlehčování za současného a budoucího stavu distribuční soustavy s důrazem na zhodnocení rozdělení spotřeby do jednotlivých skupin dle frekvenčního plánu.

Případová studie se bude zabývat několika případy. Prvním případem je aktuální stav, vycházející z naměřených dat, druhý případ bude simulovat situaci s větším zastoupením decentralizovaných zdrojů v energetickém mixu v roce 2030 a posledním zkoumaným stavem bude rok 2040, charakteristický velkým procentním zastoupením FVE s nerovnoměrným rozložením FVE ve stupních SAFO. Jedná se o vytvoření modelových případů, které mají postihnout většinu možných scénářů, které mohou nastat. Model roku 2030 reprezentuje postupný a rovnoměrný nárůst výroby z FVE, naopak rok 2040 reprezentuje rychlý progres výroby FVE charakteristický nerovnoměrným rozptřením do stupňů SAFO.

Praha je úzce propojena se zbytkem elektrizační soustavy České republiky, a proto bude provedeno obdobné porovnání nejen s celkovým zatížením Hlavního města Prahy, ale i celé České republiky. Na závěr bude celkové komplexní zhodnocení situací spolu s diskuzí nad novým systémem frekvenčního odlehčování zprostředkovaným Smart metery.

Data jsou získána ze SCADA systému distribučních transformačních stanic v patnácti minutových intervalech. Zaznamenávanou hodnotou je současná hodnota proudu v ampérech na napětí 22 kV. Pro porovnání je zvoleno období jednoho roku, tak aby byla pokryta všechna roční období se svými specifiky. Sledované období začíná dnem 1. 4. 2017 0:00 a končí 31. 3. 2017 23:45.

Pro porovnání jednotlivých stavů distribuční soustavy a stupňů frekvenčního odlehčování bude použito grafické vyobrazení histogramy, které dobře ukazuje procentní zastoupení spotřeby v jednotlivých stupních.



7.1 Zkoumaná oblast



9. Obr. Distribuční oblast PREdistribuce, a.s. [31]

Případová studie je vytvořena pro distribuční území PREdistribuce, a.s., které se rozkládá na území Hlavního města Prahy a města Rostoky. Parametry distribučního území jsou uvedeny v následující tabulce. Specifikem distribuční sítě PREdistribuce, a.s., oproti ostatním distributorům na českém území je velká hustota distribuční sítě a odběrných míst. Kvůli husté zástavbě je také na území PREdistribuce, a.s. velké procento rozvodných tras realizováno kabely. Celá oblast je napájena z několika hlavních transformačních stanic, kterými jsou TR Chodov, TR Řeporyje, TR Malešice a TR Sever.

Druh zařízení		Rozsah
Vedení VVN	km	206,8
Energetické tunely a kanály	km	35,1
Instalovaný výkon transformace VVN/VN	MVA	2838
Vedení VN	km	3872,3
Vedení NN	km	7974,8
Transformovny VVN/VN	ks	22
Distribuční stanice	ks	3229

6. Tab. Parametry distribuční sítě PREdistribuce, a.s. [31]



7.2 Rozdělení vývodů do skupin frekvenčního plánu

PREdistribuce, a.s., tak jako každý distributor elektrické energie, má ve svých rozvodnách rozděleny vývody do frekvenčních stupňů, tak aby v případě havarijních stavů bylo možné rychle snižovat zatížení v síti. Rozdělení jednotlivých vývodů je provedeno na základě priority dodávky dle frekvenčního plánu a velikostně by mělo odpovídat tabulce 4., kde je uvedeno rozdělení spotřeby do frekvenčních stupňů.

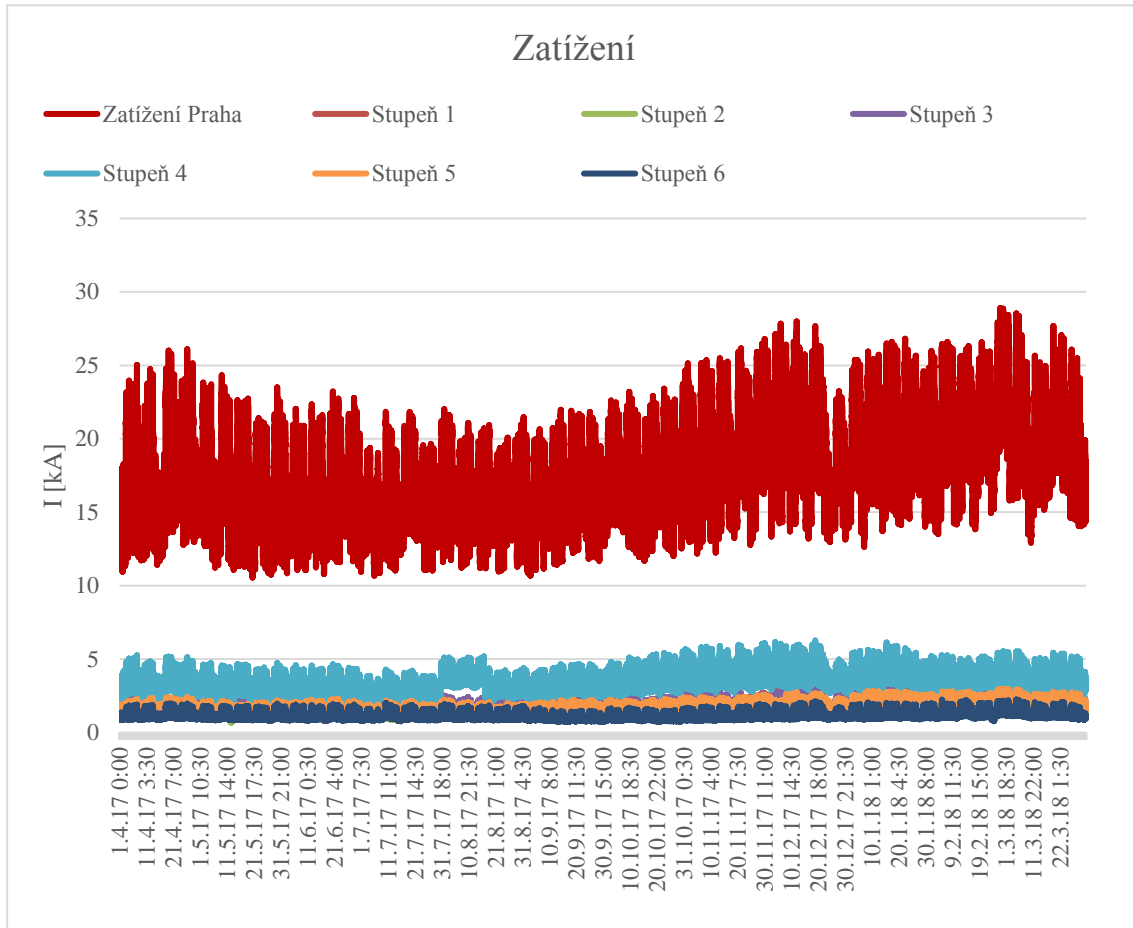
Procentuální zastoupení spotřeby se v čase mění, protože každý spotřebitel se chová jinak. Při větším množství spotřebitelů by měla spotřeba odpovídat tabulkovým předpokladům, pokud bylo rozdělení do stupňů provedeno správně.

Správné procentuální rozdělení spotřeby je důležité pro správné fungování celého systému frekvenčního odlehčování. V případě velkých odchylek od předpokládaných hodnot zátěže ve stupních SAFO může při odepínání stupňů dojít k těmto stavům. V případě odpojení nedostatečného množství zátěže nedojde k požadovanému vyrovnání bilance. V případě odpojení příliš velkého množství zátěže dojde k nepředpokládanému zvýšení frekvence a k případnému blackoutu.



7.3 Rozdělení spotřeby SAFO v roce 2017/2018

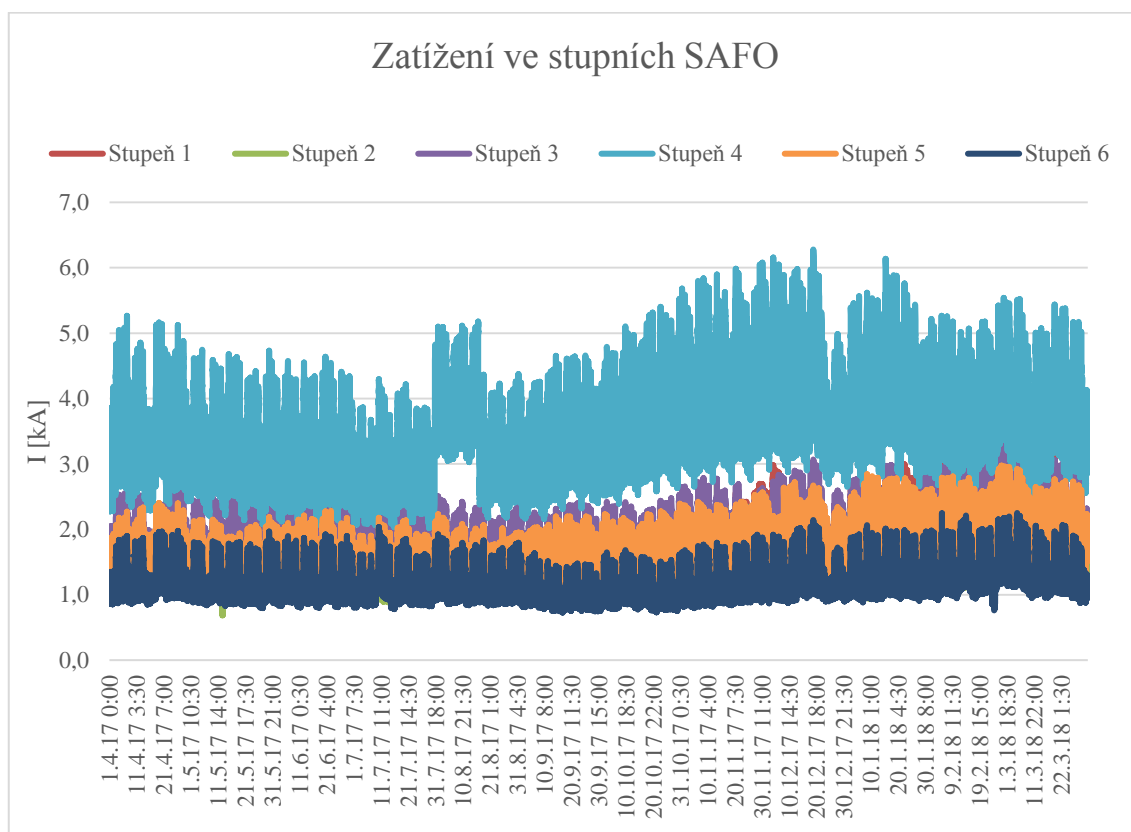
Současný stav vychází z reálných naměřených dat z období 1. 4. 2017 0:00 - 31. 3. 2018 23:45. Nejsou zde použity žádné koeficienty upravující výrobu z FVE nebo spotřebu na území Prahy.



10. Obr. Celkové zatížení Prahy a zatížení ve stupních SAFO. Průběh proudů na 22 kV

Z grafu je patrný dominantní průběh zatížení Hlavního města Prahy, který se pohybuje v okolí 18,2 kA a tvoří tak 8,4 % spotřeby celé České republiky. Z průběhu zatížení Prahy lze dobře vypozorovat průběh topné sezony, který přichází se zimními měsíci, a kde spotřeba dosahuje svých maxim, které se přibližují hodnotám 30 kA. Pokud se zaměříme blíže na pilovitý průběh, lze po bližším zkoumání pozorovat opakující se trend minim a maxim, který odpovídá týdenním cyklům. Pokud bychom zobrazili graf pro kratší časové období, je tento jev znatelnější.

Pokud se blíže podíváme na průběh zatížení v stupních SAFO, lze říci, že až na malé výjimky sledují průběh zatížení Prahy. Lze opět pozorovat zvýšení zatížení v zimních měsících a týdenní cyklus.

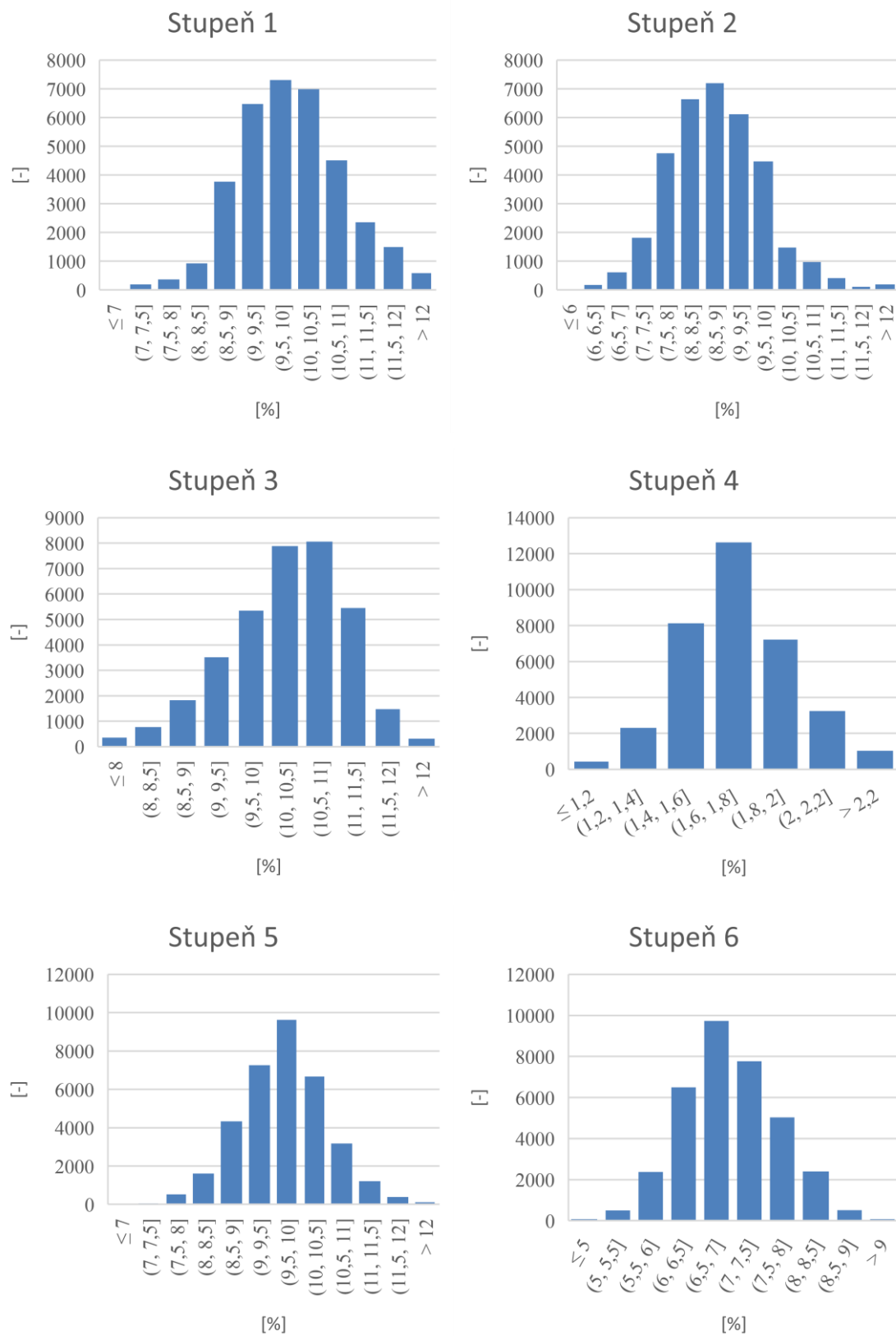


11. Obr. Detailní pohled na zatížení ve stupních SAFO

Pokud se blíže podíváme v 10. obrázku na průběhy zatížení na stupních SAFO je vidět, že největší zatížení je na čtvrtém stupni, který přenáší až 6 kA. Čtvrtý stupeň je oproti ostatním stupňům definován v interních materiálech PREdistribuce, a.s.pomocí procent z celkového zatížení České republiky. Zatížení České republiky je výrazně vyšší než zatížení samotné Prahy, a proto definovaná hranice dvou procent pro druhý stupeň odpovídá v absolutních číslech většímu zatížení než větší procentní hodnoty ze zatížení Prahy. Na průběhu čtvrtého stupně je také patrný velký nárůst zátěže v měsíci červenci, který může být způsobený specifickou zátěží na tomto stupni. Bohužel nejsme schopni přesněji určit, který objekt či skupina spotřebitelů danou odchylku vyvolává.

Při pohledu na další stupně zjistíme, že jsou téměř identické, což odpovídá i tabulce 4. o procentním rozdělení spotřeby do stupňů SAFO. Stupně přenášejí zatížení odpovídající 1,5 kA. Posledním atypickým stupněm je stupeň šestý, který přenáší nejmenší část zatížení v průměru 1,2 kA, což odpovídá menšímu procentnímu zastoupení z tabulky 4.

7.3.1 Výstupy naměřených dat SAFO 2017/2018



12. Obr. Histogramy zastoupení procentního zatížení ve stupních SAFO 2018



Protože zatížení ve stupních SAFO se mění v čase, stejně tak jako zatížení Prahy, není možné udržet konstantní hodnotu jejich poměru. Procentuální zastoupení zatížení v jednotlivých stupních se tedy pohybuje v určitých mezích. Pro názornost je rozdělení zobrazeno histogramy v obrázku 11. Lze si povšimnout, že rozdělení není ideální, spíše se svým rozložením blíží Gausovu rozdělení. V ideálním případě by histogramy obsahovaly pouze jeden sloupec s odpovídající hodnotou z tabulky, jež by pokrýval všechny měřené časové úseky. V současném stavu v některých případech není deklarovaná hodnota z tabulky 4. obdržena ani ve většině patnácti minutových intervalů. Zásadní otázkou je tedy, s jakou přesností je potřeba dané procentní zastoupení spotřeby ve stupních SAFO dodržet.

Přesné zodpovězení této otázky vyžaduje hlubší analýzu spotřeby a zdrojů v dané oblasti, ve které hrozí nebezpečí blackoutu. Mezní hranice pro velikost spotřeby, která může být v jednom okamžiku odpojena bez zásadních problémů, je dána dynamickou stabilitou zdrojů, které soustava obsahuje. Velikost musí být stanovena taková, aby se frekvence v soustavě byla schopna rychle ustálit a nedocházelo k rozkmitání, které by mohlo mít za následek vypínání jiných stupňů nebo další zdrojů dle frekvenčního plánu a Kodexu PS [19] [26].



7.4 Rozdělení spotřeby do SAFO v roce 2030

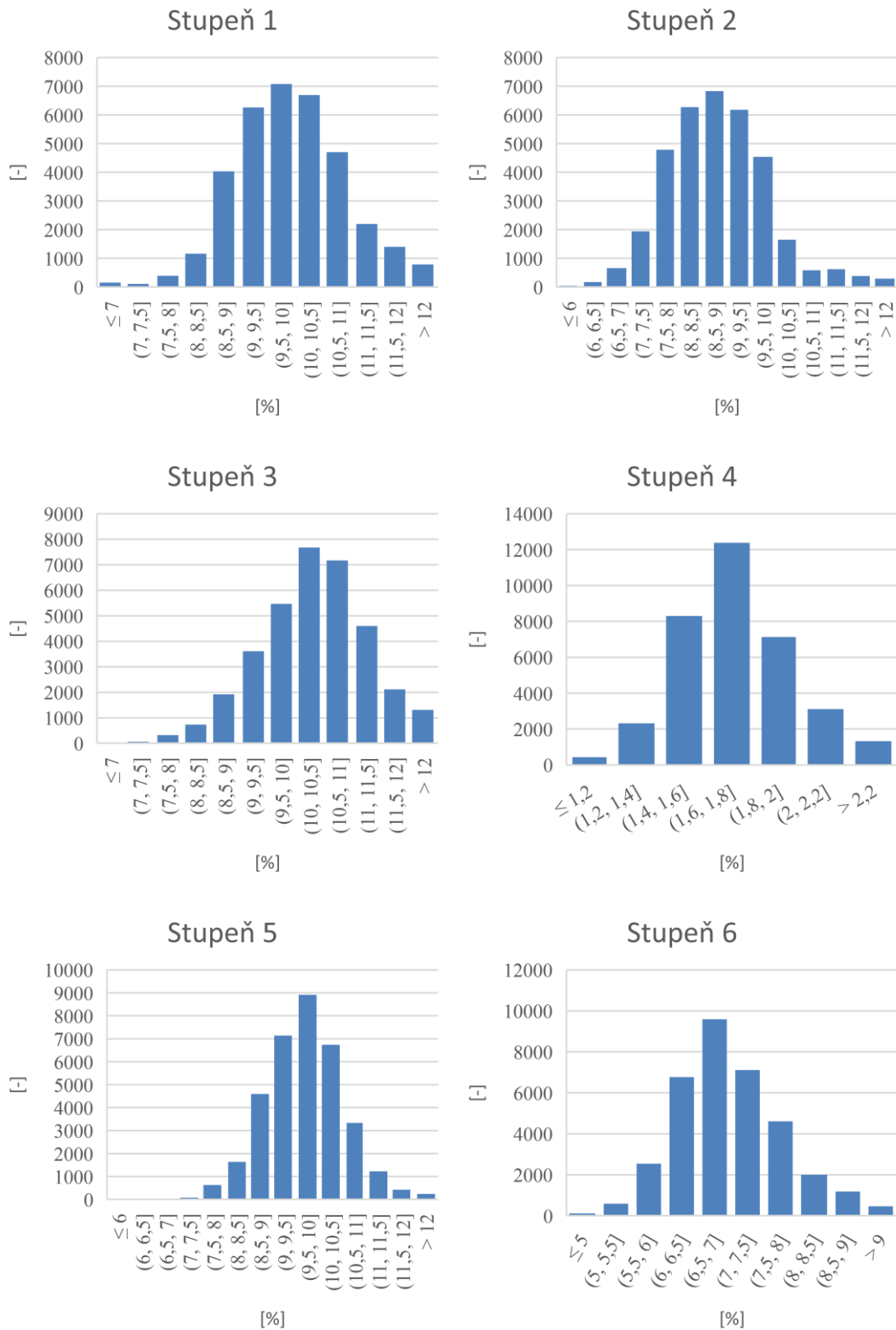
Pro analýzu zatížení v roce 2030 je potřeba model upravit dle předpokládaných parametrů sítě. Prvním důležitým parametrem, kterým se musíme zabývat je úprava samotného zatížení Prahy. Praha je dynamickým a rozrůstajícím se městem, kde je vývoj spotřeby navázán na ekonomickou situaci v celé České republice a můžeme tedy předpokládat, že i v dalších letech dojde k nárůstu spotřeby na jejím území. Na základě dokumentů MPO a společnosti ČEPS jsme odhadli 10 % nárůst spotřeby v roce 2030 vůči aktuálnímu stavu.

Nárůst spotřeby 10 % samozřejmě nepočítá s velkým nárůstem elektromobility, která by toto číslo několikanásobně zvýšila. Pro náš model budeme tedy uvažovat stav, kde elektromobilita ještě nedosáhla velkého rozšíření. Pokud by došlo k jejímu velkému rozšíření, je potřeba provést vyhodnocení situace na základě naměřených dat. V současnosti je nemožné předpovědět změnu rozprostření zatížení do distribuční sítě PREdistribuce, a.s. Rozprostření zatížení nelze určit, protože v současnosti nevíme, jaký systém bude pro nabíjení elektromobilů použit.

Dalším parametrem, který je potřeba upravit, aby model respektoval chování budoucí distribuční soustavy, je instalovaný výkon ve fotovoltaických zdrojích. Pokud se podíváme na výhledy z dokumentů MPO a společnosti ČEPS dostaneme se ke hrubému odhadu, že dojde ke zdvojnásobení instalovaného výkonu ve FVE na území České republiky, budeme tedy předpokládat, že i na území Prahy dojde k obdobnému postupnému progresu. Budoucí vývoj fotovoltaiky je silně ovlivněn dotační politikou státu a vývojem cen technologií spjatých s fotovoltaickými systémy.



7.4.1 Výstupy modelu zatížení v SAFO 2030



13. Obr. Histogramy zastoupení procentního zatížení ve stupních SAFO 2030



Pro porovnání stavů v roce 2017/2018 a 2030 jsme se rozhodli pouze pro zobrazení histogramů, které zobrazují procentuální zastoupení v jednotlivých stupních. Grafy celkového zatížení a zatížení v jednotlivých stupních SAFO nepodávaly kvůli své složitosti a nižší přehlednosti téměř žádnou informaci.

Pokud porovnáme histogramy v roce 2017/2018 a 2030, lze pozorovat pouze minimální změnu. Vysvětlení, proč se histogramy jen lehce mění je následující. V modelu je předpokládáno skoro symetrické rozdělení jak nového zatížení, tak nové výroby z fotovoltaických zdrojů do celé distribuční sítě PREDistribuce, a.s.. Náš předpokládaný rozvoj fotovoltaických systémů se bude ubírat cestou malých fotovoltaických elektráren na střeších budov. Fotovoltaické systémy budou svou velikostí dimenzovány na maximální pokrytí spotřeby daných budov s malými přetoky do elektrizační sítě. Nepředpokládáme tedy v distribuční soustavě PREDistribuce, a.s. vznik velkých solárních elektráren s velkým instalovaným výkonem.

Tedy pokud modelujeme situaci, že výroba fotovoltaických elektráren je velká, klesá nám stejnou úměrou jak zatížení celé Prahy, tak zatížení na jednotlivých stupních, tedy procentuální poměry zatížení Prahy a stupňů SAFO zůstávají zachovány. Jediný stupeň, který by mohl mít rozdílnou odezvu je stupeň 4, který je vztažen vůči spotřebě celé České republiky. Zde je však potřeba podotknout, že výroba FVE je opět modelována z celorepublikového měření, a tedy náš model není schopen situaci, kde vyrábí FVE pouze v Praze postihnout. Tento stav je dle mého názoru velice ojedinělý a povětšinou času lze pozorovat korelaci mezi výrobou FVE v Praze a České republice.

Při bližším zkoumání modelu je zásadním zjištěním, že model je velice citlivý na rovnoměrné rozprostření spotřeby a výroby fotovoltaiky do stupňů SAFO, což odpovídá i skutečnému systému frekvenčního odlehčování. Rovnoměrné rozložení spotřeby zajišťuje správná kombinace vývodů na rozvodnách v stupních SAFO. Rozdělení vývodů je v současném systému neměnné a řídí se prvotním rozčleněním při návrhu sítí s důrazem na rovnoměrné rozdělení spotřeby. Při návrhu rozdělení se ještě nekladl důraz na zohlednění instalovaného výkonu ve fotovoltaice na jednotlivých vývodech. Nárůstu instalovaného výkonu ve FVE by se mohl stát jedním z problémů budoucího systému SAFO. Nevýhodou fotovoltaiky, jak již bylo řečeno, je velká závislost na osvětlení panelů, který je závislý na počasí, ročním období a umístění. Pokud by docházelo k rozdělování vývodů do stupňů bez přihlídnutí na instalovaný výkon ve FVE, mohlo by dojít k velké disproporcii zatížení vývodů v jednom stupni při plném osvětlení a při nízkém osvětlení, například ve dne a v noci.

Představme si modelovou situaci, kdy je většina fotovoltaiky koncentrována na stupni 1 a návrh rozdělení vývodů do jednotlivých stupňů byl proveden za denního osvětlení a zatížení. Ve dne se



vývody na stupni 1 chovají jako méně zatížené, protože velká část spotřeby na vývodech je kryta přímo fotovoltaickými zdroji ve vývodech. Pro tento stav je provedeno rozdělení vývodů do stupňů dle Kodexu PS. S příchodem noci však dochází ke změně a fotovoltaika na stupni 1 přestává dodávat potřebný výkon pro krytí spotřeby. Vývody tedy začnou z rozvodných stanic přenášet větší procentuální zatížení, než pro které bylo provedeno prvotní rozdělení do stupňů a dochází k odchylce od procentuálního rozdělení zatížení dle Kodexu PS. Pokud je provedeno prvotní rozdělení v noci, je situace opačná a k odchylce dojde ve dne.

7.5 Rozdělení spotřeby SAFO v roce 2040

Pro rok 2040 je opět potřeba pozměnit parametry tak, aby model popisoval budoucí stav v síti. Předpokládaná spotřeba v roce 2040 dle podkladů MPO a ČEPS bude o 15 % větší než v současnosti. Předpokládáme postupný nástup elektromobility a s ní i nárůst spotřeby v Praze.

Odhad instalovaného výkonu ve fotovoltaice v roce 2040 je těžké přesně určit, předpoklad tedy provedeme na základě Státní energetické koncepce, která počítá s 2,5krát zvětšením výkonu ve FVE do roku 2040. Jak již bylo zmíněno, vývoj fotovoltaických zdrojů je úzce spjat s dotační politikou České republiky a je tedy velice těžké ho přesně určit. Další rozdílem oproti roku 2030, který se budeme snažit postihnout, je nerovnoměrné rozložení ve stupních SAFO. Naše zvětšení instalovaného výkonu lze považovat za velice optimistický výhled, ale s dotační politikou ho lze dosáhnout.

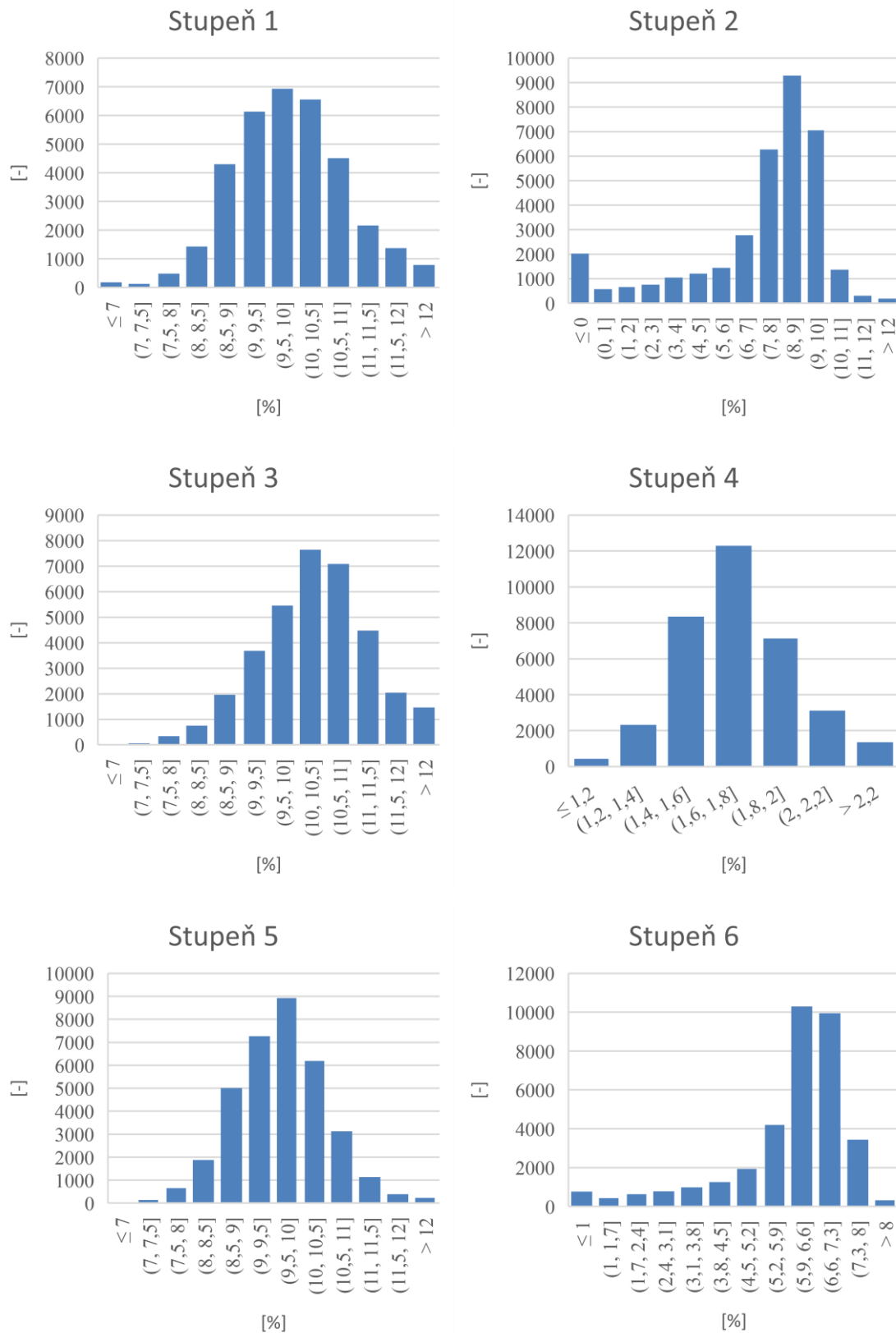
Pro rok 2040 model upravíme tak, abychom simulovali situaci, kdy nedošlo k rovnoměrnému rozproštění decentralizovaných zdrojů do celé distribuční sítě, ale ve stupni 2 došlo k výrazné koncentraci fotovoltaických zdrojů. Procentní zastoupení FVE zdrojů ve stupních bude tedy následující.

Procentní zastoupení FVE ve stupních SAFO rok 2040					
Stupeň 1	Stupeň 2	Stupeň 3	Stupeň 4	Stupeň 5	Stupeň 6
[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
10	30	10	20	10	20

7. Tab. Procentní zastoupení FVE ve stupních SAFO rok 2040



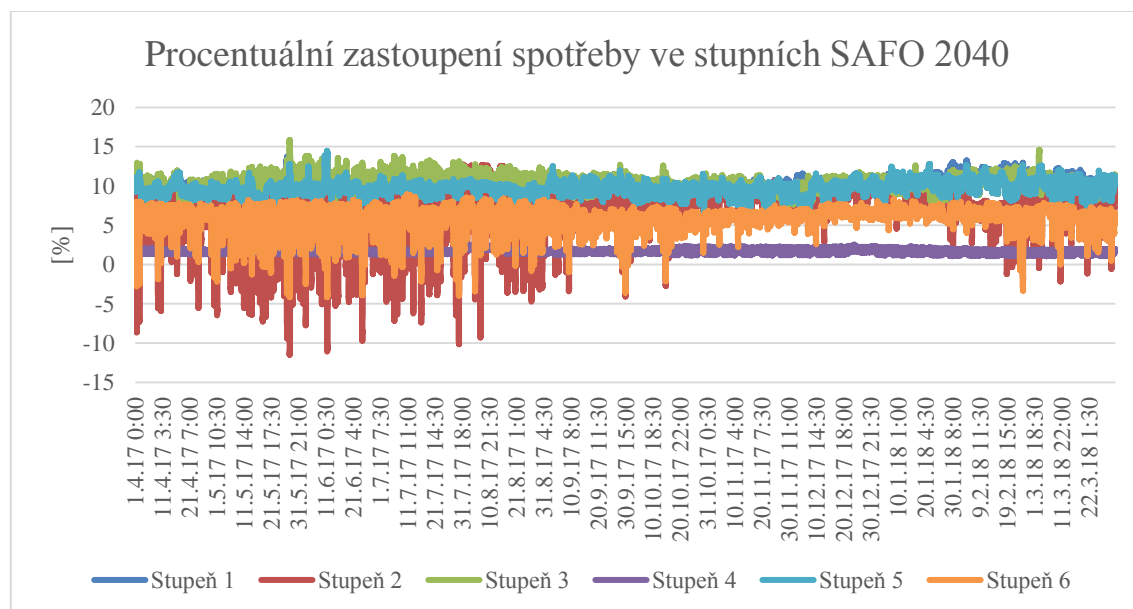
7.5.1 Výstupy modelu zatížení v SAFO 2040



14. Obr. Histogramy zastoupení procentního zatížení ve stupních SAFO 2040



Pro zobrazení výstupu z modelu SAFO pro rok 2040 jsme opět pro přehlednost použili zobrazení histogramy. Nyní lze již pozorovat rozdíl rozložení zatížení do jednotlivých procentních pásem od histogramů od roku 2030 i od aktuálních dat z roku 2017/2018. Jak jsme předpokládali, nerovnoměrné rozložení fotovoltaických zdrojů způsobilo znatelný posun procentního zastoupení zatížení v jednotlivých stupních. Posun je nejvíce znatelný ve stupních 2 a 6, kde jsme namodelovali nejvíce fotovoltaických zdrojů. Zásadní je povšimnout si situace, která nastává ve stupni 2, kde je v některých časových intervalech zatížení výrazně záporné, což tedy znamená, že celý stupeň se v soustavě chová jako pozitivní a do sítě elektrickou energii dodává. V případě havarijního stavu sítě bychom jeho odepnutím tedy situaci ještě zhoršili. Je potřeba říci, že procentuální zastoupení FVE v tomto uzlu se liší pouze o 10 % od jiných stupňů, což dle mého názoru není nereálný případ. U ostatních uzlů, které nemají tak vysoké zastoupení FVE je situace obdobná jako v předchozích nastavení modelu.

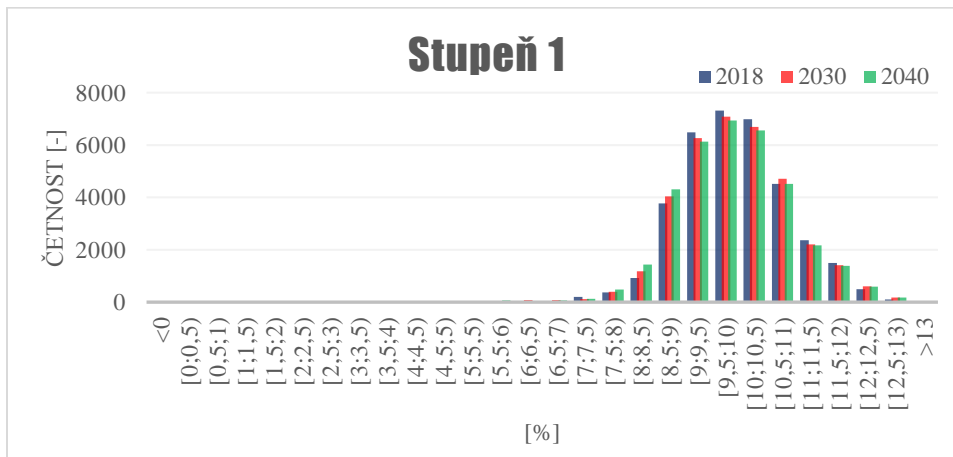


15. Obr. Procentní zastoupení spotřeby ve stupních SAFO rok 2040

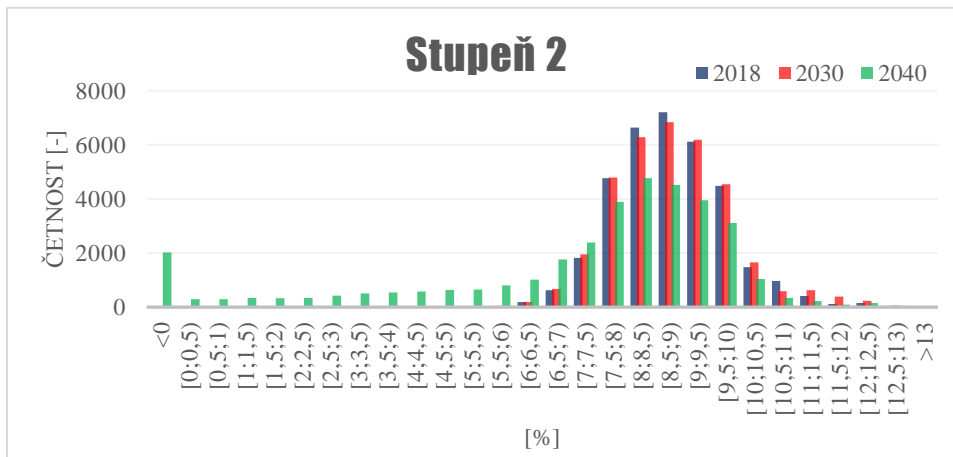
7.6 Diskuze nad novým systémem frekvenčního odlehčování

V následující části práce se podíváme na celkový vývoj systému SAFO, tak jak jsme ho predikovali naším modelem, pokusíme se zhodnotit jeho funkčnost při zachování současného stavu, tak při přechodu na nový systém frekvenčního odlehčování zprostředkovaném Smart metery.

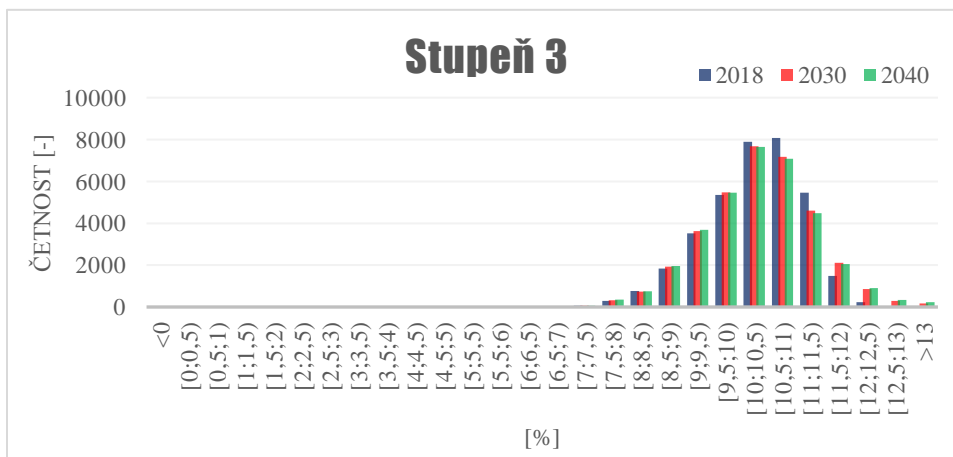
Pro lepší představu o celkovém vývoji SAFO uvedeme společné histogramy pro všechna námi zkoumaná období, abychom mohli lépe pozorovat vývoj v čase.



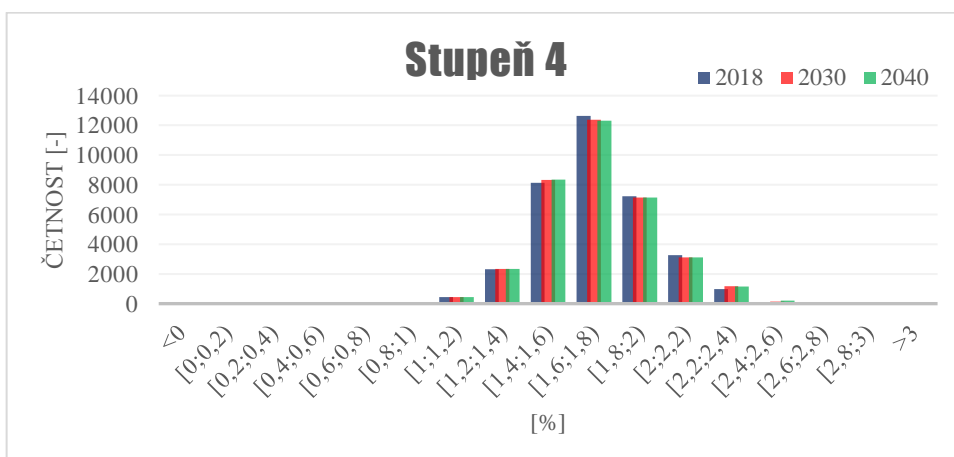
16. Obr. Vývoj 1. stupně SAFO



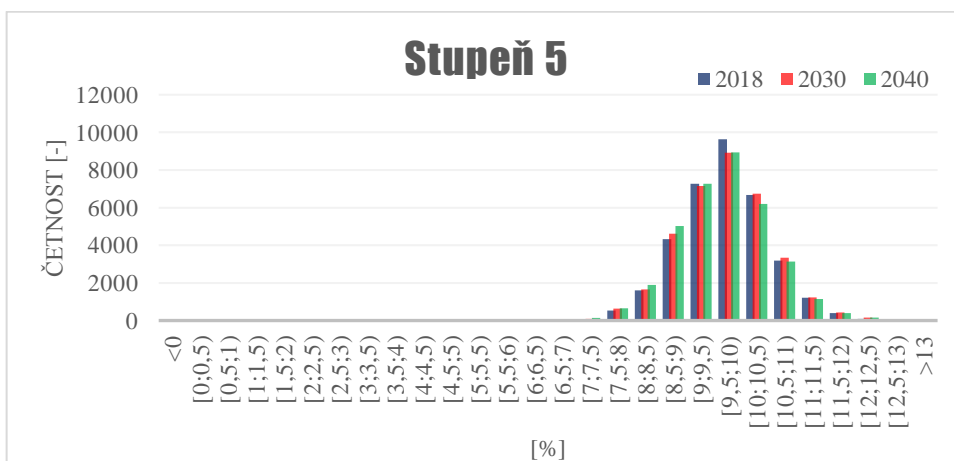
17. Obr. Vývoj 2. stupně SAFO



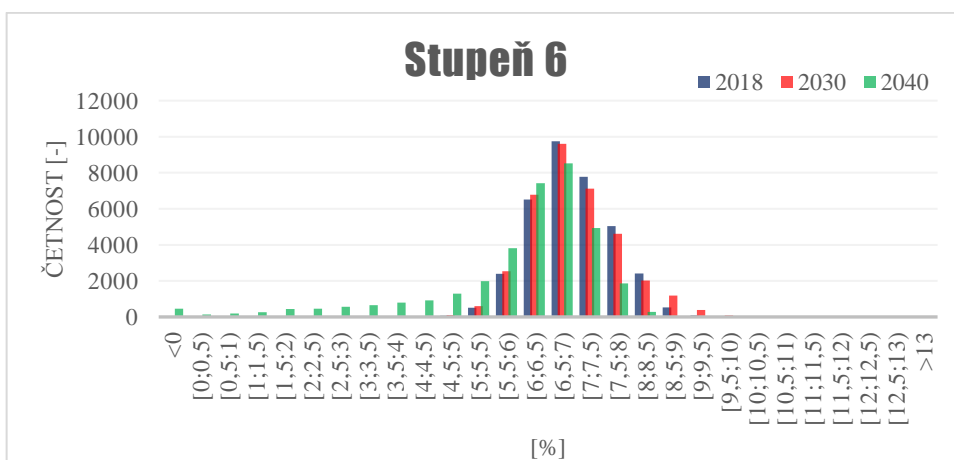
18. Obr. Vývoj 3. stupně SAFO



19. Obr. Vývoj 4. stupně SAFO



20. Obr. Vývoj 5. stupně SAFO



21. Obr. Vývoj 6. stupně SAFO



Při pohledu na vývoj zatížení v jednotlivých stupních lze pozorovat nepatrnou změnu mezi současným stavem v roce 2018 a rokem 2030. Tato změna je, jak již bylo zmíněno, způsobena zvýšením výkonu z FVE. Důsledkem je zvýšení počtu intervalů s nižším zatížením, a naopak snížení počtu intervalů v pásmech s větším zatížením. Model pro rok 2030 stále počítá s rovnoměrným rozprostřením fotovoltaických elektráren do všech stupňů SAFO. Změna však není nikterak výrazná, a i přes předpokládaný dvojnásobný nárůst vyráběné energie z FVE lze předpokládat, že systém bude bezproblémově fungovat.

Modelovaný stav v roce 2040 je o poznání rozdílnější od předchozích stavů, protože rozložení FVE není již modelováno jako rovnoměrné a zároveň dochází k větší koncentraci FVE na vybraných stupních SAFO. Toto nerovnoměrné rozložení mění strukturu zatížení na jednotlivých stupních a ve stupních s velkým procentem FVE způsobuje dokonce změny výkonových toků, v době s vysokým dodávaným výkonem z FVE. Stupeň se pak v systému chová pozitivně a pomáhá vyrovnání bilance sítě. V tomto případě aktuální systém frekvenčního odlehčování začíná selhávat a v případě havarijních stavů by mohlo dojít k odpojení vývodů, které pomáhají udržet síť ve stabilním chodu.

Pro zachování současného systému frekvenčního odlehčování je nutné začít brát při rozdělování vývodů z DTS do jednotlivých stupňů v úvahu i FVE, které jsou na nich připojeny. Problém nastává, podle jakých kritérií rozdělení FVE provést. Pro správné nastavení SAFO přestává být nejdůležitějším parametrem celkový instalovaný výkon spotřeby a výroby na vývodu, ale reálné diagramy výroby a spotřeby probíhající na vývodech.

Pokud se rozhodneme pro zachování současného systému odepínání celých vývodů, je pro nás instalovaný výkon spolu s reálnou výrobou z FVE jedním ze základních parametrů pro rozdělení vývodů do stupňů. Dalším parametrem, který je potřeba také zohlednit, je fyzická poloha FVE. Tento parametr zohledňujeme z důvodu vytvoření optimálních poměrů výroby z FVE ve všech stupních, vycházíme z předpokladu, že dvě FVE ve stejné lokalitě vyrábějí podobné množství energie a minimalizujeme tak případy, kdy dochází k lokálnímu zastínění částí distribuční oblasti oblačností, které by mohlo vést opět k narušení poměrů ve stupních, vlivem zastínění FVE pouze v jednom stupni. Otázkou, která také vyvstává, je, v jakém období chceme dodržet ideální tabulkové poměry. Jak jsme v předchozích kapitolách nastínili a naše nasimulované hodnoty to potvrzují, procentuální poměry se velice mění, jak v průběhu dne, tak v průběhu celého roku.

Pokud se rozhodneme pro nový systém frekvenčního odlehčování, je pro nás nejdůležitějším parametrem pro rozdělení samotný průběh výroby a spotřeby jednotlivých spotřebitelů a výrobců elektrické energie. Nový systém umožňuje individuální a dynamický přístup k odběrným místům a může si žádat úpravu ve frekvenčním plánu. Nový plán by mohl dělit odběrná místa na čisté



pasivních bez možnosti výroby a odběrná místa s možností výroby. Pasivní odběrná místa zůstanou rozdělena do stupňů dle svých priorit, tak jak Kodex PS nařizuje. Bude-li však více přihlédnuto k očekávanému průběhu spotřeby (na základě předchozích historických dat o spotřebě), dojde k rozdělení tak, aby byly maximálně dodrženy procentuální poměry mezi stupni. Pro místa s možností výroby může připadat více scénářů. První možností je vytvoření speciálního stupně, který se bude odpínat až jako poslední, tak abychom maximálně využili potenciál výroby z FVE. V nočních hodinách, kdy bude výroba z FVE nulová, by došlo k opětovnému rozřazení odběrných míst ze speciálního stupně mezi místa pasivní, tak aby bylo zajištěno i jejich odepnutí v případě vzniku havarijního stavu v noční době. Nebo druhý scénář, kde budou odběrná místa s možností výroby vřazena do stupňů spolu s pasivními odběrnými místy a jejich odepnutí od sítě proběhne na základě algoritmu popsáno v kapitole 6.4. V případě druhého scénáře je potřeba provést citlivé rozdělení odběrných míst s možností výroby do jednotlivých stupňů podle předpokládaných průběhů výroby, aby došlo k jejímu rovnoměrnému rozprostření do všech stupňů. První scénář je vhodný pro stav sítě, kdy je stále velké množství čistě pasivních odběrných míst a poslední speciální stupeň pro odběrná místa s možností výroby není ještě natolik dominantní ve vztahu k ostatním stupňům SAFO. Naopak při nižším počtu čistě pasivních míst je potřeba přejít k druhému scénáři, tak abychom i velké množství odběrných míst s možností výroby rovnoměrně rozdělili do stupňů SAFO.

Nový systém frekvenčního odlehčování umožňuje individuální řazení odběrných míst do stupňů SAFO a tedy umožňuje maximální možné zrovnoměrnění výroby z FVE ve stupních. Dále nabízí možnost dynamické změny zařazení odběrných míst na základě času nebo aktuální výroby z FVE. Tyto vlastnosti výborně postihují všechny případy, který však současný stav frekvenčního odlehčování postihnout nemohl. Pokud tedy nastane situace, kdy dojde k velkému a nerovnoměrnému rozložení výroby z FVE do stupňů SAFO, může být tento nový systém postavený na Smart meterech ideálním řešením.



8 Závěr

Tato diplomová práce se zabývá pokročilými možnostmi využití Smart meteringu v budoucím fungování distribučních sítí. První kapitola se věnuje obecnému popisu systému Smart metering, dále navazuje přehledem projektů Smart meteringu ve světě s důrazem na pokročilé vlastnosti Smart meterů a přístupy jednotlivých zemí k jeho postupnému nasazování.

Další kapitola obsahuje detailnější přehled funkcí, které může Smart meter zajišťovat s přihlédnutím na technickou proveditelnost dle norem a celkový přínos pro distributora a konečného spotřebitele. Ověření technické proveditelnosti se věnuje i čtvrtá kapitola, která se soustřeďuje na aktuální nabídku vybavení Smart meterů od největších výrobců. Na základě těchto kapitol je vybranou funkcionalitou měření frekvence.

Přínosem přesného měření frekvence a vyhodnocování pomocí Smart meteru je zlepšení fungování systému frekvenčního odlehčování. Systém frekvenčního odlehčování je jedním z nástrojů pro udržení vyrovnané bilance výroby a spotřeby elektrické energie v síti. Popis bilancování je pro lepší pochopení situace detailně proveden od počátku primární regulace až po poslední stupeň, kterým je právě systém frekvenčního odlehčování. Následující kapitola se již detailněji věnuje pouze systému frekvenčnímu odlehčování. Porovnává současný systém a nový systém frekvenčního odlehčování ve dvou možných provedeních, s lokálním měřením frekvence přímo ve Smart meteru a s centrálním měřením s odesíláním informací do Smart meterů. Výsledkem této kapitoly je upřednostnění systému s lokálním měřením, a to zejména kvůli obavám s funkčností komunikační infrastruktury v havarijních stavech celé distribuční sítě.

Praktická část práce obsahuje případovou studii použití nového systému frekvenčního odlehčování na distribučním území PREdistribuce, a.s. Vychází z naměřených dat z období 1. 4. 2017 0:00 - 31. 3. 2017 23:45. Měřenými daty jsou zatížení na jednotlivých vývodech z DTS, které následně rozdělují do stupňů SAFO a analyzuje rozdělení dle kritérií určených Kodexem PS. Data z roku 2017/2018 se stala výchozími pro modelování budoucích stavů sítě. Praktická část dále modeluje rok 2030, kde uvažuje mírný nárůst spotřeby elektrické energie a dvojnásobný rovnoměrný nárůst výroby z FVE po celé distribuční síti. Obdobný model je vytvořen i pro rok 2040 s rozdílem, že jak spotřeba, tak výroba z FVE je podstatně větší. Výroba z FVE je v roce 2040 modelována jako nerovnoměrná, v určitých stupních SAFO je úmyslně větší zastoupení zdrojů FVE. Model pro rok 2030 nevykazuje žádné větší odlišnosti od roku 2018 a očekává se, že při tomto stavu by bylo možné zachovat současný stav SAFO. Z analýzy modelu pro rok 2040 je zřejmé, že současný systém SAFO již narazil na hranice svých možností. Velká koncentrace FVE spolu s jejím nerovnoměrným rozložením mezi stupně způsobuje obrácené toky energií ze



stupňů s velkou koncentrací FVE a může v havarijních stavech způsobovat odepínání vývodů, které bilancování sítě napomáhají. Zde je již patrný velký přínos nového systému, který umožňuje individuální přístup k odběrným místům a jejich zařazování do stupňů dle předpokládaných diagramů výroby a spotřeby, dynamické změny zařazení odběrných míst do stupňů s ohledem na aktuální výrobu nebo denní dobu.

Pokud tedy nastane situace, kdy se v distribuční síti objeví velké množství FVE, které budou ve stupních nerovnoměrně rozprostřené, může být tento nový systém založený na pokročilé funkci, lokálním měření frekvence přímo ve Smart meteru jedním z možných řešení.

9 Zdroje

- [1]. ČEPS. *Hodnocení přiměřenosti výrobních kapacit ES ČR do roku 2030* [online]. 30. 08. 2017. Dostupné také z:
<https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2017/11/Hodnoceni-vyrobní-primerenosti-ES-CR-2017.pdf>
- [2]. ČESKÁ REPUBLIKA. *Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG)*. In: . Praha: MPO, 2015. Dostupné také z:
<https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52353/60358/633373/priloha003.pdf>
- [3]. FANG, Xi, Satyajayant MISRA, Guoliang XUE a Dejun YANG. *Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey*. DOI: 10.1109/SURV.2011.101911.00087. ISBN 10.1109/SURV.2011.101911.00087. Dostupné také z:
<http://ieeexplore.ieee.org/document/6099519/>
- [4]. European Powerline pioneer to conquer the Irish market. In: *Devol.com* [online]. 2015 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <https://www.devol.com/en/Press/Press-Releases/2015/European-Powerline-pioneer-to-conquer-the-Irish-market>
- [5]. Power Line Communication HomePlug Green PHY. In: *Edmi-meters* [online]. 2016 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <http://www.edmi-meters.com/SolProduct.aspx?SC=1&SID=13>
- [6]. MIKULA, Aleš, Jaroslav CHLUMSKÝ a Jan DVOŘÁK. Zpráva dílčího cíle: „Analýza stavu standardů v systémech sběru dat“ projektu „Smart metering systém pro energetiku“. In: *ZPA smart energy* [online]. Trutnov, 2014 [cit. 2016-04-22]. Dostupné z: <http://www.zpa.cz/files/files/Zprava-dilciho-cile-Analyza-stavu-standardu-.doc>
- [7]. *European Smart Metering Landscape Report* [online]. Madrid, 2016 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z:
http://www.escansa.es/usmartconsumer/documentos/USmartConsumer_European_Landscape_Report_2016_web.pdf
- [8]. Smart metering projects. In: *Google* [online]. [cit. 2018-05-11]. Dostupné z:
https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=19VuB2oies9alz5weWYwRKdB1j9k&hl=en_US&ll=-6.447682474313893%2C17.023312429687508&z=1



- [9]. ČESKÁ REPUBLIKA. *Výzva operačního programu podnikání a inovace pro konkurenceschopnost 2014–2020: Výzva III. programu podpory Smart Grids I. (Distribuční sítě)*. In: . Praha: MPO, 2014. Dostupné také z: https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/oppik-2014-2020/vyzvy-op-pik-2017/2017/11/SG-I_III-vyzva.pdf
- [10]. *Electricity Networks Strategy Group A Smart Grid Vision*. In: . Londýn, 2009. Dostupné také z: Electricity Networks Strategy Group A Smart Grid Vision [online]. 2009, 27 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20100919181639/http://www.ensg.gov.uk/assets/ensg_smart_grid_wg_smart_grid_vision_final_issue_1.pdf
- [11]. Transition to smart metering. *Webarchive.nationalarchives.gov.uk* [online]. Londýn, 2013 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20130304015748/http://www.ofgem.gov.uk/Markets/sm/metering/sm/Pages/ttsm.aspx>
- [12]. *BDEW Roadmap Realistic Steps for the Implementation of Smart Grids in Germany*. In: . Berlín, 2013. Dostupné také z: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/PC_2013_E_05%20responses/BDEW%20response%20-%20Document%205.pdf
- [13]. E.ON launches four pilot projects for smart meter rollout. *Eon* [online]. 2017 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <https://www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2017/eon-launches-four-pilot-projects-for-smart-meter-rollout.html>
- [14]. Dutch Smart Meter Requirements. *Netbeheernederland.nl* [online]. 2014, 2014 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Slimme_meter_15_7b581ff014.pdf
- [15]. Iskraemeco will transform the Dutch electricity landscape within a 235 € million smart metering contract. *Iskraemeco.com* [online]. 2015, 2015 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <http://www.iskraemeco.com/en/news/iskraemeco-will-transform-dutch-electricity-landscape-within-235-eur-million-smart-metering-contract/>
- [16]. Smart Meter Project Philadelphia. *Betterworldsolutions.eu* [online]. 2018 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <https://www.betterworldsolutions.eu/smart-meter-project-philadelphia/>
- [17]. ČESKÁ REPUBLIKA. *Pravidla provozování distribučních soustav*. In: . Praha, 2016. Dostupné také z: http://www.cezdistribuce.cz/edee/content/file-other/distribuce/energeticka-legislativa/ppds/2016/ppds_2016.pdf
- [18]. SYNEK, Martin. *Analýza účinníku v distribučních sítích*. Praha, 2014. Diplomová práce. ČVUT. Vedoucí práce Ing. Zdeněk Müller, Ph.D.



- [19]. ČESKÁ REPUBLIKA. Vyhláška o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny. In: 2011. Praha, 2011, ročník 2011, číslo 82. Dostupné také z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2011-82>
- [20]. ČSN EN 50160. *Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejné distribuční sítě*. 3 ed. Praha, 2011.
- [21]. KUNZ, Jan. *METODY MĚŘENÍ FREKVENCE KMITŮ*. Brno, 2013. Bakalářská práce. VUT. Vedoucí práce Doc. Ing. PETR BENEŠ, Ph.D.
- [22]. *Zpa.cz* [online]. Praha, 2018 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <https://www.zpa.cz/>
- [23]. *Landisgyr.cz* [online]. Praha, 2009 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: https://www.landisgyr.cz/webfoo/wp-content/uploads/2013/03/E350_ZxF100_Technicka-data_CZ.pdf
- [24]. *Iskraemeco.com* [online]. 2015 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <http://www.iskraemeco.com>
- [25]. *Addgrup.com* [online]. 2017 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <http://addgrup.com/>
- [26]. ČESKÁ REPUBLIKA. *Pravidla provozování přenosové soustavy: Kodex přenosové soustavy*. In: . Praha, 2017. Dostupné také z: <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>
- [27]. *Prvky a provoz elektroenergetických soustav (BIM15PPE): Výukové materiály*. Praha ČVUT, 2018.
- [28]. *Vyhláška o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu*. In: . Praha, 2010, ročník 2010, 80/2010 Sb. Dostupné také z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2010-80/zneni-20100401?citace=1>
- [29]. *Provoz elektroenergetických systémů (A0B15PES): Výukové materiály*. I. Praha ČVUT, 2018.
- [30]. Regulační energie. In: *Ceps.cz* [online]. [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/data>
- [31]. Technické informace. *Predistribuce.cz* [online]. 2015 [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/technicke-informace/>

Seznam obrázků

1. Obr. Vývoj složení energetického mixu do roku 2040 [1]
2. Obr. Smart metering koncept [4]
3. Obr. Komunikační schéma Smart metering [5]
4. Obr. Mapa projektů Smart grid a Smart metering [8]
5. Obr. Problematika měření frekvence [21]
6. Obr. Regulační energie ČEPS [31]
7. Obr. Statické charakteristiky a) zdrojů b) spotřebičů
8. Obr. Přejechod mezi pracovními body soustavy [27]
9. Obr. Distribuční oblast PREDistribuce, a.s. [31]
10. Obr. Celkové zatížení Prahy a zatížení ve stupních SAFO. Průběh proudů na 22 kV
11. Obr. Detailní pohled na zatížení ve stupních SAFO
12. Obr. Histogramy zastoupení procentního zatížení ve stupních SAFO 2018
13. Obr. Histogramy zastoupení procentního zatížení ve stupních SAFO 2030
14. Obr. Histogramy zastoupení procentního zatížení ve stupních SAFO 2040
15. Obr. Procentní zastoupení spotřeby ve stupních SAFO rok 2040
16. Obr. Vývoj 1. stupně SAFO
17. Obr. Vývoj 2. stupně SAFO
18. Obr. Vývoj 3. stupně SAFO
19. Obr. Vývoj 4. stupně SAFO
20. Obr. Vývoj 5. stupně SAFO
21. Obr. Vývoj 6. stupně SAFO



Seznam tabulek

1. Tab. Přesnosti měření spotřeby [19]
2. Tab. Měření kvality energii [20]
3. Tab. Tolerance v uzlech přenosové soustavy
4. Tab. Rozdělení zátěže do stupňů SAFO [26]
5. Tab. Frekvenční meze pro setrvání elektráren v DS [26]
6. Tab. Parametry distribuční sítě PREDistribuce, a.s. [31]
7. Tab. Procentní zastoupení FVE ve stupních SAFO rok 2040