

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ



**ANALÝZA DAT Z PILOTNÍHO NAsAZENÍ SMART METERINGU
PŘEDISTRIBUCE, A.S.**

SMART METERING DATA ANALYSIS IN PŘEDISTRIBUCE, A.S.

DIPLOMOVÁ PRÁCE

VYPRACOVALA: Bc. JESSICA HERZÁNOVÁ

VEDOUCÍ PRÁCE: ING. TOMÁŠ SÝKORA, Ph.D.

STUDIJNÍ PROGRAM: ELEKTROTECHNIKA, ENERGETIKA A MANAGEMENT

STUDIJNÍ OBOR: ELEKTROENERGETIKA

2018

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: Herzánová Jméno: Jessica Osobní číslo: 393404
Fakulta/ústav: Fakulta elektrotechnická
Zadávající katedra/ústav: Katedra elektroenergetiky
Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Elektroenergetika

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Análýza dat smartmeteringu v podmínkách PREdistribuce, a. s.

Název diplomové práce anglicky:

Smart Metering Data Analysis in PREdistribuce, a.s.

Pokyny pro vypracování:

- 1) Popište oblast Smart Meteringu včetně zkušebního projektu realizovaného v PREdi.
- 2) Uveďte teoretické přínosy zavedení Smart Meteringu v podmínkách České republiky.
- 3) Analyzujte data ze zkušební implementace Smart Meteringu s cílem prověření následujících možností:
 - stanovení velikosti ztrát v distribuční soustavě,
 - dynamické vyhodnocování koeficientů soudobosti odběrů,
 - ověření přesnosti měření napětí Smart Metery.
- 4) Na základě výstupu analýz stanovte potenciál teoretických přínosů dle bodu 2

Seznam doporučené literatury:

- [1] Toman P., a spol.: Provoz distribučních soustav, ČVUT v Praze 2011
- [2] Hruběš, V.: Metodika rozboru ztrát elektrické energie, SME 1999
- [3] Fencel F.: Elektrický rozvod a rozvodná zařízení, ČVUT v Praze 2003
- [4] Pravidla provozování distribučních soustav
- [5] příspěvky z konferencí ČK CIRED

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Tomáš Sýkora, Ph.D., katedra elektroenergetiky FEL

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

Datum zadání diplomové práce: 14.02.2018 Termín odevzdání diplomové práce: 08.01.2018

Platnost zadání diplomové práce: 30.09.2019

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

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
podpis díkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studentky

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

V Praze, dne 8.1.2019

.....

Ráda bych poděkovala svému vedoucímu Ing. Tomáši Sýkorovi, Ph.D. za ochotu a trpělivost při vedení této práce. Dále bych chtěla poděkovat Bc. Josefu Bartoníčkoví za podporu a potřebné rady, Ing. Janu Herzánovi za bezmezný pochopení a trpělivost a Ing. Alžbětě Rybákové za ochotu a podporu při vzniku této diplomové práce.

ABSTRAKT

V teoretické části diplomové práce je rozebrán vývoj elektroměrů až po elektroměry budoucnosti, Smart Metery. Smart Metery využívají nové komunikační technologie, které jsou v práci popsány, dále je zmapován současný stav zavádění AMM v zemích Evropské Unie se zaměřením na analýzu zavádění AMM v podmínkách České republiky. Klasické elektroměry umožňují odečet elektrické energie jednou za rok, naopak Smart Metery umožňují kontinuální měření nejen odebrané elektrické energie, ale také jiných parametrů sítě. Díky této funkcionalitě je možné data ze Smart Meterů v pilotním projektu PREDistribuce, a.s. v této práci analyzovat. V analytické části jsou prověřovány možnosti stanovení velikosti činných ztrát v síti, dynamické vyhodnocování koeficientů soudobosti odběrů a ověření přesnosti měření napětí Smart Metery. Na konci práce je uvedeno shrnutí, zhodnocení a využití výsledků.

Klíčová slova: Smart Meter, Smart Metering, AMM, koeficienty soudobosti, činné ztráty

ANOTATION

The theoretical part of the thesis tracks the development of electrometers including the current cutting edge technology, the Smart Meters. These utilise new communication technologies that are described herein. Further, the state of the art of AMM implementation in the EU countries is commented on, providing a special focus on the analysis of the implementation in the Czech context. Standard electrometers allow readings only once per annum, while Smart Meters allow continuous readings of electric energy and other network parameters. It is thanks to this functionality that the data from Smart Meters can be analysed in this thesis as part of a PREDistribuce, a.s. piloting project. In the analytical part, the potential of establishing the magnitude of active losses in the network, dynamic assessment of the coefficients of contemporaneity, and the verification of the precision of voltage measurement by Smart Meters is being tested. The conclusion summarises and evaluates the practical yield of the results.

Key words: Smart Meter, Smart Metering, AMM, coefficients of contemporaneity, active losses

Obsah

1	Úvod a definice souvisejících pojmů.....	12
2	Elektroměry.....	14
2.1	Historie elektroměrů	14
2.1.1	První elektroměr	14
2.1.2	Elektrolytický elektroměr	14
2.1.3	Indukční elektroměry	15
2.1.4	Elektroměry současnosti	16
2.2	Smart Metery.....	17
2.2.1	ZPA Smart Energy	17
2.2.2	Landis+Gyr	19
3	Přenos dat a zpráv	21
3.1	Využívání silnoproudých vedení pro přenos zpráv.....	21
3.1.1	PLC a BPL telekomunikační služby	21
3.1.2	Systém hromadného dálkového ovládání.....	23
3.2	Rádiová technologie	24
3.2.1	2G síť	26
3.2.2	3G síť	28
3.2.3	LTE a LTE-A	28
3.2.4	5G síť	28
3.2.5	HLS neboli HTTP Live Streaming.....	29
4	Zavádění inteligentních měřících systémů	30
4.1	Funkční požadavky na inteligentní měřící systémy	30
4.2	CIREN	31
4.3	Investiční výdaje na zavedení systému AMM	33
4.4	Zavádění AMM v ČR.....	35

4.4.1	Očekávané investiční výdaje v ČR	35
4.5	Vyhodnocení zavedení inteligentních systémů v ČR.....	36
4.5.1	Kvalitativní vyhodnocení zavedení AMM v elektroenergetice ČR	36
4.5.2	Závěrečné doporučení pro zavedení inteligentního měření v elektroenergetice ČR.....	40
5	Stav roll-out AMM v zemích EU	42
5.1	Stav zavádění Smart Meterů v jednotlivých zemích EU	43
5.2	AMM v ČR	44
5.2.1	Fáze projektu zavedení AMM v ČR	44
6	Analytická část	47
6.1	Ztráty v distribuční soustavě	52
6.1.1	Teoretický úvod.....	52
6.1.2	Metoda stanovení činných ztrát oblasti TS5505.....	53
6.1.3	Stanovení činných ztrát oblasti TS5505	54
6.2	Koeficienty soudobosti	56
6.2.1	Teoretický úvod.....	56
6.2.2	Metoda stanovení koeficientů soudobosti	58
6.2.3	Dynamické vyhodnocení koeficientů soudobosti	60
6.3	Měření napětí Smart Metery.....	60
6.3.1	Teoretický úvod.....	61
6.3.2	Ověření přesnosti měření napětí Smart Metery.....	63
7	Teoretický přínos práce	66
8	Závěr	67
	Seznam obrázků	69
	Seznam tabulek.....	70
	Seznam příloh.....	71

Seznam nejpoužívanějších zkratk.....	72
Použitá literatura.....	74
Přílohy	78

1 Úvod a definice souvisejících pojmů

Diplomová práce se zaměřuje na problematiku zavádění inteligentních měřících zařízení celoplošně v Evropské unii. Na základě této skutečnosti budou v práci analyzována data z pilotního nasazení Smart Meteringu PREDistribuce, a.s. Využití dat ze Smart Meteringu je zatím neprozkoumanou oblastí, která má ovšem obrovský, prozatím nevyužitý potenciál. Cílem diplomové práce je analýza dat ze Smart Meteringu z výše zmiňovaného projektu. Na základě naměřených dat se práce zaměřuje na:

- Stanovení velikosti ztrát v distribuční soustavě.
- Dynamické vyhodnocování koeficientů soudobosti odběrů.
- Ověření přesnosti měření napětí Smart Metery.

Doposud využívané elektroměry umožňovaly odečíst jednu odebranou hodnotu elektrické energie, kterou následně distributor zákazníkovi vyfakturuje. Nyní se nám dostává příležitosti měřit nejen odebíranou elektrickou energii kontinuálně, ale také další veličiny sítě. Taková data otevírají možnosti výpočtů různých ukazatelů, stanovování trendů chování konkrétních odběrných míst, které byly doposud postaveny pouze na obecných modelech a domněnkách.

V rámci spolupráce členských států EU na zavádění nových technologií měřících zařízení Evropská komise vyzvala členské státy k respektování následujících pojmů. Tato práce respektuje následující definice:

„Inteligentním měřícím systémem se rozumí elektronický systém, který může měřit spotřebu energie, poskytnout více informací než klasický měřicí přístroj, a může předávat a přijímat údaje ve formátu elektronické komunikace.“ (1)

„Inteligentní síť se rozumí moderní energetická síť, vybavená zařízeními umožňujícím obousměrnou digitální komunikaci mezi dodavatelem a spotřebitelem, inteligentním měřícím systémem a systémy sledování a kontroly.“ (1)

„Koncepční ochrana údajů vyžaduje s ohledem na stav techniky a na náklady na provedení, a to již v okamžiku stanovení prostředků zpracování i v průběhu vlastního zpracování, provedení vhodných technických a organizačních opatření a postupů

takovým způsobem, aby zpracování splňovalo požadavky směrnice 95/46/ES a zajistilo ochranu práv subjektu údajů.“ (1)

2 Elektroměry

Elektroměry – elektrické měřicí přístroje – poskytují údaje o odběru elektrické energie odběrných míst koncových uživatelů. V rámci pilotního projektu PREDistribuce, a.s. jsou využívány Smart Metery – chytré elektroměry – umožňující obousměrnou komunikaci mezi elektroměry a centrálním systémem a jsou základním prvkem sítí budoucností, tzv. Smart Grids. Doposud využívané elektroměry tuto obousměrnou komunikaci neumožňují.

2.1 Historie elektroměrů

V této práci bude ústředním tématem elektroměr. Z tohoto důvodu je zde uveden krátký vývoj tohoto přístroje do současnosti.

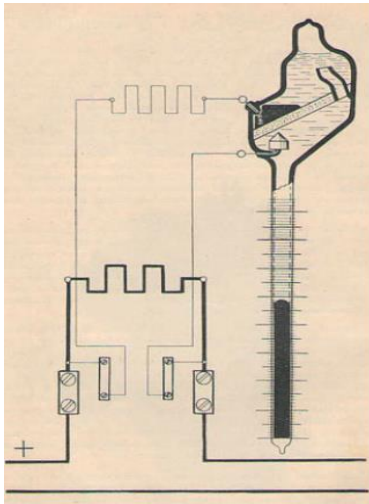
2.1.1 První elektroměr

Thomas Alva Edison vyrobil v druhé polovině 19. století první elektroměr – galvanického typu. Jeho funkce byla založena na přesném zvážení dvou desek, mezi kterými docházelo k průchodu proudu. Při průchodu proudu přecházely galvanicky ionty kovu z jedné desky na druhou v závislosti na velikosti proudu. Dle rozdílné váhy desek se měřilo množství odebrané energie. T. A. Edison byl v počátcích zavádění elektrické energie zastáncem vhodnosti použití stejnosměrného elektrického proudu. Tento elektroměr byl tedy na měření stejnosměrného proudu. Jeho nesporné nevýhody – kapalný elektrolyt, unikající plyny a nutnost dolévání elektrolytu – byly důvodem pro další nevyužívání tohoto typu elektroměru. (2)

2.1.2 Elektrolytický elektroměr

Dále se používaly elektroměry na stejnosměrný proud, které byly založené na principu průchodu některých prvků (rtuti nebo vodíku) přes pórovitou přepážku působením elektrického proudu – elektrolytické elektroměry.

„Uzavřená skleněná nádoba obsahuje elektrolyt. Horní část je rozšířená a je v ní šikmo uložená pórovitá přepážka. Nad ní je rtuť se zavedenou elektrodou. Druhá elektroda je pod přepážkou. Pokud mezi elektrodami neprotéká proud, povrchové napětí udržuje rtuť v horní části. Při průchodu proudu se drobné kapičky rtuti protlačují přes pórovitou přepážku (proces podobný galvanickému pokování) a rtuť padá do

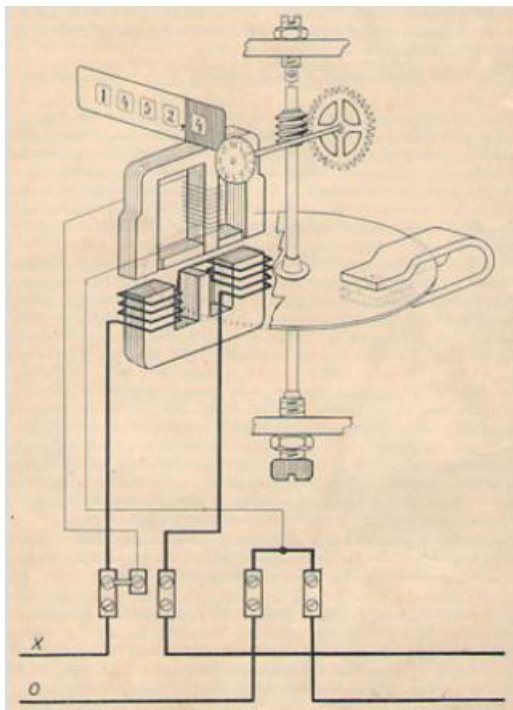


Obrázek 1 Elektrolytický elektroměr (2)

zúžené dolní části připomínající teploměr. Na ní je stupnice s dílký. Množství rtuti, které se zde nashromáždí, je přímo úměrné prošlému proudu a času. Jde tedy o elektroměr ampérhodinový (neměří přímo kWh) a přesnost měření odběru elektrické energie závisí na stabilitě napětí. Pokud se dolní část naplní, je nutno elektroměr převrátit a rtuť přeteče zpět od rozšířené baňky. Z toho vyplývají další nevýhody – převrácení musel periodicky provádět pracovník dodavatele elektřiny (trubice byla

v základní poloze zaplombována) a elektroměr vykazoval malou přesnost při odečítání spotřeby (typicky 3 %). Také se vždy „ztratil“ záznam o dosud spotřebované elektřině, po každém převrácení se začínalo od nuly.“ (2)

2.1.3 Indukční elektroměry



Obrázek 2 Indukční elektroměr (2)

Většinu 20. století pracovaly elektroměry na střídavý proud na Ferrarisově principu točivého magnetického pole. „Točivé pole realizoval dvěma páry cívek s osami k sobě kolmými, napájenými střídavými proudy posunutými o $\frac{1}{4}$ periody. Mezi cívkami umístil měděný váleček, který se při průchodu proudů otáčel. Fázového posuvu proudů ve dvojici protilehlých cívek docíloval tím, že do série s jednou dvojicí zařadil odpor a do série s druhou dvojicí zapojil indukčnost. Ferrari se domníval, že ve válečku dochází k poměrně velkým ztrátám, a tedy účinnost motorku nelze zvýšit nad 50 %. Svému objevu

nepřikládal praktický význam. Dnes se Ferrarisův motorek používá jako pohon počítadla elektroměru. (3) „Tyto tzv. indukční elektroměry se používají pro měření spotřeby elektrické energie ve střídavých jednofázových i třífázových sítích.“ (2)

Indukční elektroměry se v průběhu času vylepšovaly, měnily tvary, ale základní princip fungování tohoto druhu elektroměrů zůstal stejný. Využíváme je až dodnes, ale v posledních 20 letech jsou spíše nahrazovány elektronickými elektroměry.

2.1.4 Elektroměry současnosti

Zásadní změna nastala koncem 20. století, kdy došlo ke změně měření spotřeby elektřiny. Do té doby bylo měření prováděno mechanickými indukčními elektroměry. Ty však již neměly budoucnost z hlediska dalšího vývoje a vylepšování technologie. Postupně se tedy začaly nahrazovat novými typy – elektronickými měřidly. (2)

Elektronické (statické) elektroměry

Díky rozvoji elektroniky se začaly využívat elektronické součástky do elektroměrů. Tyto elektroměry nemají žádné pohyblivé součástky a jsou tedy známé také pod názvem statické elektroměry. Nejdříve našly využití zejména u odběrů realizovaných z úrovně vysokého a velmi vysokého napětí při nepřímém měření kvůli potřebné přesnosti měření. Díky klesající ceně elektronických součástí a zlepšujícím se vlastnostem se začaly postupně zavádět i u maloodběratelů z nízkého napětí. (2)

Pro tyto přístroje nacházíme široké využití od měření maximální spotřeby, přes vícesazbové měření či ukládání časového odběrového diagramu do paměti, až po komunikaci s počítačem nebo s rozvodnou sítí. Také mají v porovnání s indukčními elektroměry mnoho výhod:

- Menší spotřebu.
- Menší náběhové proudy.
- Měří s větší přesností při velmi malých proudcích.
- Měří správně i při zkreslených průbězích.
- Automatický odečet.
- Softwarové nastavení parametrů.
- Možný dálkový odečet.
- LCD s více údaji než jen spotřebovanou elektřinou.
- Větší spolehlivost a citlivost při kalibraci.
- Registrují počet výpadků DS.
- Měří více tarifů. (2)

2.2 Smart Metery

Budoucností elektroměrů jsou tzv. Smart Metery, chytré elektroměry umožňující obousměrnou komunikaci mezi odběrným místem a provozovatelem sítě. Tato komunikace musí být ideálně rychlá, bezpečná a spolehlivá.

Smart Metery budou tvořit inteligentní sítě, tzv. Smart Grids, jejichž hlavním účelem bude na základě obousměrné komunikace umožnit regulaci výroby a optimalizovat služby a dodávku zákazníkovi. Smart Grids získávají stále větší význam s postupnou narůstající spotřebou elektrické energie a decentralizací výroby.

Ve svých pilotních projektech PREDistribuce, a.s. využívá elektroměry dvou společností, které budou dále popsány.

2.2.1 ZPA Smart Energy

ZPA Smart Energy je firma zaměřená na vývoj a dodání elektroměrů, Smart Meterů, hromadných dálkových ovladačů a systémů pro management energií.

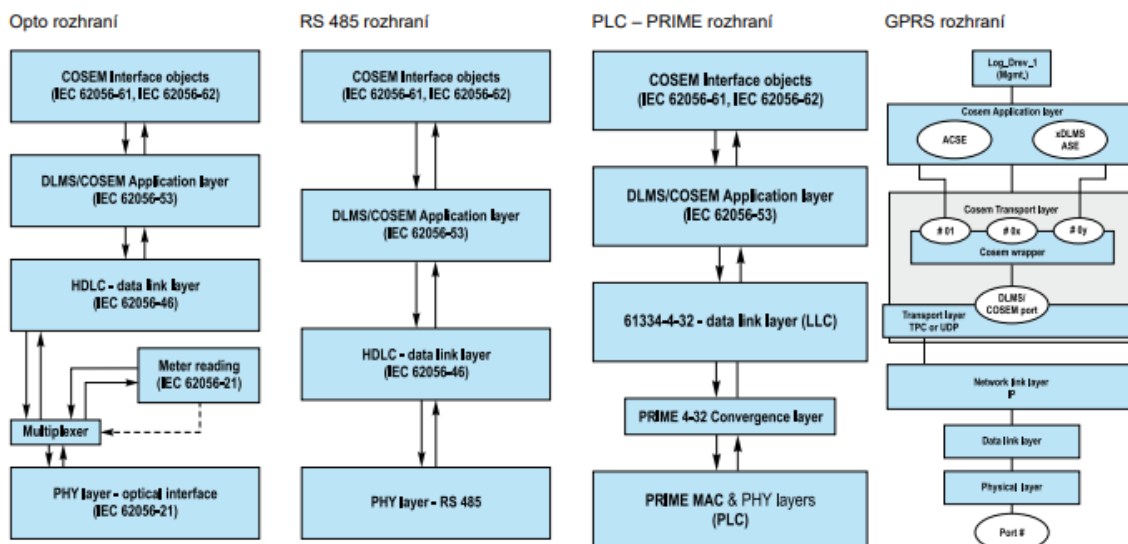


Obrázek 3 Elektroměry řady AMx65 (5)

Elektroměry AM165 (jednofázový) a AM365 (třífázový) „...jsou moderní měřidla určená pro použití v systémech AMM pro monitorování, kontrolu a ovládání spotřeby elektrické energie. Elektroměry umožňují archiovat řadu provozních údajů a jsou vybaveny komunikačním modulem s optickým rozhraním a se dvěma komunikačními kanály pro obousměrný dálkový a místní přenos dat a řídicích povelů. Elektroměry lze konfigurovat dle konkrétních požadavků a potřeb zákazníka. Elektroměry umožňují přímé nebo polonepřímé měření činné energie v obou směrech (odběr i dodávka) a měření jalové energie ve čtyřech kvadrantech. Elektroměry jsou určeny pro fakturační měření (certifikováno pro měření činné energie dle MID (NV č. 120/2016), pro měření jalové energie dle zákona o metrologii č. 505/1990 Sb.).“ (4)

Hlavní částí elektroměru je mikroprocesor, který provádí výpočty všech potřebných hodnot, řídí vzorkování signálů, zpracování a ukládání dat do paměti. Dále má na starosti zobrazování dat na displeji, ovládá odpojovače a kalibrační LED a přepíná tarify. Měřicí systém elektroměru neobsahuje žádné mechanické části, kalibrace jsou prováděny softwarově. (5)

„Volitelný interní komunikační modul má standardní optické rozhraní a jedno nebo dvě obousměrná komunikační rozhraní pro místní komunikaci (např. RS485, WMBus, ...) nebo vzdálenou komunikaci s nadřazeným systémem (např. GPRS, PRIME, ...). Druhý volitelný interní modul může obsahovat pomocné vstupy (tarifní vstupy, externí tlačítka, ...) a výstupy (např. relé, SO., ...).“ (5)



Obrázek 4 Komunikační rozhraní elektroměru (5)

Elektroměry mají následující zákaznické funkce:

- *Historická data.*
- *Odpojovač.*
- *Záznamník událostí.*
- *Profily.*
- *Zákaznická parametrizace.*
- *S0, RS485.*
- *Beznapěťový odečet.*
- *Podsvit displeje. (4)*

2.2.2 Landis+Gyr



Obrázek 5 Elektroměr řady E650 (7)

Landis+Gyr je společnost založena roku 1896 dodávající produkty a služby v energetickém sektoru s využitím pokročilých měřících technologií. Společnost PREdistribuce, a.s. odebírá elektroměry řady E650. Ty zaznamenávají jalovou a činnou energii ve všech třífázových čtyřvodičových a třívodičových sítích. (6)

„Elektroměry E650 jsou odpovědí na široké spektrum specifických potřeb: od spolehlivého komerčního měřidla až po mnohostranný elektroměr s komplexní doplňkovou

funkcionalitou pro komplexní způsoby sběru dat a flexibilní řízení tarifů u velkých průmyslových zákazníků. Elektroměry typu AT/CT jsou vybaveny modulárními komunikačními jednotkami, které zajišťují v každém okamžiku správnou volbu optimálního datového kanálu.“ (7)

Mezi funkce poskytnuté těmito elektroměry patří:

- *„Externí řízení tarifů.*
- *Tarifní spínací tabulky (TOU – time of use).*
- *Kombinované funkce pomocí TOU a externě.*
- *24 tarifních registrů energie a výkonu – odděleně.*
- *8 registrů celkové energie.*
- *14- kanálová paměť profilů.*
- *Monitoring výkonu, proudu, účinníku.*
- *Displej s podsvícením.*
- *Korekce chyby CT/VT.*
- *Detekce silných magnetických polí.*
- *Detekce otevření krytu svorkovnice.“ (8)*

3 Přenos dat a zpráv

„Základní vlastností Smart Meterů je obousměrná komunikace mezi měřidlem a datovým a řídicím centrem. Smart Metering díky tomu umožňuje nejen dálkové čtení a vyhodnocování naměřených dat, ale také dálkové řízení měřidel na odběrných místech (změny tarifních plánů, dálkové odpojení odběrného místa, dálkové omezení maximálního výkonu apod.).“ (9)

V moderní době je třeba najít ideální a ekonomicky efektivní řešení pro přenos dat, které budou Smart Metery využívat. V této kapitole jsou popsány technologie, které Smart Metery chytrých sítí mohou využívat, jejich vlastnosti, výhody a nevýhody.

U běžných Automatic Meter Reading (AMR) a Automatic Meter Management/Advanced Metering Infrastructure (AMM/AMI) měřících technologií, které jsou v současné době nejčastěji využívané technologie, se obvykle odečítají následující skupiny dat: identifikační, denní (fakturační) a stavové registry. Jejich souhrnná velikost se pohybuje okolo 1-1,5 kB dat. V komplexnějších aplikacích měření se odečítají i 15-ti minutové profily napětí, tj. 3-9 kB podle počtu fází měřidla. (10)

3.1 Využívání silnoproudých vedení pro přenos zpráv

3.1.1 PLC a BPL telekomunikační služby

Zkratka PLC vycházející z anglického Power Line Communication, popř. Power Line Telecommunication obecně reprezentuje úzkopásmové i širokopásmové sdělovací systémy, které využívají elektroenergetické vedení a sítě při přenosových rychlostech v řádech jednotek až stovek Mbit/s. Pro označení širokopásmových systémů se začala používat zkratka BPL – Broadband Power Line. (11)

Název pásma	Podhovorové	Hovorové	Středofrekvenční	vysokofrekvenční
Rozsah pásma	$f < 300$ Hz	$f = 0,3 - 4$ kHz	$f = 4 - 150$ kHz	$f > 150$ kHz
Užití	HDO	HDO	DS, DO, DM Telefonní a úzkopásmové datové služby	Telefonní a širokopásmové datové služby
Příklady užívaných kmitočtů	0 Hz, 50 Hz 166 Hz, 217 Hz	300 Hz – 2500Hz 300 Hz – 3400Hz 316 Hz, 425 Hz 1050 Hz	3 – 95 kHz 9 – 95 kHz 95 – 148,5 kHz	40 kHz – 750 kHz 1 MHz – 30 MHz

Obrázek 6 Frekvenční pásma (11)

„Úzkopásmová komunikace po elektroenergetických vedeních má své rychlostní limity, nicméně je schopna překonávat velmi nepříznivé podmínky panující na energetické síti (vysoká míra rušení, změna topologie sítě, změny zátěží a impedancí). Řadí se tedy ke komunikačním technologiím, které mohou být s výhodou použity jak pro jednotlivá spojení, tak i v přístupových sítích.“ (11) Nyní se úzkopásmové PLC kanály používají zejména v síti nízkého napětí pro lokální účely – dálkový sběr dat z měřičů. Výhodou jsou přesná a spolehlivá data, která lze získat dálkově a tím se snižuje počet chyb a potřeba lidské práce při odečtech.

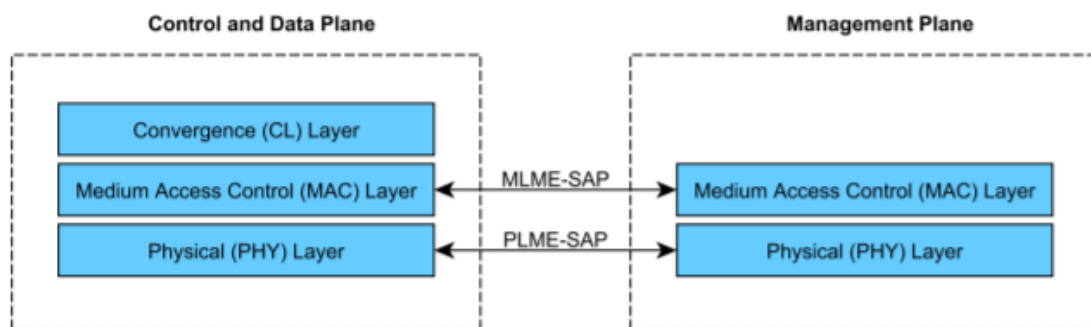
„PLC systémy bývají svými odpůrci nejvíce kritizovány právě kvůli elektromagnetické interferenci, kterou produkují při svém provozu. Datový signál, který je injektován do energetického vedení se tedy může jevit pro ostatní sdělovací systémy jako zdroj rušení. U systémů PLC se samozřejmě v průběhu jejich vývoje projevovaly různé problémy v oblasti vzájemného ovlivňování s jinými sdělovacími prostředky. Problematika elektromagnetické kompatibility (EMC) musí být tedy i v oblasti PLC přísně sledována. Širokopásmový BPL signál, vyzařovaný do okolí silnoproudého rozvodného vedení, často překračuje přípustné meze současně platných mezinárodních EMC standardů. Ty však vznikly v určité historické době, a to zejména s ohledem na ochranu radiového příjmu od parazitních rušivých zdrojů. Kromě toho mohou mít PLC systémy různých generací a různých firem z hlediska rušivého vyzařování signálu značně rozdílné vlastnosti.“ (11)

Pro úzkopásmové PLC systémy jsou vytvořeny mezinárodní normy, pro širokopásmové BPL systémy však ještě nejsou normy dořešené. Systémy PLC/BPL mají velký potenciál ve využívání v rámci Smart Grids – inteligentních energetických sítích i pro možnost kombinování těchto systémů s dalšími teleinformatickými technologiemi. Výhodou tohoto využití je zejména již vybudovaný energetický rozvod, avšak výhodnost BPL systémů pro širokopásmovou distribuci závisí také na geografické poloze, vybudované infrastruktuře, telekomunikační vyspělosti oblasti použití a dalších aspektech. (11)

Nejdůležitějšími aspekty, které u přenosu BPL signálu musíme sledovat jsou přenosová rychlost a chybovost. *„Obecně se dá říci, že čím větší přenosová rychlost, tím větší náchylnost na chyby, a tím více přenosové kapacity musí být vyhrazeno na detekci a korekci chyb.“* (11)

Za zmínku stojí také PLC komunikační standardy G3-PLC a PRIME. Standart PRIME byl vytvořen firmou Iberdrola a stal se mezinárodním standardem využívajícím frekvenci 42-89 kHz. „PRIME dále využívá fázové modulace (DBPSK, DQPSK, D8PSK). Funkčnost standardu je ověřena několika světovými dodavateli elektrické energie: Španělsko - Iberdrola, Portugalsko - EDP, Austrálie - Energex, Polsko - Energa.“ (12) Na [Obrázek 7 Komunikační vrstvy PRIME](#) můžeme vidět komunikační vrstvy PRIME.

Obrázek 7 Komunikační vrstvy PRIME (12)

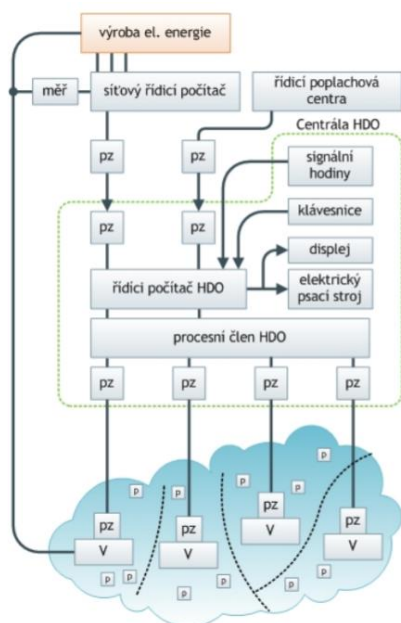


„Standard G3-PLC byl vyvíjený firmami ERDF (Électricité Réseau Distribution France) a Maxim Integrated Products. V roce 2012 byl uznán na ITU konferenci v Ženevě standardem s názvem ITU-T G.9903. Doporučení ITU-T G.9903 bylo naposledy aktualizováno v únoru roku 2014 a jedná se o revizi 3.0. Standard G3-PLC využívá pro komunikaci OFDM a pracuje na frekvencích do 500 kHz. Pro pásmo CENELEC pracuje na frekvencích 35,9 kHz až 90,6 kHz. Standard nabízí možnost použití robustního režimu, který umožňuje komunikaci v extrémně zarušených podmínkách. Standard popisuje fyzickou vrstvu a část spojové vrstvy. Funkčnost standardu G3-PLC je ověřena v několika zemích: Francie - ERDF, Portugalsko - EDP, USA - WIN Energy and St. Louis Coop, Japonsko - TEPCO and Chugoku, Čína - State Grid and NARI, Tajwan - Ill/TaiPower, Mexiko - CFE a Německo - Vattenfall.“ (12)

3.1.2 Systém hromadného dálkového ovládání

V České republice je již poměrně unikátní propracovaný systém řízení odložené spotřeby, tzv. hromadné dálkové ovládání (HDO) fungující již více než 50 let. Jedná se o soubor technických prostředků vysílající signály či povely umožňující přepínání tarifů, zapínání a vypínání spotřebičů. Využívá se k optimálnímu využití sítí, přímé regulaci spotřeby a výroby a realizaci tarifní politiky. Příjímáči HDO se řídí chod systémů pro

vytápění elektřinou a elektrický akumulací ohřev vody domácností nebo malých podniků – energeticky náročné odběry byly rozloženy v průběhu dne. (11)



Obrázek 8 Obecné uspořádání moderního systému HDO (11)

Systém HDO umožňuje jednosměrnou komunikaci od PDS skrze silová vedení energetické sítě až k místům odběru elektrické energie. V současnosti pomocí HDO v ČR řídíme většinu říditelné spotřeby – přibližně 20 % spotřebované energie v sektoru MOO a přibližně 11 % spotřebované energie v sektoru MOP. Uspořádání systému HDO je na [Obrázek 8 Obecné uspořádání moderního systému HDO](#) – pz = přenosové zařízení, V = lokální vysílač HDO, p = přijímač HDO. (11)

Tento systém je provozovatelem DS využíván k řízení výkonu na úrovni 400 – 700 MW, k řízení spotřeby, omezování špičky diagramu zatížení soustavy, snižování ztrát a řízení výroby v malých decentralních zdrojích. (11) V ČR je tedy otázkou, zda zavádění inteligentních systémů bude mít vůči současnému systému reálné přínosy funkcí a možnost vyšší úspory. Touto otázkou se dále zabývá kapitola [4.5](#).

3.2 Rádiová technologie

Rádiové technologie využívají elektromagnetického vlnění 9 kHz – 3 000 GHz šířeného bezdrátově. Dnešní technologie se již pyšní vysokou přenosovou rychlostí a dobrým pokrytím.

Dle organizace prvků sítě rozlišujeme dva typy bezdrátových sítí:

- Strukturované

Tato klasicky stavěná síť funguje na principu centrálních přístupových bodů, které řídí komunikaci přes přístupové body jednotlivé klienty.

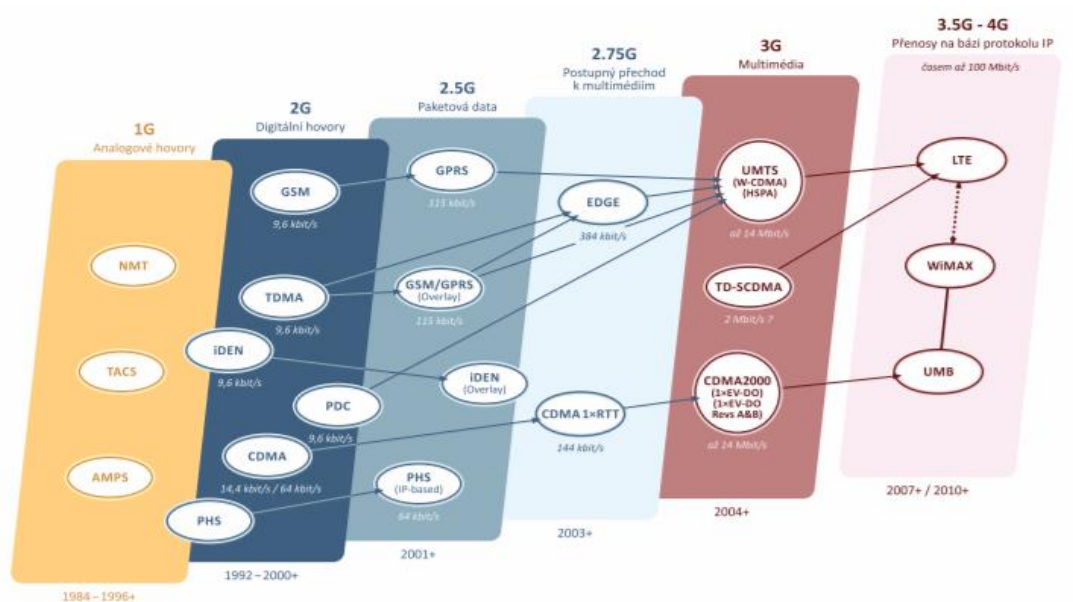
- Mesh

Sítě typu mesh jsou založené na peer-to-peer principu – kde spolu komunikují všechny prvky sítě na stejné úrovni a jsou schopny všechny poskytovat stejné služby. Zařízení, které se tedy chce připojit do sítě musí být pouze v dosahu jiného zařízení, které již v síti připojené je. V praxi byla tato technologie využita například ve vojenském sektoru – aktualizace vojenské techniky, např. letadel probíhala tak, že jeden stroj aktualizaci zachytil a distribuoval ji dál ostatním. Takto došlo postupně k předání aktualizace všem strojům.

Mesh sítě mají své výhody:

- **Zastupitelnost** – při výpadku (nebo zničení) jednoho prvku mesh sítě ho může jakýkoliv jiný prvek nahradit.
- **Úsporu pásma** – v mesh sítích je potřeba méně pásma. Na první pohled to vypadá nesmyslně, jenže je to tak – spojení v mesh síti se sestaví jen tehdy, když je potřeba a na dobu, po kterou je potřeba. V jiných sítích bývá sestavené celou dobu, co jsou zařízení zapojena, protože připojování a odpojování ručně řídí obsluha.
- **Nízké náklady na výstavbu a údržbu** – taková síť se jednoduše staví a jednoduše udržuje, protože o všechno základní nastavení se stará routovací protokol.
- **Zvýšení dosahu sítě** – díky většímu počtu adaptérů, které mohou předávat signál. (13)

Vývoj systémů tvořících infrastrukturu pro mobilní radiokomunikační sítě pro přenos hovoru a dat, které jsou dnes vhodné pro přenos dat ze Smart Meterů, začíná v druhé polovině minulého století. Postupně na základě rychle se měnícího trhu a rychlého vývoje došlo k milníkům ve vývoji bezdrátové technologie znázorněným na [Obrázek 9 Vývoj bezdrátové technologie](#).



Obrázek 9 Vývoj bezdrátové technologie (14)

3.2.1 2G sítě

GSM je nejpoužívanější mobilní komunikační systém, vyvinut pro používání druhé generace (2G) datové bezdrátové sítě – nyní celosvětově využívanou, sloužící k přenášení telefonních hovorů a dat. Tuto komunikaci proslavily zejména mobilními telefony. Tento systém byl zřízen jako otevřený celoevropský standard. 2G síť nahradila původní analogovou bezdrátovou technologii (1G), která byla omezující zejména kvůli malému územnímu rozsahu. (14)

GSM systém vyřešil tzv. global roaming – kdy by jedno zařízení mohlo být použito v různých částech světa. Účastník je v síti identifikován pomocí karty SIM (Subscriber Identity Module). Provoz GSM sítí zajišťují mobilní operátoři vlastníci licenci na provozování tohoto typu sítí. Jedná se o jednoduchou architekturu sítě obsahující dvě hlavní části – přístupovou a páteřní síť: (14)

- „**Přístupová síť** (Access Network), která zahrnuje rádiové rozhraní, uzly v síti a rozhraní mezi nimi. V prvních systémech GSM bylo rádiové rozhraní navrženo a optimalizováno pro přenos hovoru nebo přenos dat s nízkou přenosovou rychlostí.
- **Páteřní síť** (Core Network) sestává pouze z okruhově orientované domény CS (Circuit Switching) založené na podpoře služeb na principu přepojování okruhů (včetně signalizace, ověřování a účtování hovorů) a na spolupráci s jinými telefonními sítěmi typu PSTN (Public Switched Telephone Network).“ (14)

GSM funguje na těchto rádiových frekvencích:

- 900 MHz – původní frekvence systému, užívaná ve chvíli, kdy se nepočítalo s tolika uživateli.
- 1800 MHz – frekvence přidána z důvodu vysokého počtu uživatelů.
- 1900 MHz – frekvence využívaná zejména ve Spojených státech.

GSM je tzv. buňková síť, což znamená, že zařízení využívají pro přístup do sítě nejbližší buňku. Buňky rozlišujeme z angličtiny 4 typů – makro, mikro, piko a femto:

- **„femtobuňka** (místnosti nebo kanceláře) – určena pro pokrytí oblastí se zhoršenou dostupností signálu z jiných typů buněk, obvykle to bývají buňky v rámci vnitřních prostor s poloměrem maximálně několika metrů.
- **pikobuňka** (kancelářské a bytové prostředí) – dosah signálu je maximálně několik desítek metrů.
- **mikrobunčka** (městské aglomerace s hustou zástavbou) – zaměřuje se zejména na pomalejší účastníky (např. auta v městském provozu, chodci), pokrytí signálem v rámci jedné buňky je maximálně několik stovek metrů.
- **makrobunčka** (velké a řídké osídlené oblasti) – je primárně určena pro rychle se pohybující účastníky (např. vozidla na silnicích), průměr buňky je maximálně několik kilometrů.“ (15)

Nevýhod 2G sítě je však několik:

- Rychlost přenosu GSM je pouze 9,6 kb/s, což je vhodné pro přenos hlasu, SMS zpráv a dat.
- S rostoucím počtem uživatelů byla rostoucí i poptávka po přístupu k internetu nejen z domovů či kanceláří, ale také na cestách. To ovšem s 2G sítí není efektivní.

Postupně tedy vznikaly nové sítě s vyšší přenosovou rychlostí a vlastnostmi, které uspokojily uživatele. Došlo k přechodu na 2.5G sítě, které byla spíše přechodovou generací a brzy byly nahrazeny 3G sítěmi. (15)

3.2.2 3G síť

Několik států začalo vyvíjet vlastní 3G systém, což zapříčinilo nutnost jejich spolupráce a založení pracovní skupiny 3GPP - Third Generation Partnership Project. (16)

3G je standard třetí generace mobilních telekomunikačních technologií umožňující přenos hlasu, dat, mobilní přístup k internetu, videohovory a mobilní televizi. Architektura je obdobná jako u 2G sítí – k okruhové a paketové části byla přidána nová část IMS (IP Multimedia SubSystem). (16)

Přenosová rychlost těchto sítí je 200 kb/s. 3G také poskytují větší bezpečnost než 2G síť díky možnosti zařízení ověřit, k jaké síti se připojuje. (16)

3.2.3 LTE a LTE-A

LTE (Long Term Evolution) je technologie čtvrté generace, avšak teprve upravená verze LTE-A (LTE Advanced) poskytuje naplnění všech očekávaných přínosů 4G sítě. Jedná se o technologii založenou na standardu sdružení 3GPP. „*LTE-A k původní technologii LTE přidává nové funkce a možnosti. V porovnání s LTE umožňuje sdružovat nosné, koordinovat interferenci mezi buňkami a vylepšit paralelní přenos s využitím více antén (MIMO). Všechny tyto vylepšení umožňují splnit požadavky IMT-Advanced na mobilní síť 4G a nabízí maximální přenosovou rychlost až 1 Gb/s.*“ (15) Architektura LTE sítě vychází ze sítě GSM s tím rozdílem, že umožňuje přepojování paketů.

3.2.4 5G síť

Přechod televizního vysílání na nový vysílací formát DVB-T2, který je v běhu od roku 2017 a bude vrcholit 2021 vypnutím posledního vysílače DVB-T1, sníží počet frekvencí, které bude televizní vysílání využívat. Tím se uvolní pásmo 700 MHz pro mobilní síť 5. generace.

Tyto kmitočty společně s 3,5 GHz budou mít možnost operátoři vydražit v druhé polovině 2019 na dobu patnácti let. Kromě budování 5G sítě si Český telekomunikační úřad od dražby slibuje také vstup 4. mobilního operátora na český trh.

Zkušební provoz mobilní sítě 5G však proběhne již v roce 2018 za účelem testování rychlosti a odezvy a odhalení případných problémů, které by mohly při budování nové sítě vzniknout.

3.2.5 HLS neboli HTTP Live Streaming

HLS je protokol pro streamování dat vytvořený společností Apple Inc. HLS funguje podobně jako MPEG-DASH, který je založený na principu kouskování souvislého proudu dat do sekvence malých HTTP souborů a následně přenesených sítí jako datové bloky. Seznam všech přehratelných stop, v různých bitových kódováních, je k dispozici pro konzumenta ve formě M3U seznamu stop.

4 Zavádění inteligentních měřících systémů

Tato kapitola obsahuje pět podkapitol. První se zaměřuje na vyjmenování a vysvětlení funkčních požadavků Evropské komise na inteligentní měřící systémy. Druhá podkapitola zmiňuje ve zkratce články konference CIREN, které jsou k této práci relevantní. Třetí podkapitola shrnuje náklady, které jednotlivé státy při svých analýzách zavádění AMM mají brát v úvahu. Ve čtvrté kapitole jsou uvedeny očekávané výdaje při zavádění AMM v ČR. Poslední podkapitola krátce popisuje ekonomické zhodnocení zavádění AMM v ČR z roku 2012 provedené Ministerstvem průmyslu a obchodu.

4.1 Funkční požadavky na inteligentní měřící systémy

V rámci příprav na zavedení inteligentních měřících systémů Evropská komise uvádí ve vyhl. 148/2012 EK minimální funkční požadavky pro inteligentní měřící systémy pro elektřinu, které by měly nabízet:

- Pro zákazníka:
 - Poskytnutí naměřených hodnot zákazníkovi a jím určeným třetím stranám. Díky této funkcionalitě bude zákazníkovi umožněno vytvářet opatření při spotřebě, které mu mohou zajistit úspory energie. Doporučeno je normalizované rozhraní, které spotřebiteli poskytne údaje o individuální spotřebě vizualizované.
 - Údaje poskytované zákazníkovi musejí být aktualizované, ideálně alespoň každých 15 minut. Dále je doporučeno ukládání takovýchto údajů pro možnost vyhledávání a kontrolování údajů v minulosti.
- Pro provozovatele měřících systémů:
 - Možnost dálkového odečtu – jedná se o jednu z klíčových funkcí.
 - Zajištění obousměrné komunikace mezi inteligentním měřícím systémem a vnějšími sítěmi pro údržbu a kontrolu měřícího systému – jedná se o další z klíčových funkcí.
 - Zajištění dostatečně častého odečtu umožňující ze získaných informací plánování sítí.

- Pro obchodní aspekty dodávek energie:
 - Podpora pokročilých systémů sazeb. Tím bude umožněno jak spotřebiteli, tak provozovateli sítě dosáhnout úspory nákladů a energetické efektivity.
 - Možnost dálkového zapínání či vypínání dodávek společně s omezením toku nebo výkonu.
- Pro bezpečnost a ochranu údajů:
 - Zajištění bezpečné datové komunikace – tato funkce je klíčová pro veškerou komunikaci.
 - Zamezení a odhalování podvodů.
- Pro distribuovanou výrobu:
 - Zajistit dovozní/vývozní měření a měření jalové energie – u této funkce je doporučena možnost deaktivace/aktivace spotřebitelem.

4.2 CIRED

Dále je třeba ohledně celosvětového zavádění AMM zmínit neziskovou belgickou organizaci CIRED – Congres International des Reseaux Electrique de Distribution – organizující každé dva roky mezinárodní konferenci zabývající se distribučními elektrickými sítěmi. Vznikla v druhé polovině 20. století na popud velkého zájmu konference se stejným tématem. Projekt PREdistribuce, a.s., ze kterého jsou v této práci zpracována data, byl prezentován na konferenci v roce 2016 pod článkem s názvem Potenciál PLC komunikačních technologií v městské zástavbě, autorem je Martin Vycpálek. Blíže je projekt popsán v kapitole [6](#). (17; 18)

V rámci 24. ročníku v roce 2017 jednotliví zástupci přednášeli své pokroky, objevy, nápady, projekty a technologie na šest tematických bloků – síťové komponenty; kvalita napájení/dodávky a elektromagnetická kompatibilita; provoz, řízení a ochrana sítě; distribuované energetické zdroje a integrace aktivní poptávky; plánování systémů distribuce; energetický trh a dopad regulace. (17; 18)

Drtivá většina článků spadá do bloku provozu, řízení a ochrany sítě, který je také z hlediska této práce tematicky nejbližší. Za zmínku stojí:

- **Článek č. 784** popisující možné využití údajů (např. podlimitní napětí fází, průměrné nadlimitní hodnoty napětí apod.) ze Smart Meterů jako klíčová data pro provoz nízkého napětí. Autoři ze Španělska v závěru shrnují, že je potenciál ve zlepšení využití Smart Meterů na provoz sítě obrovský. Smart Metery poskytují distributorům veškeré informace o nízkonapěťové hladině a na základě průzkumu z tohoto článku by se tyto informace mohly začít využívat k jejímu zlepšení. Na druhou stranu je třeba mít ale na paměti obrovské množství dat, které bude muset být za tímto účelem zpracováno.
- **Článek č. 1214** popisuje potenciál a využití internetem propojených součástí sítě (měřičů, senzorů atd.) přes bezdrátovou síť s cloudovou službou. Takovéto spojení umožní v reálném čase kompletní přehled a analýzy sítě nízkého napětí, přesnou znalost vyvážení výroby a spotřeb, společně s benefity cloudového řešení, které poskytuje variantu bez nutnosti budování IT infrastruktury pro distributory sítě. Toto řešení je ve Francii plně funkční od roku 2017 a reaguje tak na potřeby distributorů sítě, na decentralizaci výroby a přináší další benefity z využívání Smart Meterů.
- **Článek č. 678** od japonských autorů popisuje jejich provedenou simulaci zabývající se možným budoucím využitím Smart Meterů na kontrolu napětí na hladině nízkého napětí. Kontrolní systém na základě stanovených rovnic a rozdílů hodnot zjištěných Smart Metery upravuje napětí do 15 minut. Autoři budou touto metodou dále postupovat v reálných podmínkách sítě, aby měli odpovídající výstupy a mohli metodu zhodnotit.
- **Článek č. 81** popisuje experimentální projekt z Francie zaměřený na vyvinutí IPv6 G3-PLC telekomunikační infrastruktury pro pokrytí nízko a středně napěťové sítě na podporu využití Smart Meterů a chytrých sítí. Použití v reálné síti ukázalo potřebu mírných úprav, ale jinak bylo úspěšné, a prokázalo, že PLC technologie není omezena použitím pouze na střední napětí, ale může se brát v úvahu i využití pro nízké napětí.
- **Článek č. 302** popisuje již zavedený nový, vylepšený systém PLC komunikace Smart Meterů v bytových domech. Aby mohlo docházet k požadovanému sběru a odesílání dat každých 30 minut, bylo třeba navýšit rychlost komunikace. Deset nových rychlostí bylo přidáno ke klasické rychlosti PLC

technologie – pokud z nějakého důvodu musí být rychlost omezena, vrací se na původní hodnotu (1,25; 5; 75 kb/s), jinak využívá nově navýšených rychlostí přenosu (7,5; 10; 20; 40; 75; 125; 150; 250; 300; 500 kb/s). Rychlost však nebyla jediným omezujícím prvkem. Kvůli velkému objemu je zapotřebí také komprese dat. Na tomto systému mají fungovat všechny Smart Metery do roku 2022 bytových domů v Japonsku společnosti The Kansai Electric Power Co., Inc. (17; 18)

4.3 Investiční výdaje na zavedení systému AMM

V podkladech vydaných Evropskou komisí je obsažen základní seznam nákladů ke zvážení pro zavádění inteligentních měřících systémů v případě elektřiny. Tyto náklady dělíme na kapitálové, provozní a další výdaje blíže specifikované v [Tabulka 1 Základní seznam nákladů ke zvážení pro zavádění inteligentních měřících systémů v případě elektřiny \(1\)](#).

Obecná kategorie	Druh nákladů, které mají být sledovány pro zavedení AMM a odhadnuty pro referenční úroveň
Kapitálové výdaje	Investice do inteligentních měřících systémů
	Investice do IT
	Investice do komunikací
	Investice do zobrazovacích jednotek v domácnostech (připadají-li v úvahu)
	Výroba
	Přenos
	Distribuce
	Neuskutečněné investice do konvenčních měřících přístrojů (negativní náklady, které se zařadí na seznam přínosů)
Provozní náklady	Náklady na údržbu IT
	Náklady na správu sítě a počáteční náklady
	Náklady na komunikace/přenos dat (např. GPRS, radiokomunikace atd.)

	Náklady na vedení scénáře
	Výměna/porucha inteligentních měřících systémů (postupná)
	Snížení příjmů (např. v důsledku účinnější spotřeby)
	Výroba
	Distribuce
	Přenos
	Odečet naměřených hodnot
	Telefonní asistenční služby/péče o zákazníka
	Náklady na odbornou přípravu (např. zaměstnanců oddělení péče o zákazníka a pracovníků provádějících instalaci zařízení)
Spolehlivost	Náklady na obnovu
Životní prostředí	Náklady na emise (zařízení na kontrolu CO ₂ , provoz a emisní povolenky)
Energetická bezpečnost	Náklady na fosilní paliva spotřebovaná při výrobě energie
	Náklady na fosilní paliva v dopravě a provozu
Ostatní	Náklady na programy pro zapojení spotřebitelů
	Neefektivně vynaložené náklady na dříve instalované (tradiční) měřící přístroje

Tabulka 1 Základní seznam nákladů ke zvážení pro zavádění inteligentních měřících systémů v případě elektřiny (1)

Tyto náklady by měly být brány v úvahu v rámci analýz členských států EU na zavedení inteligentních měřících systémů.

4.4 Zavádění AMM v ČR

Situace popsaná v této podkapitole je relevantní vůči projektu, ze kterého jsou data v této práci využívána. Vývoj v této oblasti je velice rychlý a od počátku psaní této práce mohlo dojít k několika změnám, které v této práci nejsou zahrnuty.

4.4.1 Očekávané investiční výdaje v ČR

V České republice Ministerstvo obchodu a průmyslu provedlo v letech 2012 – 2013 analýzu a došlo k následujícím očekávaným výdajům do roku 2019 při zavádění AMM:

- „ve výši 550 mil. Kč vynaloženy na instalaci měřidel AMM/AMR montovaných na základě přání zákazníka a na související navýšení kapacity datových centrál, při uvažování zájmu 2 % zákazníků;
- ve výši 1 644 mil. Kč nad rámec prosté obnovy na pilotní projekty k ověření vlastností nové generace komunikačních prostředků, měřidel a dalších komponent nových technologií v rozsahu nasazení u 3 % zákazníků.

Pro období 2020 až 2029 jsou výdaje na zavedení AMM převzaty z dokumentu Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení v souladu s požadavky směrnice Evropského parlamentu a Rady 209/72/ES. Uvedeny jsou výdaje nad rámec běžné obnovy stávajících měřidel.“ (19)

	Investice na zavedení inteligentních měřících systémů [mil. Kč]
2015 – 2019	2 194
2020 – 2024	11 087
CELKEM 2015 – 2025	13 281
2025 – 2029	13 564
2030 – 2040	0
CELKEM 2015 – 2040	26 845

Tabulka 2 Investiční výdaje na zavedení AMM (14)

4.5 Vyhodnocení zavedení inteligentních systémů v ČR

V roce 2012 vydalo ministerstvo průmyslu Ekonomické posouzení přínosů a nákladů při zavedení inteligentních měřících systému v elektroenergetice ČR, z kterého vychází následující kapitola. Již nyní ale víme, že v rámci investičního plánu nebyla v prvním období 2015–2019 investována žádná částka, Česká republika je stále ve fázi plánování.

4.5.1 Kvalitativní vyhodnocení zavedení AMM v elektroenergetice ČR

Základní aspekty kvalitativního a kvantitativního vyhodnocení

Česká republika má vysokou úroveň koncepce, technického stavu sítí i způsob jejich provozování díky systému hromadného dálkového ovládání. HDO umožňuje řídit a optimalizovat zátěž sítě, řídit výrobu malých zdrojů elektřiny, spotřeby konečných zákazníků společně s poskytováním různých tarifů. Zavádění AMM tedy nepřinese očekávané přínosy oproti stávajícímu systému v oblasti optimalizace zatížení sítí a řízení spotřeby elektřiny. Toto tvrzení lze opřít o příznivé hodnoty technických ztrát ve srovnání s ostatní zeměmi Evropské Unie. (20)

Z výše zmíněných požadavků pro inteligentní měřící zařízení ovšem již nyní provozovaný systém HDO do jisté míry splňuje velkou část funkcionalit.

„Stávající typy měřících zařízení u velkých odběratelů elektřiny umožňují nejen dálkový odečet spotřeby a příkonu provozovatelem sítě, ale také nabídku sledování průběhu spotřeby a zatížení samotným odběratelem a tím jeho motivaci k úsporám a optimalizaci spotřeby a nákladů na elektřinu. Kromě toho u těchto měřících zařízení je téměř vyloučena možnost nelegálního odběru, a tedy vzniku netechnických ztrát.

Stávající měření spotřeby elektřiny u maloodběratelů je ve značném rozsahu realizováno pomocí digitálních měřidel s vyšší přesností a citlivostí než klasická Ferrarisova měřidla a jejich vybavení vnitřními registry dovoluje při návštěvě OM zjistit případné zásahy nebo ovlivnění naměřených hodnot nepovolanou osobou. To má příznivý vliv na omezení rizika vzniku neoprávněných odběrů elektřiny (netechnických ztrát).

V následujícím textu jsou popsány benefity související se zavedením AMM, které jsou relevantní pro ČR, přičemž se vycházelo z dokumentů z EK k zavedení AMM:

- *Provozování systému měření.*
- *Odečet měřících zařízení.*
- *Vyúčtování dodávek (fakturace).*
- *Asistenční služby pro zákazníky.*
- *Provozní náklady a údržba samotné měřící techniky.*
- *Odložené investice do distribuční soustavy, příp. přenosové soustavy a výroby.*
- *Technické a netechnické ztráty.*
- *Spotřeba a špičkové zatížení.*
- *Přerušování dodávek elektřiny.*
- *CO₂ a jiné znečišťující látky.*
- *Úspora instalovaného výkonu zdrojů (20)“.*

Kvalitativní vyhodnocení očekávaných přínosů, nákladů a rizik

Zavádění AMM bude pro Českou republiku výhodné pouze pokud dosažitelné celkové přínosy převáží vynaložené náklady. To je ale ztěžováno organizační, investiční, provozní a ekonomickou náročností. (20)

Z hlediska provozování systému a s ním spojených činností – instalací měřících zařízení, výměnou pro metrologické ověření nebo pro poruchu, výměnou při změně tarifu, ukončení a obnovení dodávky apod. – je zavedení AMM rizikové. Nemusí být dosaženo očekávaného přínosu z důvodu málo vyspělých technologií, které nejsou doposud ověřené, tudíž mohou generovat větší objem poruch, které následně způsobí dodatečné náklady na jejich nápravu. Také doposud nebyly zavedené jednotící standardy pro chytré měřiče. (20)

Z hlediska dálkového odečtu měřících zařízení díky AMM mohou být sníženy náklady spojené se současným prováděním odečtu díky možnosti dálkového odečtu. Současně však pravděpodobně vzrostou náklady na provozování IT aplikace, která takovéto odečty umožní. Také bude třeba kvalifikovanějšího personálu, který takovéto odečty bude provádět. Stejně tak bude třeba odběrná místa pravidelně kontrolovat. (20)

Z hlediska provozních nákladů a údržby měřící techniky vyjadřuje Ministerstvo obchodu a průmyslu spíše obavu navýšení nákladů ve spojení s vyšším výskytem

korektivních zásahů kvůli větší složitosti měřičů a jejich málo vyspělých technologií.
(20)

Z hlediska snížení technických ztrát se očekává redukce díky snížení spotřeby a optimalizaci zátěže v elektrizační soustavě. Oproti tomu však pravděpodobně dojde k navýšení nákladů na provoz a obsluhu IT aplikace. Tímto tedy můžeme uvažovat o minimálních změnách nákladů u technických ztrát, u netechnických bude rozdíl minimální. (20)

U úspor v oblasti spotřeby se na základě zkušeností z již proběhlých instalací projevila neochota spotřebitelů přizpůsobovat se a očekává se tedy nulový přínos. Aby k požadované úspoře spotřeby došlo, bude třeba marketingu, větší informovanosti spotřebitelů, např. cenové motivace, což způsobí dodatečné náklady. (20)

Z hlediska úspor instalovaného výkonu zdroje a podpůrných služeb dojde k rozložení spotřeby elektřiny rovnoměrně, tudíž bude potřeba méně instalovaného výkonu. To bude mít za důsledek optimalizaci výrobních zdrojů a následné snížení ceny silové elektřiny pro spotřebitele a ušetření nákladů na výstavbu nových zdrojů. (20)

Investice a náklady na zavedení AMM je třeba rozdělit do tří kategorií – nové investice, zmařené investice a provozní náklady. Nové investice zahrnují kromě investic do měřících zařízení také výdaje spojené s informačními a komunikačními technologiemi, se změnami distribuční sítě a s modernizací odběrných míst pro instalaci inteligentních měřičů. Zmařené investice nejsou zahrnuty v ekonomickém hodnocení, pouze výdaje na jejich likvidaci. Provozní náklady obsahují snížení nákladů za personál provádějící odečty, na druhé straně navýšení kvalifikovanějšího personálu pro ovládání a zpracovávání dat modernějších měřičů. (20)

Výše zmíněná hlediska jsou zahrnuta v porovnání nákladů ve variantách Základní a Plošná vypracovaných Ministerstvem průmyslu a obchodu. Další hlediska, která nebyla do tohoto porovnání započtena kvůli minimálním změnám v položkách jsou následující:

- Náklady na fakturaci – proces fakturace se i při zavedení AMM nezmění stávající procesy.

- Asistenční služby pro zákazníky – tyto náklady je před zavedením těžké odhadnout. Můžeme ovšem očekávat, že při zavádění dojde ke zvýšení dotazů a kontaktů zákazníků s provozovateli sítí a obchodníky. Později může dojít ke snížení této četnosti.
- Odložení investice do distribuční soustavy, příp. přenosové soustavy a výroby – současný systém HDO již úspory v tomto směru umožňuje a neočekává se změna nákladů.
- Snížení technických ztrát – očekává se úspora díky snížení spotřeby a optimalizaci zátěže v elektrizační soustavě. Oproti tomu však pravděpodobně dojde k navýšení nákladů na provoz a obsluhu IT aplikace. Tímto tedy můžeme uvažovat o minimálních změnách nákladů.
- Úspory díky špičkovému zatížení sítě – v Evropské Unii se očekávají úspory díky optimalizaci zátěže sítě, které jsou již ale v České republice dosaženy systémem HDO.
- Přerušování dodávek elektřiny – v současnosti je délka i počet poruch dodávek elektřiny na dobré úrovni. Nasazení AMM nebude mít vliv na změnu tohoto parametru.
- CO₂ a jiné znečišťující látky – úspory v této oblasti navazují na minimální úspory spotřeby elektřiny, kvůli kterým se neočekávají úspory CO₂. (20)

Ekonomické hodnocení vypracované Ministerstvem průmyslu a obchodu na základě doporučení EK zpracovalo dva prognostické scénáře. „První varianta¹ počítá se zachováním současného stavu. Druhá varianta² respektuje požadavek stanovený ve směrnici 2009/72/ES na zavedení AMM. (20)

Základní varianta spočívá v zachování a udržování stávajícího stavu tj. HDO pro řízení spotřeby a výroby a stávajícího systému v oblasti měření, zpracování dat a fakturace.“ (20)

¹ Základní varianta

² Plošná varianta

Současná odběrná místa pro nízké napětí mají odečet jednou za rok nebo při změně dodavatele. Spotřebitel si kdykoliv může svoji spotřebu ověřit z údaje elektroměru. Platba je prováděna zálohově jednou měsíčně na základě předchozí spotřeby. (20)

V ČR je funkční HDO systém, který se dále rozvíjí a napomáhá efektivně využívat síť, regulovat spotřebu i výrobu. Systém HDO je převážně dvoutarifový. Tímto systémem je již využita většina potenciálu řízení spotřeby. (20)

Plošná varianta zahrnuje kompletní nasazení inteligentních elektroměrů na všechna odběrná místa (přibližně 5,8 mil.) bez rozdílu v povaze a velikosti odběru. V této variantě je také třeba brát v potaz systém HDO, jehož funkce je třeba zachovat jako důležitý nástroj pro přenosovou soustavu. Dokud nebude nasazení inteligentních měřičů pokrývat tyto funkcionality, bude třeba provozovat oba systémy najednou. (20)

4.5.2 Závěrečné doporučení pro zavedení inteligentního měření v elektroenergetice

ČR

Dle dokumentu Ekonomického posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice ČR vydaného Ministerstvem průmyslu a obchodu je závěr následující:

„Na základě tímto ekonomickým posouzením provedeného kvalitativního a ekonomického vyhodnocení záměru zavedení inteligentního měření v ČR a s přihlédnutím k dosavadním výsledkům a zkušenostem z probíhajících pilotních projektů v ČR i instalací v některých zemích EU se v ČR doporučuje následující:

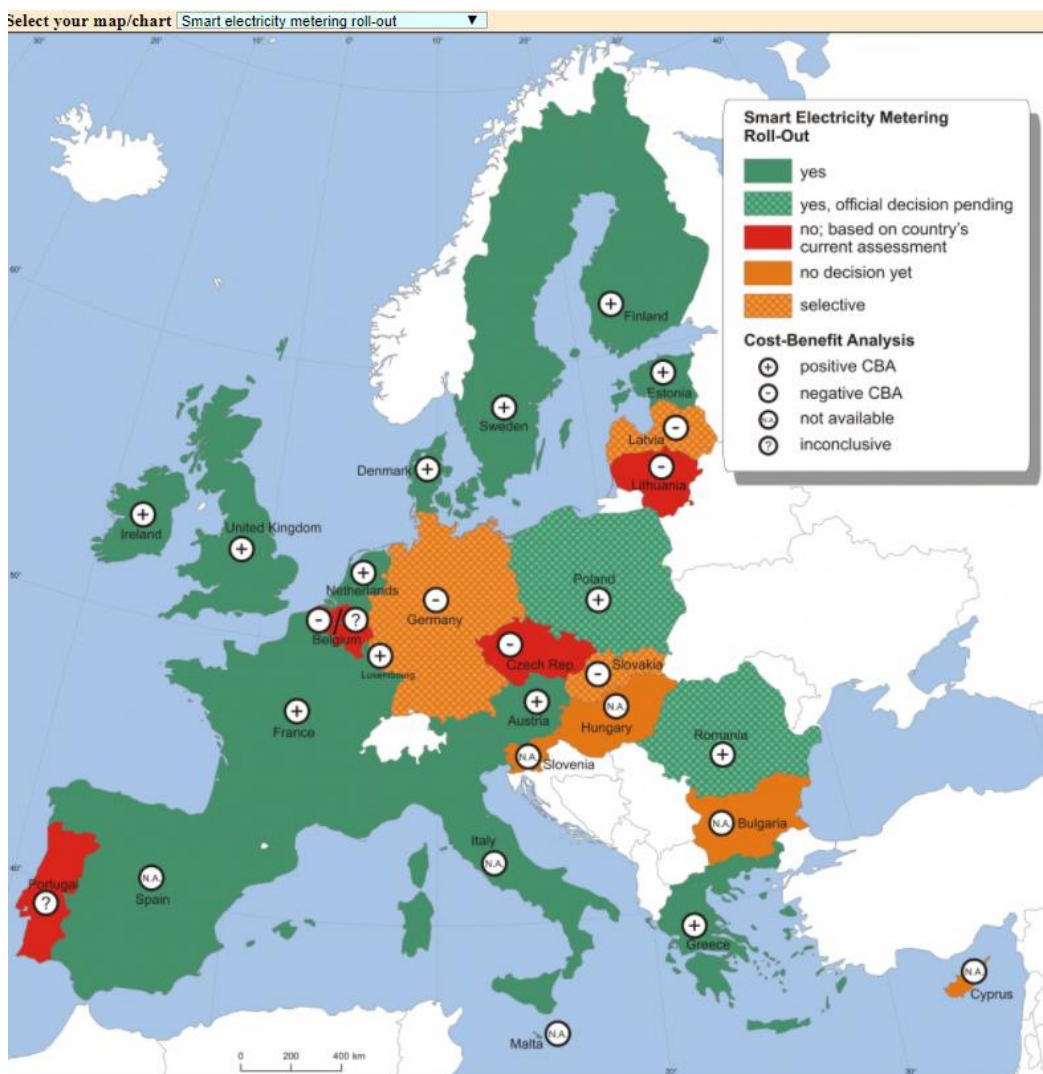
- *Nezahajovat plošné zavedení AMM do roku 2018 a pokračovat v provozování a technologickém vývoji cestou pilotních projektů.*
- *Rozšířit možnosti využití současného systému HDO doplněním o tarify bez přímého řízení spotřebičů, založené pouze na předávání ekonomických signálů zákazníkům. Současně stimulovat další zákazníky k zapojení do systému HDO a využití rozšířené nabídky tarifů.*
- *Průběžně sledovat další technologický vývoj v oblasti inteligentních sítí a inteligentního měření zejména z hlediska vývoje parametrů a cen klíčových komponent, důležitých pro rozhodování o zahájení přípravy a zavedení AMM.*

- *Do r. 2017 stanovit národní komunikační standardy, standardy měřicích zařízení a hlavních prvků systému AMM a nastavit technické a legislativní podmínky pro zajištění kybernetické bezpečnosti systému AMM.*
- *Vyhodnotit vhodnost a zejména efektivitu zavedení inteligentního měření nejpozději do roku 2017.*
- *Do roku 2018 zpracovat na základě vyhodnocení pilotních projektů a vyhodnocení dopadu rozšíření využívání systému HDO plán implementace inteligentního měření jako součást projektu inteligentních sítí v ČR.“ (20)*

V dubnu 2017 proběhl workshop Ministerstva průmyslu a obchodu na téma Chytré měření a jeho funkce pro zákazníka. Panelové diskuze se zúčastnila náměstkyně ministerstva, zástupci řešitelského týmu NAP SG, zástupce Technologické platformy Smart Grid a předseda Rady Českého komitétu CIRED. Ve výstupu tohoto workshopu se popisuje aktuální stanovisko MPO k zavedení AMM v ČR – opětovné zhodnocení podmínek zavedení chytrého měření na základě údajů z pilotních projektů provozovatelů DS, diskuzí o požadovaných funkcích elektroměrů a ceně technologie v r. 2018. Současně má zhodnocení obsahovat harmonogram postupného zavádění AMM od r. 2020 vycházejícího z NAP SG. Současně byla na workshopu zástupci PDS vyslovena ochota najít řešení, jak mezi sebou sdílet informace jednotlivých pilotních projektů – MPO se tímto bude zabývat. (21)

5 Stav roll-out AMM v zemích EU

V rámci splnění cílů pro změnu klimatu a energetické politiky Evropská unie nabádá členské země k zavedení AMM. Na [Obrázek 10 Stav zavádění AMM v zemích EU](#) je názorný aktuální stav zavádění AMM v jednotlivých zemích EU, aktuálnější data nejsou zatím k dispozici.



Obrázek 10 Stav zavádění AMM v zemích EU (22)

Následující údaje vycházejí z dokumentu vydaného v roce 2014 Evropskou komisí pro zmapování stavu zavádění Smart Meteringu v Evropské unii. Údaje odkazují na stav z roku 2013.

5.1 Stav zavádění Smart Meterů v jednotlivých zemích EU³

Členské státy EU, které se rozhodly celostátně pro zavedení Smart Meterů do roku 2020 či jej již ukončily:

- Rakousko.
- Dánsko.
- Estonsko
- Finsko.
- Francie.
- Řecko.
- Irsko.
- Itálie.
- Lucembursko.
- Malta.
- Holandsko.
- Polsko.
- Rumunsko.
- Španělsko.
- Švédsko.
- Velká Británie.

Státy, které se rozhodly zavést Smart Metery pouze pro určitou skupinu zákazníků, zejména z ekonomických důvodů:

- Německo.
- Lotyšsko.
- Slovensko.

Státy, které se prozatím rozhodly nezavádět Smart Metery, kvůli nákladové nevýhodnosti:

- Belgie.

³Státy bez Chorvatska

- Česká republika.
- Litva.

Portugalsko bude situaci zvažovat z hlediska nákladovosti při zvážení nedávných pilotních projektů. Bulharsko, Kypr, Maďarsko a Slovinsko nezpracovaly prozatím nákladovost zavádění AMM či konkrétní plán zavádění Smart Meterů. (22)

5.2 AMM v ČR

V současnosti je stav zavádění AMM v ČR ve fázi pilotních projektů. Ještě není zcela jasné, kdy nastane realizační fáze zavádění.

5.2.1 Fáze projektu zavedení AMM v ČR

„Projekt zavedení systému inteligentního měření lze rozdělit na dvě navazující fáze:

- *Přípravná fáze.*
- *Realizační fáze.“ (20)*

Přípravná fáze zavedení inteligentního měření

„Přípravnou fází zavedení inteligentního měření lze definovat jako časové období, které zahrnuje jak činnosti administrativní povahy, projektového řízení, plánování a volby strategických rozhodnutí způsobu zavedení, testování v laboratorních podmínkách, tak samotný výkon servisních a kontrolních činností včetně realizace nutných technických úprav distribuční soustavy a odběrných míst před realizací zavedení nových technologií měření.

Přípravná fáze zavádění AMM může být zahájena po:

- *Vyhodnocení pilotních projektů.*
- *Rozhodnutí (na celostátní úrovni) o způsobu financování přípravy, zavedení a provozování AMM.*
- *Rozhodnutí (na celostátní úrovni) o zahájení přípravné fáze zavádění AMM.*

K zahájení přípravné fáze zavádění systému inteligentního měření může dojít v případě, že:

- *Bude zcela vyzkoušena a ověřena technologie pro podmínky ČR.*
- *Budou zvoleny národní komunikační standardy, standardy měřicích zařízení a hlavních prvků systému.*
- *Budou ošetřeny nebo vymezeny podmínky na eliminaci definovaných rizik.*

Přípravnou fází zavedení inteligentního měření lze rozdělit do jednotlivých kroků (etap):

- *Úprava legislativy.*
- *Zpracování studií proveditelnosti u jednotlivých subjektů dotčených zavedením AMM.*
- *Realizace výběrových řízení formou veřejných zakázek.*
- *Uzavření smluv s dodavateli.*
- *Příprava a ověření testovacího provozu.*
- *Příprava produkčního prostředí pro zavedení AMM včetně plánu kontrol a zkoušek v místech zavedení AMM (OM, DTS aj.).*
- *Montáž ověřovací série.*
- *Vyhodnocení ICT a měřicí technologie, komunikace mezi jednotlivými prvky systému.*
- *Rozhodnutí o zahájení realizační fáze.*

Činnosti, které musí být provedeny koordinovaně na celostátní úrovni:

- *Veškeré výše uvedené činnosti předcházející zahájení přípravné fáze.*
- *Rozhodnutí o zahájení přípravné fáze.*
- *Úprava legislativy.*
- *Rozhodnutí o zahájení realizační fáze.*

Za ostatní činnosti v přípravné fázi budou zodpovědné jednotlivé dotčené subjekty.“

(20)

Realizační fáze zavedení inteligentního měření

„Zavedení systému AMM zahrnuje výměnu měřicích přístrojů včetně příslušenství a implementaci IT systémů, které tvoří infrastrukturu systému AMM. V některých

případech budou zřejmě nutné určité stavební úpravy, z důvodu výměny příslušného zařízení.

Jednotlivé fáze realizace zavedení AMM budou pravděpodobně probíhat v následujících krocích:

- *Zpracování projektové dokumentace.*
- *Zpracování testovací dokumentace.*
- *Návrh infrastruktury systému AMM a její zavedení.*
- *Zavedení systému inteligentního měření.*
- *Komerční provoz.*

Samotná doba zavedení inteligentního měření bude závislá na zajištění vlastní a dodavatelské kapacity (dodávka hardware, software, projektů a montážních prací) včetně možnosti přístupu k zařízení zákazníků, k zařízení provozovatelů soustav a možnosti odstávek.“ (20)

6 Analytická část

Analytická část práce se zabývá analýzou dat z projektu PREdistribuce, a.s. v Praze. Tento projekt se zaměřuje „...na zřízení lokálního systému chytrého měření (=neintegrováno do dalších informačních systémů), jehož hlavními cíli je dlouhodobý sběr dat pro analýzu toků činného i jalového výkonu a bilanční výpočty na hladině NN v rámci oblastí, napájených do projektu vybranými DTS.“ (23)

Projekt vznikl v rámci přípravy všech PDS ČR na plošné nasazení AMM jako reakce na vydanou analýzu MPO jejíž závěr je zmíněn v části práce [4.5.2](#). Dalším cílem projektu je získaná data analyzovat, jednak interně, zejména ale v rámci podkladů pro MPO na zpracování NAP SG.

V roce 2015 PREdistribuce, a.s. provedla studii, která měla vybrat vhodné prostředky komunikační infrastruktury. Výsledek byl následující:

- Tvorba vlastní optické sítě
 - „Z pohledu zabezpečení, rychlosti komunikace, latence a zajištění dostatečné kapacity pro funkcionality Smart Grids by byla pro hladinu VN ideálním řešením.“ (23)
 - „Pro hladinu NN je situace víceméně obdobná, jen s tím rozdílem, že u ní primárně neuvažujeme o využití pro řízení, automatizaci apod., tudíž je tlak na rychlost, latenci i dostupnost komunikace o poznání nižší.“ (23)
 - Z ekonomického hlediska je reálné vybudování sítě v řádu desítek let.
- PLC komunikace
 - „Dlouhodobě pracujeme s myšlenkou využití powerline komunikace na obou hladinách, přičemž s ohledem na požadavky prověřujeme na hladině VN především širokopásmovou powerline komunikaci (BPL), zatímco u hladiny NN není rozhodnutí jednoznačné, a snažíme se pro finální rozhodnutí ověřit funkčnost a funkcionality více existujících standardů.“ (23)

Data naměřená v rámci tohoto projektu jsou sbírána ve třech lokalitách Prahy s charakteristickými typy zástavby, které se ve městech objevují:

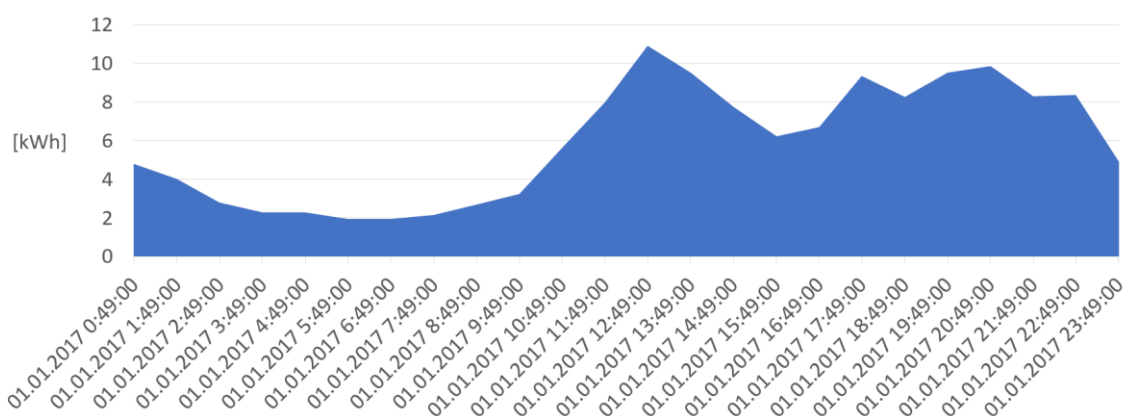
- Centrální oblasti se souvislou zástavbou – Smíchov – ve výpočetní části práce data označená TS4222
- Sídliště – Hlubočepy – ve výpočetní části práce data označená TS5505
- Okrajová oblast města (vilové čtvrti, rodinné domy) – Kunratice – ve výpočetní části práce data označená TS2733

Na základě těchto dat je možné poté zobecňovat odhad a řešit tak síť nízkého napětí optimálně. Důležitým ukazatelem při optimalizaci u těchto typů zástavby je plošná hustota zatížení:

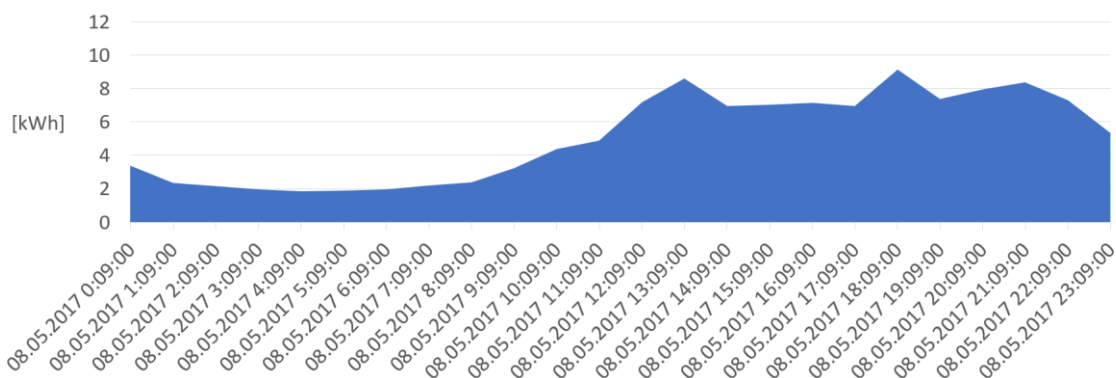
- „Centrální oblasti se souvislou zástavbou $\sigma = 10-30 \text{ MVA/km}^2$ (velká hustota bytů, intenzivní využití nebyt. prostor)
- Sídliště $\sigma = 2,5-8 \text{ MVA/km}^2$ (sídlištní zástavba)
- Vilové čtvrti, rodinné domky $\sigma = 1,5-5 \text{ MVA/km}^2$ (nízkopodlažní zástavba, RD a zástavba v okrajových obcích)“ (24)

V těchto oblastech jsou na všech odběrných místech nasazeny chytré elektroměry s komunikačním protokolem PRIME. Data, která jsou v rámci této části práce analyzována, jsou z důvodu obrovského rozsahu dat pouze z oblasti TS5505 ve dvou časových obdobích – zimní období (29.12.2016 7:50 – 16.1.2017 0:00) a letní období (28.4.2017 8:10 – 16.5.2017 0:00) - s minutovými odečty. Všechny výpočty předpokládají proudovou symetrii sítě.

Na následujících obrázcích vidíme grafické porovnání odběru činné energie vchodu č. 5 ve sváteční den v zimním období – 1.1.2017 a v letním období - 8.5.2017. Oba grafy vykreslují rovnoměrné rozložení odběru do celého dne s narůstajícím odběrem od deváté do dvanácté hodiny. 1.1.2017 začíná narůstat ranní odběr trochu později, z důvodu pravděpodobných předchozích oslav Silvestrovské noci a obecně pozdního vstávání. Maximální odběr také nastává dříve, okolo třinácté hodiny sahá k téměř 11 kWh. Naopak 8.5.2017 je odběr celkově menší, s maximem odběru přes 9 kWh okolo osmnácté hodiny vpoledne.



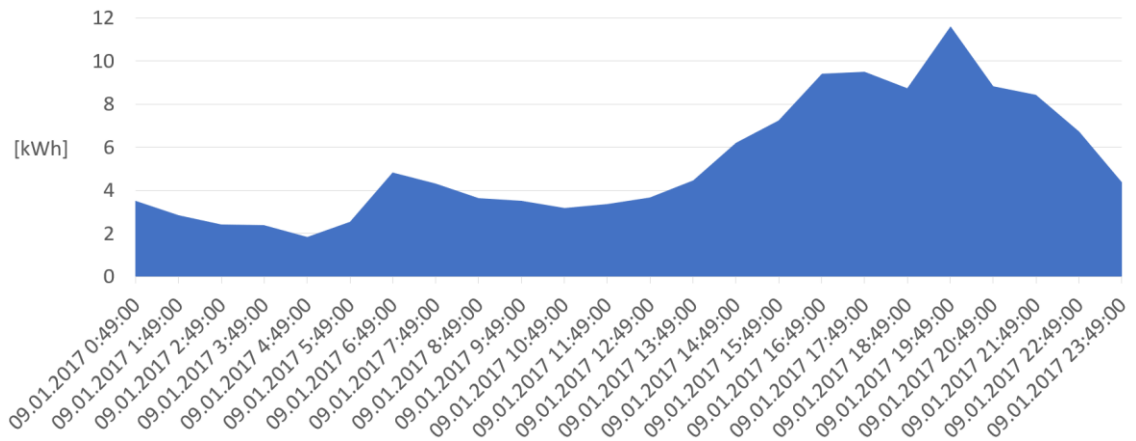
Obrázek 12 Denní diagram odběru činné energie vchodu č. 5 – 1.1.2017 – svátek



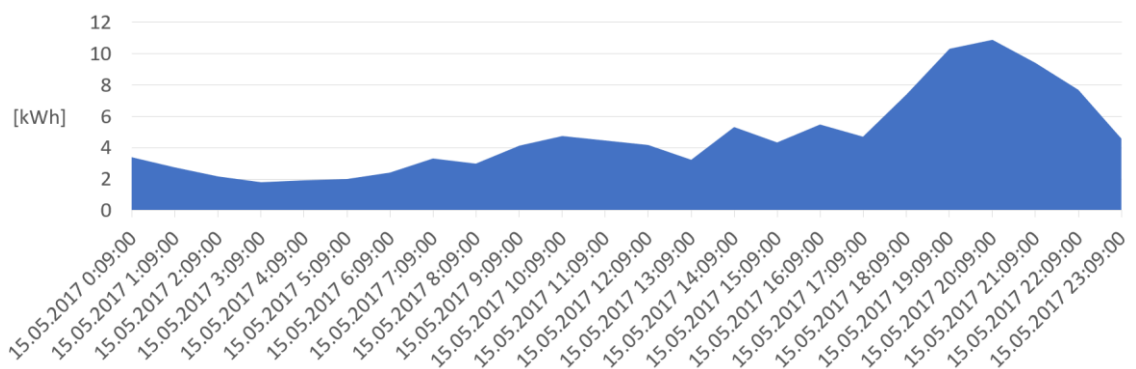
Obrázek 13 Denní diagram odběru činné energie vchodu č. 5 - 8.5.2017 – svátek

Další dva následující obrázky graficky vyjadřují odběr činné energie vchodu č. 5 ve všední den v zimním období – 9.1.2017 a v letním období – 15.5.2017. Z odběru je možné vysledovat typický průběh všedního dne, kdy je většina zákazníků v práci či ve škole a odběr je tedy od půlnoci do patnácté hodiny odpolední poblíž svého minima. Naopak patrný je maximální denní odběr okolo dvacáté večerní hodiny, který kopíruje

hlavní večerní televizní program a vysílání večerních zpráv. Je možné si také všimnout menšího rozdílu okolo šesté a osmé hodiny ranní zimního a letního období. V zimním období je třeba v domácnostech svítit a odběr je tedy v čase, kdy je venku ještě tma, větší než v období letním.



Obrázek 14 Denní diagram odběru činné energie vchodu č. 5 - 9.1.2017 - všední den



Obrázek 15 Denní diagram odběru činné energie vchodu č. 5 - 15.5.2017 - všední den

Zásadní rozdíl je patrný i při porovnání mezi svátečním a všedním dnem. Lidé jsou ve větší míře doma po celý den přes svátek, ale maxima odběru nedosahují takových extrémů jako večerní špičky všedního dne. Toto si lze vysvětlit zvykem pražských obyvatel, kteří pokud mají možnost, využívají téměř každé příležitosti pro odjezd na chatu či chalupu. Ve sváteční den tedy zbyde méně obyvatel v domě, přesto je jejich celkový odběr v domě větší než v tu samou dobu ve všední den.

6.1 Ztráty v distribuční soustavě

Zjišťování ztrát v této práci je zaměřeno na technické ztráty na vedení nízkého napětí mezi DTS a elektroměry jednotlivých odběrných míst zahrnující ztráty v síti i ztráty způsobené nepřesností měření. Pro stanovení velikosti ztrát byla zvolena metoda porovnání odebrané energie elektroměrů všech bytových domů v rámci TS5505 a dodané energie DTS.

Původní záměr byl výsledky výše uvedeného porovnání poměřit s vypočítanými ztrátami. Pro nedostatek údajů potřebných k výpočtu bylo pak ale možné vypočítat pouze částečné ztráty na vodičích za DTS k jednotlivým bytovým domům. Výsledky potvrdily teorii, že tyto ztráty jsou vůči celkovým zanedbatelné. Celkové ztráty, které se nacházejí v měřeném úseku, se skládají ze:

- Ztrát na vodičích za DTS a za RIS (Rozpojovací instalační skříň).
- Ztrát na pojistkách jednotlivých vývodů z DTS a na RIS.
- Ztrát na hlavních bytových jističích a elektroměrech.

V následující kapitole uvažujeme činný výkon a činné ztráty, protože výpočty byly provedeny z hodnot činné energie.

6.1.1 Teoretický úvod

„Ztráty elektrické energie představují v hospodaření každé rozvodné energetické společnosti velmi významnou položku. Jedná se o nenakoupenou, obchodně nerealizovanou energii, jejíž finanční objem, vyjádřený průměrnou nákupní cenou, je srovnatelný jak s náklady na rozvod, tak s celkovým ziskem. Sledování vývoje ztrát a zkoumání příčin jejich růstu proto může, prostřednictvím vhodných vstupů do investiční a obchodní politiky, významně přispívat ke snižování nákladů a tím i k zlepšování finálních hospodářských výsledků společnosti.“ (26)

Ztráty elektrické energie probíhají na všech napěťových stupních distribuční soustavy a dělíme je na technické ztráty, vzniklé v důsledku fyzikálních zákonů v provozu distribučních zařízení, a na netechnické ztráty spojené s řídicí, kontrolní a obchodní činností. Samostatnou částí jsou neoprávněné odběry, které by neměly patřit do netechnických ztrát, přesto, že jsou mezi ně většinou řazeny, protože nejsou důsledkem obchodního pochybení, ale fyzického odcizení energie. (26)

6.1.2 Metoda stanovení činných ztrát oblasti TS5505

Činné ztráty v úseku mezi DTS a elektroměry jsou stanoveny rozdílem hodnot naměřených datovým koncentrátorem a součtu odebraného výkonu všech elektroměrů. Byly provedeny následující výpočty:

1. Činné energie odečítané z elektroměrů kumulovaně se sečetly pro každou minutu t :

$$E_{celk.-kum.}^t = \sum_{i=1}^{131} E_{el.-i}^t \quad (\text{Wh}; \text{Wh}),$$

kde

- $E_{celk.-kum.}^t$ je součet kumulované činné energie naměřené všemi elektroměry v minutě t .
 - $E_{el.-i}^t$ je hodnota součet kumulované činné energie naměřené i -tým elektroměrem v minutě t .
2. Pro získání odebraného činného výkonu bylo třeba z kumulovaných hodnot činné energie získat hodnoty okamžité pro danou minutu t . Z okamžitých hodnot byla následně provedena suma 60 minutových hodnot:

$$P_{celk.-odeb.}^H = \sum_{t=(H-1)*60+1}^{H*60} E_{celk.-kum.}^t - E_{celk.-kum.}^{t-1} \quad (\text{W}; \text{Wh}; \text{Wh}),$$

kde

- $P_{celk.-odeb.}^H$ je hodnota odebraného činného výkonu všech elektroměrů v hodině H .
 - H vyjadřuje hodinu, ve které byla daná měření provedena.
 - $H = \{1, 2, \dots, 354\}$ pro zimní období.
 - $H = \{1, 2, \dots, 422\}$ pro letní období.
 - $E_{celk.-kum.}^0 = 0$, protože t iteruje od 1.
3. Pro získání hodnot dodané činné energie změřené koncentrátorem pro každou hodinu H bylo potřeba z kumulovaných hodnot činné energie získat hodnoty okamžité a následně provést sumu 60 minutových hodnot. Tato suma musela být vynásobena 200 kvůli převodu transformátoru proudu (1000/5 A):

$$P_{celk.-dod.}^H = 200 * \sum_{t=(H-1)*60+1}^{H*60} E_{konc.-kum.}^t - E_{konc.-kum.}^{t-1} \quad (W; Wh; Wh),$$

kde

- $P_{celk.-dod.}^H$ je hodnota dodaného činného výkonu DTS měřeného koncentrátorem v hodině H .
 - H vyjadřuje hodinu, ve které byla daná měření provedena.
 - $H = \{1, 2, \dots, 354\}$ pro zimní období.
 - $H = \{1, 2, \dots, 422\}$ pro letní období.
 - $E_{celk.-kum.}^0 = 0$, protože t iteruje od 1.
4. Výsledná hodnotu ztrát se následně získá rozdílem dodaného a odebraného výkonu:

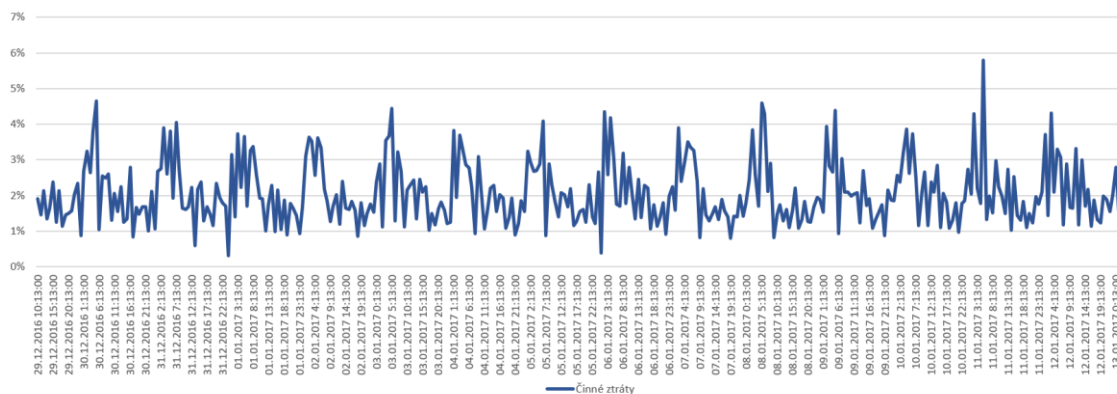
$$P_z^H = P_{celk.-dod.}^H - P_{celk.-odeb.}^H \quad (W; W; W),$$

kde

- P_z^H vyjadřuje celkové činné ztráty.

6.1.3 Stanovení činných ztrát oblasti TS5505

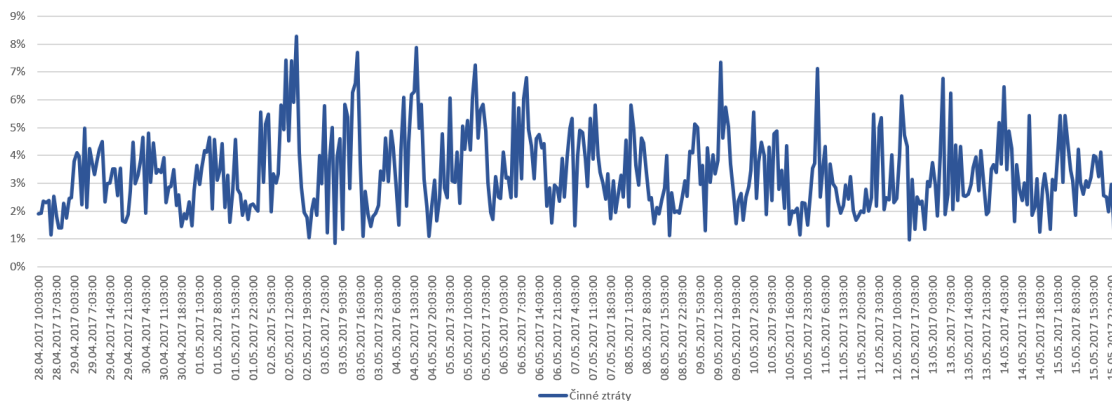
V této kapitole budou výsledné činné ztráty vyjádřeny graficky.



Obrázek 16 Procentuálně vyjádřené činné ztráty - zima

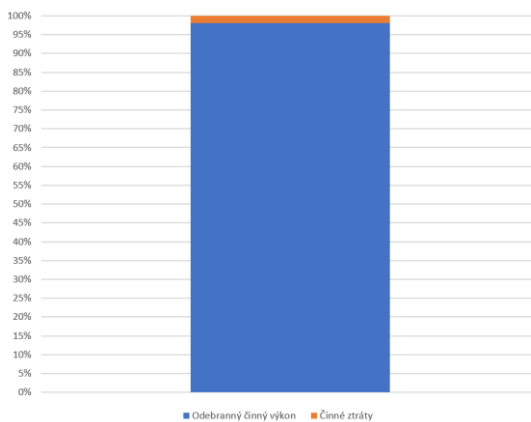
První graf ukazuje dynamicky činné ztráty v zimním období v procentuálním vyjádření (hodnota ztrát vztažená k celkové dodané hodnotě dodaného činného výkonu). Tyto ztráty se pohybovaly od 0,5 do 6 %, tudíž celkový přenesený činný výkon nebyl menší než 94 %. Ztráty vyjádřené tímto grafem zahrnují veškeré činné ztráty

všech prvků elektroinstalace. Z tohoto důvodu ztráty nikdy nebudou nabývat nulové hodnoty, protože žádný prvek není bezztrátový.

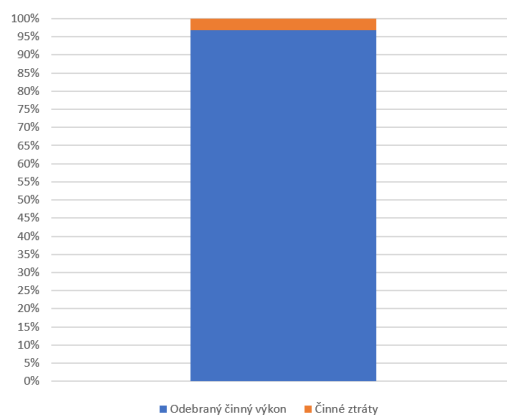


Obrázek 17 Procentuálně vyjádřené činné ztráty - léto

Druhý graf ukazuje také dynamicky činné ztráty v letním období v procentuálním vyjádření. Tyto ztráty se v letním období pohybovaly od 0,5 do 8,5 %, což je v horních hranicích více než v období zimním. Tento jev lze vysvětlit vybraným obdobím svátků – 1.5. a 8.5., kdy jsou lidé více doma, tudíž byl vyšší odběr elektřiny a tím i větší ztráty.



Obrázek 18 Procentuální vyjádření dodaného činného výkonu - zima



Obrázek 19 Procentuální vyjádření dodaného činného výkonu – léto

Při porovnání grafů na [Obrázek 18 Procentuální vyjádření dodaného činného výkonu - zima](#) a [Obrázek 19 Procentuální vyjádření dodaného činného výkonu – léto](#) vidíme celkový poměr odebraného činného výkonu elektroměry vůči činným ztrátám. Průměrné ztráty v zimním období tvořily 2,12 %, zatímco v letním 3,47 %. Jak bylo již výše zmiňováno, pravděpodobnou příčinou zvýšených odběrů jsou svátky 1.5. a 8.5.

6.2 Koeficienty soudobosti

Při projektování elektrických rozvodů v budovách je třeba zvážit maximální odběr, na který je třeba dimenzovat vedení, jističí přístroje, napájecí zařízení a jiné prvky. Pro hospodárné dimenzování nemůžeme počítat s tím, že všechny spotřebiče budou pracovat najednou a při plném výkonu. V rámci správného dimenzování se tedy stanovuje výpočtové zatížení elektrického rozvodu objektu. Pro jeho stanovení je třeba znát instalovaný výkon spotřebičů a jejich odběrový diagram či součinitel náročnosti.

6.2.1 Teoretický úvod

„Součinitel náročnosti β je definován vztahem $\beta = \frac{P_{max}}{P_i} \leq 1$

kde

P_i je instalovaný výkon všech spotřebičů objektu [W]

P_{max} je hodinové maximum odběru elektrické energie v období celého roku [W]

Pro stanovení součinitele náročnosti existuje řada metod, jejichž použití závisí na podkladech, které jsou k dispozici. Metody lze shrnout takto:

a) Stanovení β u stávajících objektů

Součinitel náročnosti se stanoví z výsledku měření ročního odběrového diagramu (ROD) a podle definice (27) součinitele náročnosti viz výše. V rámci této práce nejsou k dispozici data z měření ročních odběrů, tudíž tato metoda výpočtu není vhodná.

b) Stanovení β u nových objektů, u nichž je znám seznam hlavních spotřebičů a způsob jejich provozu.

Součinitel náročnosti lze stanovit

- sestrojením odběrového diagramu alespoň pro jednu směnu a pak podle definice ...“ (27) součinitele náročnosti viz výše
- „ze vztahu: $\beta = \frac{k_s k_z}{\eta_m \eta_s}$

k_s je součinitel náročnosti, tj. poměr instalovaných výkonů spotřebičů, které jsou současně v chodu k instalovanému výkonu všech spotřebičů [-]

k_z je součinitel využití, tj. poměr skutečného výkonu spotřebičů, které jsou současně v chodu k jejich instalovanému výkonu [-]

η_m je účinnost spotřebičů při daném využití [-]

η_m je účinnost napájecí soustavy od uvažovaného místa až ke spotřebičům [-]

Tedy:

$$k_s = \frac{P_{ip}}{P_i} \leq 1 \quad ; \quad k_z = \frac{P_{vp}}{P_i} \leq 1$$

kde P_{ip} je instalovaný výkon spotřebičů, které jsou současně v chodu [W]

P_{ip} je skutečný výkon spotřebičů, které jsou současně v chodu [W]

c) Stanovení β v případě, že nejsou známy spotřebiče nebo jejich provoz.

Součinitel náročnosti lze v tomto případě stanovit

- odhadem na základě porovnání s existujícími podobnými objekty daného odvětví*
- využitím informativních hodnot z ...“ (27) ČSN 34 1610.*

Dle tohoto zdroje dále v práci vypočítávám součinitel využití k_z, nadále v práci popisovaný jako koeficient soudobosti.

Koeficienty soudobosti, v dokumentech PREdistribuce, a.s. nazývané také synonymem koeficienty nesoudobosti, jsou dány výpočtem z platné ČSN 33 2130 pro kategorie bytového odběru A, B.

„Tato metoda pro určení soudobosti platí v soustředěné bytové výstavbě. Pro soudobost (součinitel náročnosti) v závislosti na počtu bytů je použit vzorec Ruscův:

$$\beta_n = \beta_\infty + (1 - \beta_\infty) \frac{1}{\sqrt{n}}$$

kde β_n je soudobost pro n bytů

β_∞ soudobost pro nekonečný (velmi velký) počet bytů

n počet bytů ve skupině

Soudobost nekonečného počtu bytů je možno všeobecně uvažovat 0,15.“ (28)

počet bj.	koef. nesoudobosti	počet bj.	koef. nesoudobosti	Počet bj.	koef. nesoudobosti
1	1	21	0,34	50	0,27
2	0,75	22	0,33	60	0,26
3	0,64	23	0,33	70	0,25
4	0,58	24	0,32	80	0,25
5	0,53	25	0,32	90	0,24
6	0,50	26	0,32	100	0,24
7	0,47	27	0,31	200	0,21
8	0,45	28	0,31	300	0,20
9	0,43	29	0,31	400	0,19
10	0,42	30	0,31	500	0,19
11	0,41	31	0,30	600	0,18
12	0,40	32	0,30	700	0,18
13	0,39	33	0,30	800	0,18
14	0,38	34	0,30	900	0,18
15	0,37	35	0,29	1000	0,18
16	0,36	36	0,29	nad 1000	0,15
17	0,36	37	0,29		
18	0,35	38	0,29		
19	0,35	39	0,29		
20	0,34	40	0,28		

Tabulka 3 Koeficienty nesoudobosti vypočítané dle ČSN 33 2130 (28)

6.2.2 Metoda stanovení koeficientů soudobosti

Dle počtu bytových jednotek stanovíme dle [Tabulka 3 Koeficienty nesoudobosti vypočítané dle ČSN 33 2130 \(28\)](#):

- Vchod č. 5 – 33 bj.: $k_z=0,30$
- Vchod č. 7 – 32 bj.: $k_z=0,30$
- Vchod č. 9 – 33 bj.: $k_z=0,30$
- Vchod č. 11 – 33 bj.: $k_z=0,30$

Tyto hodnoty koeficientů soudobosti jsou mezními hodnotami, na které byly bytové domy dimenzovány.

Pro dynamický výpočet koeficientů soudobosti jednotlivých bytových jednotek v obou časových obdobích z činné energie získané elektroměry byl zvolen následující postup:

1. Pro získání odebraného činného výkonu bylo třeba z kumulovaných hodnot činné energie získat hodnoty okamžité pro danou minutu t . Z okamžitých hodnot byla následně provedena suma 60 minutových hodnot:

$$P_{el.-i}^H = \sum_{t=(H-1)*60+1}^{H*60} E_{el.-i}^t - E_{el.-i}^{t-1} \quad (W; Wh; Wh),$$

kde

- $P_{el.-i}^H$ je hodnota odebraného činného výkonu elektroměru i v hodině H .
 - H vyjadřuje hodinu, ve které byla daná měření provedena.
 - $H = \{1, 2, \dots, 354\}$ pro zimní období
 - $H = \{1, 2, \dots, 422\}$ pro letní období.
 - $E_{el.-i}^t = 0$, protože t iteruje od 1.
2. Pro každou bytovou jednotku byl stanovený instalovaný výkon:

$$P_{inst.} = n * U_f * I_{jist.} \quad (W; -; V; A),$$

kde

- $P_{inst.}$ je instalovaný výkon bytové jednotky.
 - n je počet fází.
 - U_f je fázové napětí.
 - $I_{jist.}$ je velikost proudového jističe.
3. Z předchozích vypočítaných veličin bylo možné stanovit koeficient soudobosti jejich vzájemným poměrem:

$$k_z = \frac{P_{el.-i}^H}{P_{inst.}} \quad (-; W; W),$$

kde

- k_z je koeficient soudobosti.

6.2.3 Dynamické vyhodnocení koeficientů soudobosti

Koeficienty soudobosti jsou vypočítány pro obě časové období a vyjádřeny v grafech pro jednotlivé bytové domy obsažené v [Příloha 1 Koeficienty soudobosti - vchod 5 - zimní období](#) až [Příloha 8 Koeficienty soudobosti - vchod 11 - letní období](#).

Grafy pro obě období ukazují, že ve většině případů se k mezní hodnotě 0,3 koeficienty ani nepřibližují. Při překročení hodnoty koeficientu soudobosti 0,3 mohou nastat následující scénáře:

- při přetížení nebo zkratu dojde k vybavení hlavního bytového jističe,
- při zkratu dojde k vybavení jedné nebo více pojistek v pojistkové skříni vchodu bytového domu.

Celkově došlo k překročení hranice koeficientu soudobosti 0,3 v množství uvedeném v tabulce:

	Zima	Léto
Vchod č. 5	4	2
Vchod č. 7	3	0
Vchod č. 9	4	0
Vchod č. 11	2	1

Tabulka 4 Počet překročení koeficientu soudobosti = 0,3 v časovém období dle jednotlivých vchodů

Grafy ([Příloha 1 Koeficienty soudobosti - vchod 5 - zimní období](#) až [Příloha 8 Koeficienty soudobosti - vchod 11 - letní období](#)) i uvedená [Tabulka 4 Počet překročení koeficientu soudobosti = 0,3 v časovém období dle jednotlivých vchodů](#) potvrzují, že stanovená hodnota vypočítaná dle normy je patřičná a je překročena pouze ve výjimečných případech. V letním období došlo k menšímu počtu překročení této hodnoty. Tento jev se dá vysvětlit celkově menší spotřebou v letním období – méně zapojených spotřebičů, případně jejich menší odběr s sebou nese také menší hodnoty koeficientů soudobosti.

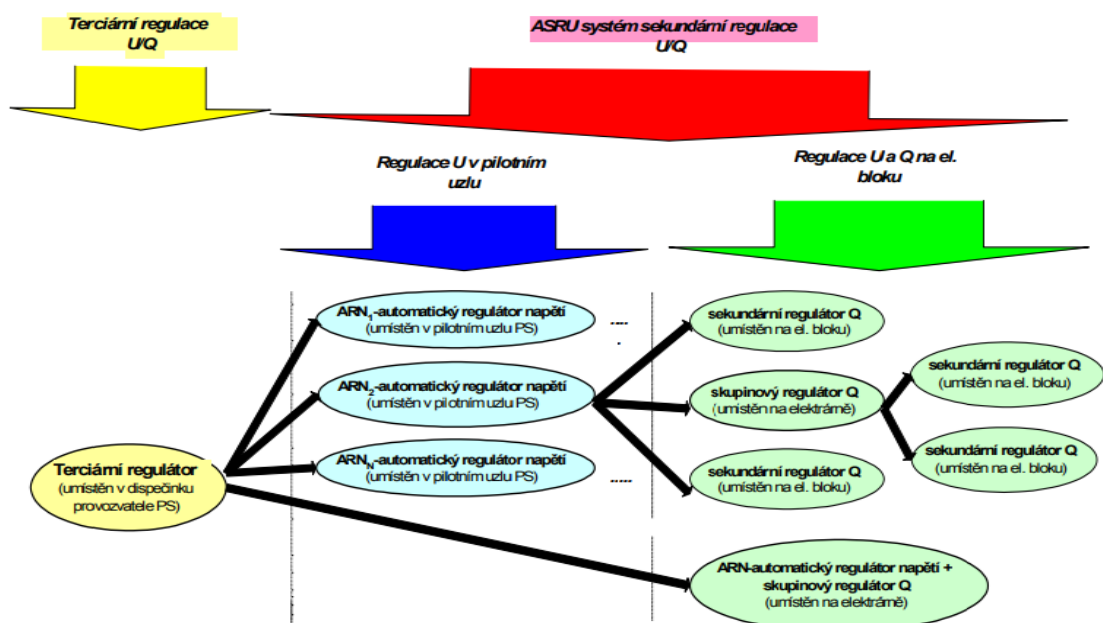
6.3 Měření napětí Smart Metery

V rámci praktické části proběhla změna sdruženého napětí U_{12} na trafostanici 110/22 kV obsahujícím ASRU přepnutím odbočky automatickou regulací s cílem zjištění

odezvy na elektroměrech. Toto měření bylo provedeno v okrajové oblasti oblast města (vilové čtvrti, rodinné domy) – Kunratice – ve výpočetní části práce data označená TS2733 dne 12.12.2018.

6.3.1 Teoretický úvod

K regulaci napětí v elektrizační soustavě dochází za účelem snížení technických ztrát a zajištění kvality dodávky odběrným místům. Kvalitou dodávky je myšlena nutnost držení napětí v povoleném rozsahu v uzlech přenosové soustavy – 400 kV \pm 5 %, 220 kV \pm 10 % a 110 kV \pm 10 %.



Obrázek 20 Blokové schéma regulace U a Q v ES (33)

„Terciární regulace napětí (TRN) lokalizovaná v řídicím systému provozovatele soustavy, jejímž úkolem je:

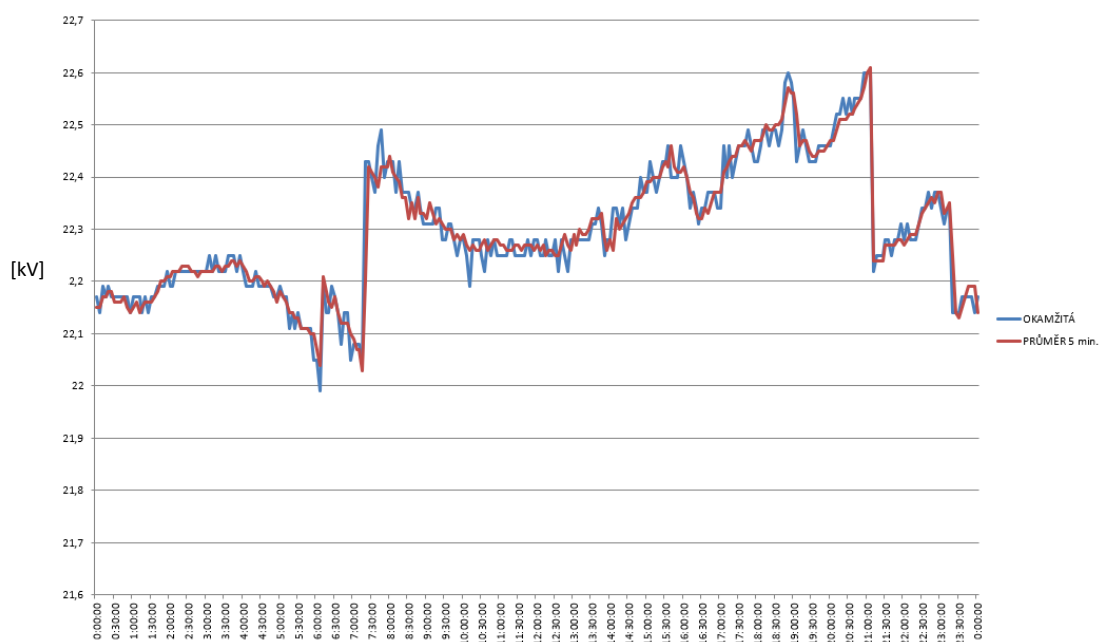
- snížení technických ztrát v provozované části sítě
- zajištění kvality dodávky elektrické energie (udržování napětí v přípustných mezích) (29)

Zařízení ARN a SRQ jsou zpravidla realizovány jako jeden kompaktní celek s názvem automatická sekundární regulace napětí (ASRU), která představuje také pojmenování jedné z podpůrných služeb využívaný provozovatelem přenosové soustavy.“ (29)

Hlavní přínosy regulace U a Q:

- *„Zvýšení bezpečnosti a hospodárnosti provozu.*
- *Zvýšení kvality dodávky elektřiny konečnému odběrateli.*
- *Snížení počtu regulací odboček na transformátorech.*
- *Dodržení dohodnuté hodnoty tolerance toku jalového výkonu s přenosovou nebo distribuční soustavou.*
- *Eliminace negativního zpětného působení obnovitelných zdrojů na regulovanou soustavu.*
- *Eliminace zpětného působení průmyslových velkoodběratelů na regulovanou distribuční soustavu.*
- *Snížení nároků na dispečera regulované distribuční soustavy.*
- *Zvýšení úrovně diagnostiky technologie výroben zapojených do regulace U a Q.*
- *Eliminace přetahování elektricky blízkých generátorů zapojených do regulace U a Q.“ (29)*

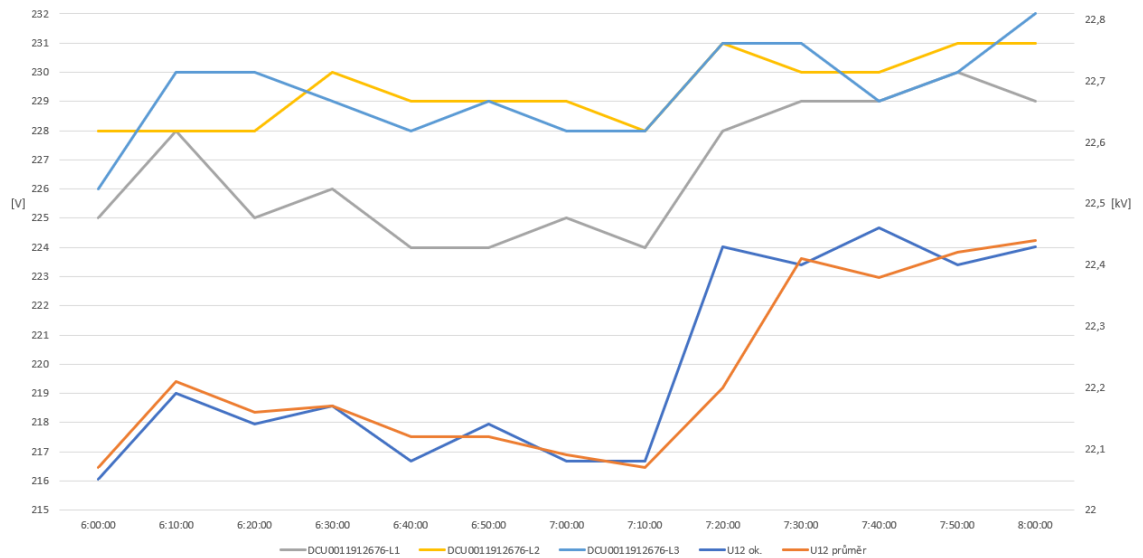
6.3.2 Ověření přesnosti měření napětí Smart Metery



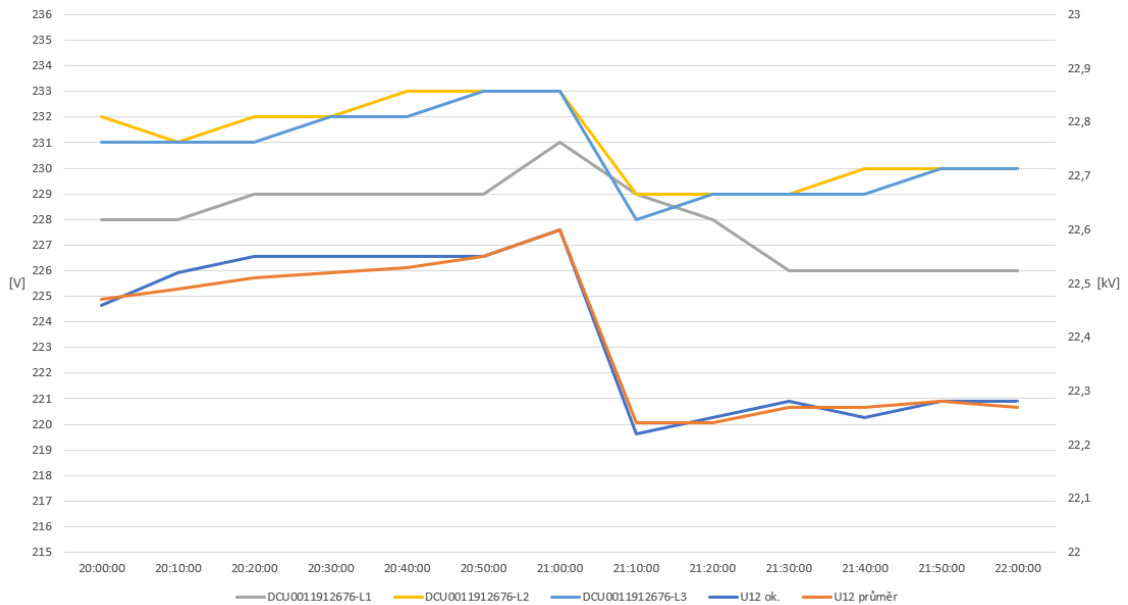
Obrázek 21 Změna sdruženého napětí na výstupu transformátoru 110/22 kV oblasti z rozvodny Chodov

Měření hodnoty sdruženého napětí U_{12} každých pět minut proběhlo na výstupu transformátoru 110/22 kV v oblasti z rozvodny Chodov – těmto hodnotám odpovídá modrá datová řada OKAMŽITÁ v grafu [Obrázek 21 Změna sdruženého napětí na výstupu transformátoru 110/22 kV oblasti z rozvodny Chodov](#). Průměrné hodnotě sdruženého napětí za posledních 5 minut odpovídá červená datová řada PRŮMĚR 5 min. Jak je z grafu patrné, došlo k cílenému přepnutí napěťové odbočky v časových intervalech 6:00-8:00 a 20:00-22:00.

Pro znázornění reakce elektroměrů na tuto změnu následující grafy vykreslují reakci koncentrátoru na změnu napětí, každý časový interval je vykreslen v grafu zvlášť. Hodnotám koncentrátoru v TS2733 (měřeno na 3 fázích) odpovídá hlavní (levá) osa ve voltech, hodnotám napětí transformátoru odpovídá osa vedlejší (napravo) v kilovoltech. V obou případech je jasně pozorovatelná reakce měřícího elektroměru na změnu napětí v trafostanici.

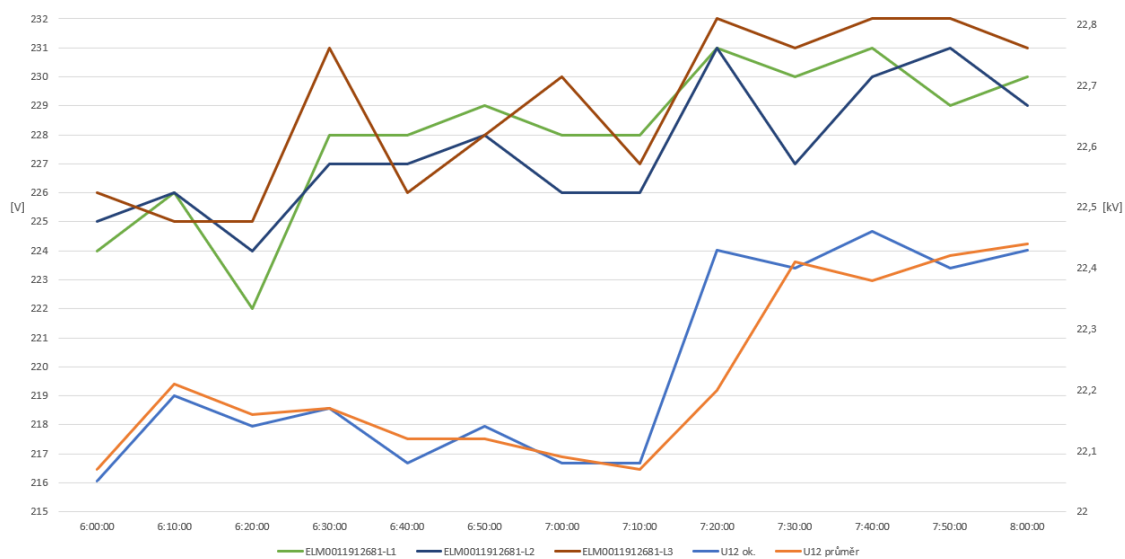


Obrázek 22 Reakce změny napětí koncentrátoru na TS2733 - 6:00-8:00

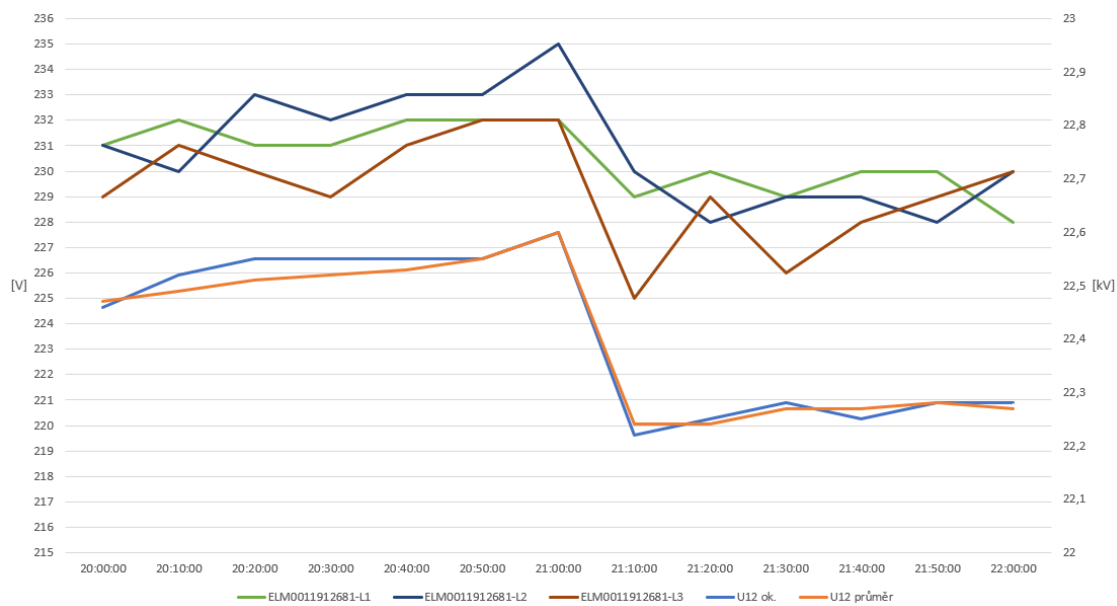


Obrázek 23 Reakce změny napětí koncentrátoru na TS2733 - 20:00-22:00

Pro ujištění se o reakci ztelné i na úrovni jednotlivých elektroměrů byl vypracován ještě kontrolní graf, kde byl vybrán náhodně jeden z elektroměrů z oblasti TS2733. I v tomto případě je z [Obrázek 24 Reakce změny napětí elektroměru ELM0011912681 na TS2733 - 6:00-8:00](#) a [Obrázek 25 Reakce změny napětí elektroměru ELM0011912681 na TS2733 - 20:00-22:00](#) na první pohled patrná reakce elektroměru na změnu hladiny napětí na trafostanici v rozvodně Chodov.



Obrázek 24 Reakce změny napětí elektroměru ELM0011912681 na TS2733 - 6:00-8:00



Obrázek 25 Reakce změny napětí elektroměru ELM0011912681 na TS2733 - 20:00-22:00

Pro detailnější ověření reakce elektroměrů na změnu napětí by musela být měřená data v kratším časovém intervalu než 1 minuta, aby bylo možné získat více vypovídající závěry. Takto není možné stanovit, za jak dlouho elektroměry na změnu jsou schopné zareagovat, protože je to již moc dlouhý časový úsek.

7 Teoretický přínos práce

Chytré elektroměry nám poskytují možnost sledování odběru v čase, na rozdíl od klasických elektroměrů, které nám poskytly při ročním odečtu pouze hodnotu odběru celkového. Tyto informace vývoje odběru v čase nám otevírají zcela nový a zatím málo prozkoumaný prostor pro analýzy chování spotřebitelů, výpočtu ukazatelů, které zatím nebylo možné vyjádřit v čase a dalšího.

V rámci práce byla stanovena analýza, na základě které bude možné zpracovávat data z dalších období či jiných oblastí. Díky tomu může vzniknout porovnání odběrů charakteristických typů zástaveb, stanovení celoročních profilů odběrných míst, analýza a porovnávání chování spotřebitelů.

Na základě údajů z chytrých elektroměrů by také měla vzniknout aplikace, která bude spotřebitele informovat o jeho odběrném místě a poskytovat mu informace v reálném čase na základě odečtu z jeho chytrého elektroměru. Jako námět zde uvádím, jaké informace by aplikace z dat mohla poskytovat:

- Okamžitá spotřeba vyjádřena jak v kWh, tak v měně.
- Porovnání spotřeby se sousedy a ostatními spotřebiteli.
- Znázornění přepínání tarifů v čase.
- Při napojení na chytré spotřebiče ukázkou spotřeby jednotlivých spotřebičů a jejich ovládání na dálku.
- Řízení a mapování obnovitelných zdrojů energie.

S takovýmito informacemi by došlo k lepší informovanosti spotřebitelů. Představuji si například využití nápověd šitých na míru zákazníkovi, které by jej informovali o možnostech snížení spotřeby.

8 Závěr

V teoretické části diplomové práce je rozebrán vývoj elektroměrů až po elektroměry budoucnosti, Smart Metery. Smart Metery využívají nové komunikační technologie, které jsou v práci popsány, dále je zmapován současný stav zavádění AMM v zemích Evropské Unie se zaměřením na analýzu zavádění AMM v podmínkách České republiky.

V analytické části práce byla analyzována data ze Smart Meterů nasazených v rámci pilotního projektu PREdistribuce, a.s. Klasické elektroměry umožňují odečet elektrické energie jednou za rok, naopak Smart Metery umožňují kontinuální měření nejen odebrané elektrické energie, ale také jiných parametrů sítě. Díky této funkcionalitě je možné data ze Smart Meterů v pilotním projektu PREdistribuce, a.s. v této práci analyzovat.

Klasické elektroměry doposud neumožňovaly takovou analýzu, jakou umožňují data ze Smart Meterů. Díky kontinuálně měřeným datům je umožněna jejich analýza v čase. Tento velký posun od jedné odečtené hodnoty ročně po mnoho dat odečítaných ze Smart Meterů ve výrobci umožněných intervalech (řádově minuty) je dobrý pro zákazníka i distributora. Zákazník na základě dostupné informace o své aktuální spotřebě může přizpůsobit své návyky a snížit její spotřebu. Distributoři naopak mohou síť na základě bližších informací lépe dimenzovat, opravovat a celkově se o ni starat. Aby však byl tento pokrok možný, je třeba vyřešit komunikační infrastrukturu, která je stále klíčová. Pilotní projekty, jakými byl například projekt PREdistribuce, a.s., jejich analýza i realizace, jsou tedy důležité také pro rozhodnutí o technologiích, které budou v budoucnu použity.

V rámci práce se potvrdilo, že je potenciál v analýze dat Smart Meteringu. Díky ní bylo možné zmapovat chování odběratelů v časových úsecích zimního a letního období. Dále bylo ověřeno, že lze data využít pro stanovení velikosti ztrát v síti. Výsledné činné ztráty za měřená období tvořily 2,12 % a 3,47 % celkové dodané činné energie DTS. Dále byly v práci dynamicky vyhodnocovány koeficienty soudobosti odběrů. Výsledky potvrdily, že hodnoty dané normami mají své opodstatnění, jejich hodnota je patřičná a jen ve výjimečných případech reálné koeficienty tuto hranici překročí. Poslední část analýzy se týkala ověření přesnosti měření napětí Smart

Metery. Graficky bylo potvrzeno, že Smart Metery jsou schopny zaznamenat změnu napětí na trafostanici 110/22 kV přepnutím odbočky automatickou regulací. Pro detailnější analýzu je třeba mít k dispozici data měřená v kratších časových intervalech.

V průběhu zpracování práce se Excel ukázal jako nevhodný nástroj na provádění výpočetních operací z důvodu obrovského množství dat. V budoucnu by bylo rozumné podobná data zpracovávat v rámci databázových systémů, případně v programech typu Wolfram Mathematica, které dokáží provádět velké množství výpočtů.

Seznam obrázků

Obrázek 1 Elektrolytický elektroměr (2)	15
Obrázek 2 Indukční elektroměr (2)	15
Obrázek 3 Elektroměry řady AMx65 (5).....	17
Obrázek 4 Komunikační rozhraní elektroměru (5).....	19
Obrázek 5 Elektroměr řady E650 (7)	19
Obrázek 6 Frekvenční pásma (11).....	21
Obrázek 7 Komunikační vrstvy PRIME (12)	23
Obrázek 8 Obecné uspořádání moderního systému HDO (11)	24
Obrázek 9 Vývoj bezdrátové technologie (14).....	26
Obrázek 10 Stav zavádění AMM v zemích EU (22)	42
Obrázek 11 Schéma oblasti TS5505 (25).....	49
Obrázek 12 Denní diagram odběru činné energie vchodu č. 5 – 1.1.2017 – svátek .	50
Obrázek 13 Denní diagram odběru činné energie vchodu č. 5 - 8.5.2017 – svátek ..	50
Obrázek 14 Denní diagram odběru činné energie vchodu č. 5 - 9.1.2017 - všední den	51
Obrázek 15 Denní diagram odběru činné energie vchodu č. 5 - 15.5.2017 - všední den.....	51
Obrázek 16 Procentuálně vyjádřené činné ztráty - zima	54
Obrázek 17 Procentuálně vyjádřené činné ztráty - léto	55
Obrázek 18 Procentuální vyjádření dodaného činného výkonu - zima	55
Obrázek 19 Procentuální vyjádření dodaného činného výkonu – léto.....	55
Obrázek 20 Blokové schéma regulace U a Q v ES (33).....	61
Obrázek 21 Změna sdruženého napětí na výstupu transformátoru 110/22 kV oblasti z rozvodny Chodov	63
Obrázek 22 Reakce změny napětí koncentrátoru na TS2733 - 6:00-8:00	64
Obrázek 23 Reakce změny napětí koncentrátoru na TS2733 - 20:00-22:00	64
Obrázek 24 Reakce změny napětí elektroměru ELM0011912681 na TS2733 - 6:00- 8:00.....	65
Obrázek 25 Reakce změny napětí elektroměru ELM0011912681 na TS2733 - 20:00- 22:00.....	65

Seznam tabulek

Tabulka 1 Základní seznam nákladů ke zvážení pro zavádění inteligentních měřících systémů v případě elektřiny (1)	34
Tabulka 2 Investiční výdaje na zavedení AMM (14).....	35
Tabulka 3 Koeficienty nesoudobosti vypočítané dle ČSN 33 2130 (28).....	58
Tabulka 4 Počet překročení koeficientu soudobosti = 0,3 v časovém období dle jednotlivých vchodů	60

Seznam příloh

Příloha 1 Koeficienty soudobosti - vchod 5 - zimní období	78
Příloha 2 Koeficienty soudobosti - vchod 7 - zimní období	79
Příloha 3 Koeficienty soudobosti - vchod 9 - zimní období	80
Příloha 4 Koeficienty soudobosti - vchod 11 - zimní období	81
Příloha 5 Koeficienty soudobosti - vchod 5 - letní období.....	82
Příloha 6 Koeficienty soudobosti - vchod 7 - letní období.....	83
Příloha 7 Koeficienty soudobosti - vchod 9 - letní období.....	84
Příloha 8 Koeficienty soudobosti - vchod 11 - letní období.....	85

Seznam nejpoužívanějších zkratek

AMI – Advanced Metering Infrastructure

AMM – Automatic Meter Management

AMR – Automatic Meter Reading

BPL – Broadband Power Line

CIREN – Congres Internationl des Reseaux Electrique de Distribution

DS – distribuční soustava

DTS – distribuční trafostanice

EMC – elektromagnetická kompatibilita

EU – Evropská Unie

GPRS – General Packet Radio Service

GSM – Global System for Mobile Communication

HDO – hromadné dálkové ovládání

MOO – maloobchěr obyvatelstva

MOP – maloobchěr podnikatelů

MPO – Ministerstvo průmyslu a obchodu

NAP SG – národní akční plán Smart Grids

NN, popř. nn – nízké napětí

OM – odběrné místo

PDS – provozovatel distribuční soustavy

PLC – Power Line Communication

PRIME – Powerline Intelligent Metering Evolution

RIS – rozpojovací instalační skříň

TOU – time of use – tarifní spínací tabulka

VN, popř. vn – vysoké napětí

Použitá literatura

1. *Úřední věstník Evropské unie*. **Oettinger, Günther - Evropská komise**. Brusel : EU, 2012. Doporučení komise o přípravách na zavedení inteligentních měřicích systémů. str. 14.
2. **Pražská energetika, a.s.** *Elektroměry - Historie a současnost*. Praha, Praha, ČR : autor neznámý, listopad 2009.
3. **Juřica, Lukáš**. Elektrické točivé stroje. *Bakalářská práce*. místo neznámé : Univerzita Tomáše Bati ve Zlíně, Fakulta aplikované informatiky, 2008.
4. **ZPA Smart Energy, a.s.** Produkty a řešení - Smart Meters - AM 165. ZPA. [Online] ZPA Smart Energy. [Citace: 19. 10 2018.] <https://www.zpa.cz/produkty-a-reseni/smart-meters:c4/am165:p60.htm#info>.
5. —. Jednofázové a třífázové chytré elektronické elektroměry. ZPA Smart Energy. [Online] Březen 2017. [Citace: 19. Říjen 2018.] <https://www.zpa.cz/files/files/AMx65-TS.0002.06.CZ-03-2017-web.pdf>.
6. **Landis+Gyr**. O společnosti Landis+Gyr. *Landis+Gyr*. [Online] Landis+Gyr, 2019. [Citace: 1. Leden 2019.] <https://www.landisgyr.cz/o-spolecnosti-landisgyr/>.
7. **AG, Landis+Gyr Investments**. LandisGyr. *LandisGyr E650 řada 3*. [Online] 15. 3 2011. [Citace: 31. 10 2018.] https://www.landisgyr.cz/webfoo/wp-content/uploads/2013/03/E650_ZxD310AT_Technicka-data-CZ.pdf.
8. **Landis+Gyr**. Landis+Gyr E650 ochodní brožura CZ. *Web Landis+Gyr*. [Online] Říjen 2010. [Citace: 21. Prosinec 2018.] https://www.landisgyr.cz/webfoo/wp-content/uploads/2013/03/D000038979_E650_a_cz.pdf.
9. **Ozegovic, Vanja a Mojžíš, Miloš**. *Smart metering je oboustrannou komunikací*. [Článek] místo neznámé : Unicorn Systems, a.s., 2012.
10. **Kapoun, Vladislav**. Smart Grids - chytré sítě v energetice. *Bakalářská práce*. Brno : Vysoké učení technické v Brně, 2013. ID: 134329.

11. **Svoboda, Jaroslav.** *Využívání silnoproudých vedení a sítí pro přenos zpráv.* Praha : České vysoké učení technické v Praze, 2012. ISBN: 978-80-01-05168-9.
12. **Skrášek, Tomáš Bc.** ÚZKOPÁSMOVÁ PLC KOMUNIKACE SE STANDARDY G3-PLC, PRIME. *Vysoké učení technické v Brně.* [Online] [Citace: 5. 12 2018.] https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=100768.
13. **Zandl, Patrick.** *Mesh sítě - P2P architektura v bezdrátových sítích.* 2003.
14. **Bezpalec, Pavel.** LTE (Long Term Evolution). *Techpedia.* [Online] 2017. [Citace: 29. 10 2018.] <http://techpedia.fel.cvut.cz/single/?objectId=89>. ISBN: 978-80-01-06291-3.
15. **Bečvář, Zdeněk, Mach, Pavel a Pravda, Ivan.** Mobilní sítě. *Techpedia.* [Online] [Citace: 29. 10 2018.] <http://techpedia.fel.cvut.cz/single/?objectId=4>. ISBN: 978-80-01-05305-8.
16. **Schaller, Lukáš.** Mobilní sítě 5. generace. *Bakalářská práce.* Brno : Vysoké učení technické v Brně - Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2016.
17. **CKCIRED.** Co je CIRED. *CIRED Český komitét.* [Online] CKCIRED. [Citace: 18. Listopad 2018.] <https://www.ckcired.cz/organizace.html>.
18. **CIRED.** History. *CIRED.* [Online] CIRED, 2018. [Citace: 19. Listopad 2018.] <http://www.cired.net/about-us/history>.
19. **Ministerstvo průmyslu a obchodu.** Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG). *Ministerstvo průmyslu a obchodu.* [Online] Prosinec 2017. <https://www.mpo.cz/cz/energetika/elektroenergetika/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site-nap-sg--221568/>.
20. —. Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřicích systémů v elektroenergetice ČR. *Ministerstvo průmyslu a obchodu.* [Online] 4. 9 2012. <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2016/11/Ekonomicke-posouzeni-AMM-elektro.pdf>.
21. *Výstupy z workshopu MPO "Chytré měření a jeho funkce pro zákazníka".* **Ministerstvo průmyslu a obchodu.** Praha : MPO, 2017.

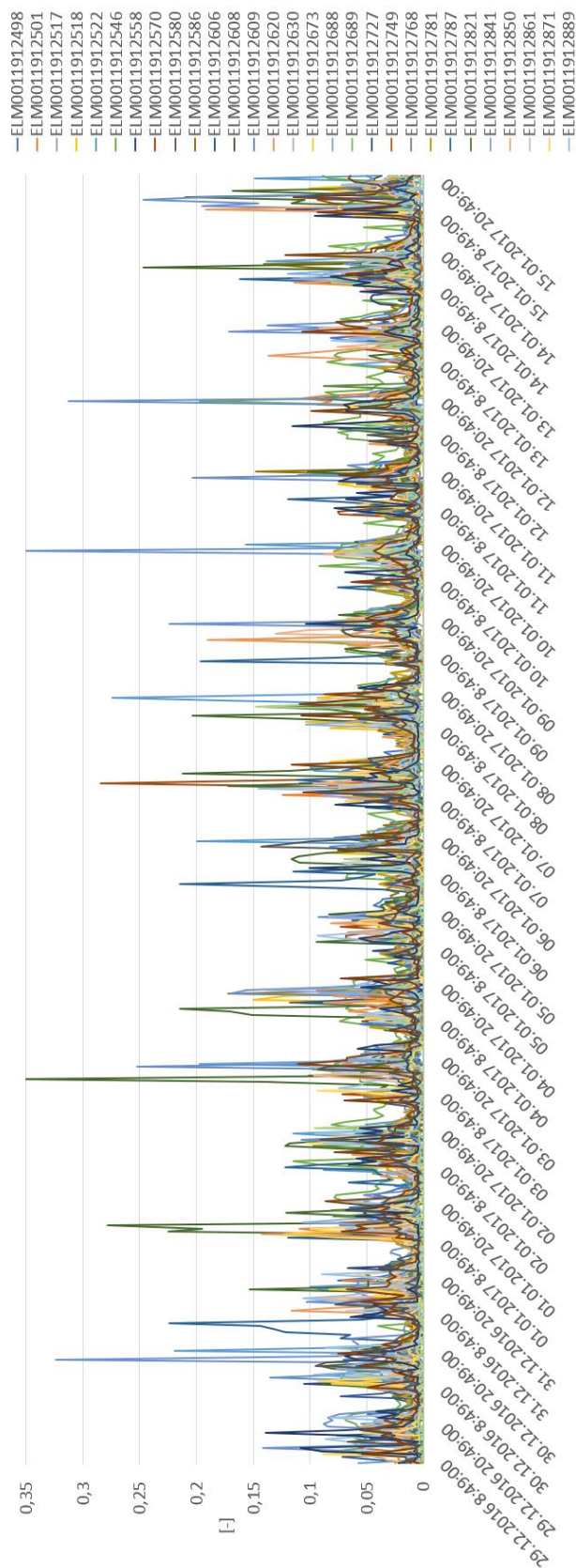
22. **Evropská komise.** Smart Metering deployment in the European Union. *Smart Electricity Systems and Interoperability - Joint Research Centre.* [Online] European Commission, 11. Prosinec 2018. [Citace: 03. Leden 2019.] <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>.
23. **POTENCIÁL PLC KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ V MĚSTSKÉ ZÁSTAVBĚ. Vycpálek, Martin.** Tábor : PREdistribuce, a.s., 2016.
24. **Sváda, Vladimír.** ZÁSADY NAVRHOVÁNÍ SÍTÍ NN. *Podniková norma PREdi.* Praha : PRE, 2006.
25. **PREdistribuce, a.s.** Informační systém . Praha : autor neznámý, 2018.
26. **Csóka, Jan, Hrubeš, Václav a Portužák, Roman.** *Metodika rozboru ztrát el. energie na úrovni rozvodné společnosti.* Ostrava : Severomoravská energetika, 1999.
27. **Orságová, Jaroslava.** DocPlayer. *Rozvodná zařízení.* [Online] [Citace: 13. Prosinec 2018.] <https://docplayer.cz/16989703-Rozvodna-zarizeni-autor-textu-ing-jaroslava-orsagova.html>.
28. **2130, Česká technická norma ČSN 33.** *Elektrické instalace nízkého napětí - Vnitřní elektrické rozvody, ed. 2.* místo neznámé : Český normalizační institut,, 2009.
29. **Máslo, Karel a Kolektiv autorů.** *Řízení a stabilita elektrizační soustavy.* místo neznámé : Československá odborná sekce IEEE PES.
30. **Doc. Ing. Vladimír Hassz, CSc. a Doc. Ing. Miloš Sedláček, CSc.** *Elektrická měření - Přístroje a metody.* Praha : Vydavatelství ČVUT, 1998.
31. **Group, ADD.** 50.pdf. *ADD Group.* [Online] 2016. [Citace: 14. 2 2018.] <http://addgrup.com/files/products/files//50.pdf>.
32. **Huurdeman, Anton A.** *The Worldwide history of telecommunications.* New Jersey : John Wiley & Sons, Inc., 2003. ISBN 0-471-20505-2.
33. **Doležal, Jaroslav.** *Regulace napětí.* [Prezentace] Praha : Katedra elektroenergetiky ČVUT Praha, 2018.

34. **Mlčák, Tomáš.** DocPlayer. *ELEKTRICKÝ SILNOPROUDÝ ROZVOD V PRŮMYSLOVÝCH PROVOZOVNÁCH.* [Online] 2009. [Citace: 12. Prosinec 2018.] <https://docplayer.cz/38721717-Elektricky-silnoprudy-rozvod-v-prumyslovych-provozovnach.html>.

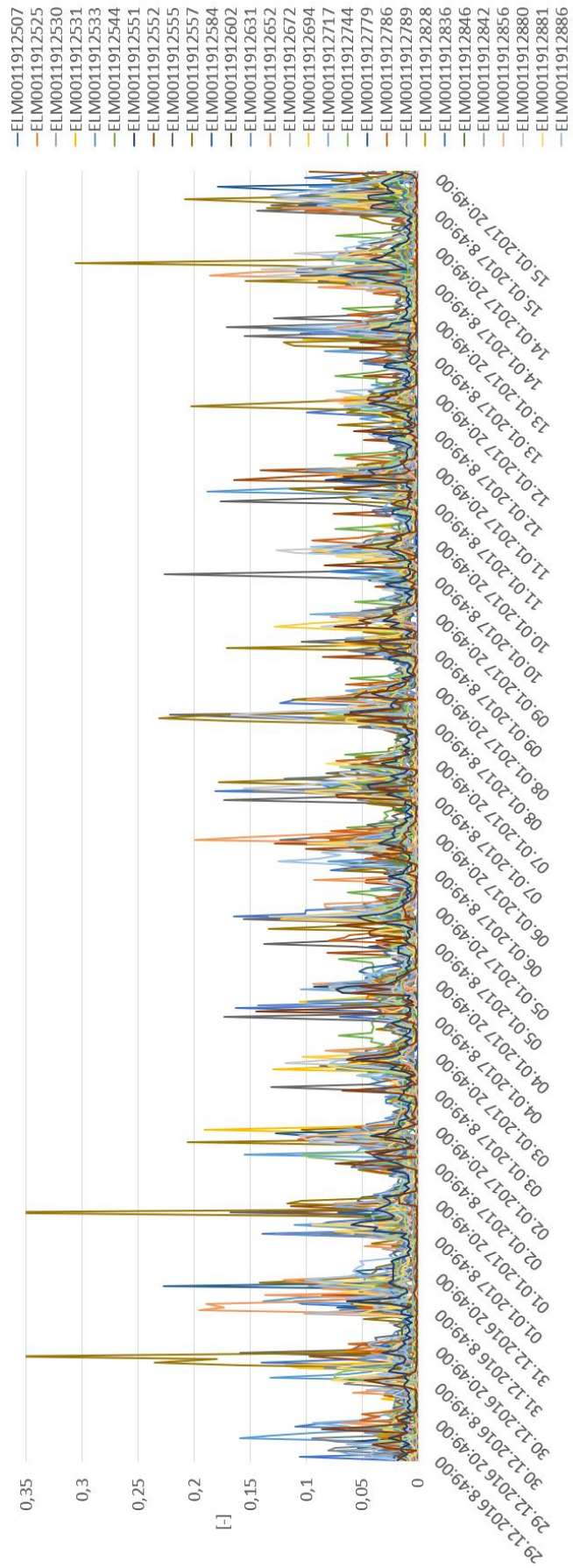
35. **Kasera, Sumit a Narang, Nishit.** *3G Networks - Architecture, Protocols and Procedures.* místo neznámé : Tata McGraw-Hill Publishing Company Limited, 2008. ISBN-13: 978-0-07-052799-7.

Přílohy

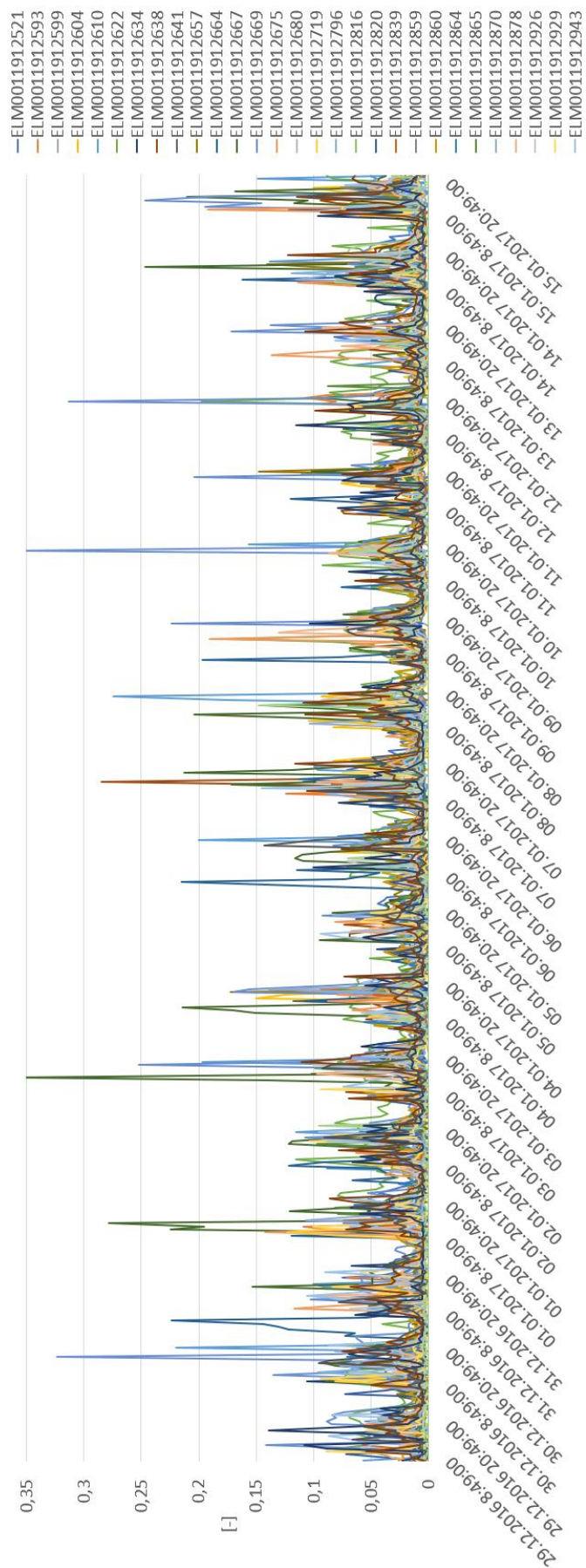
Příloha 1 Koeficienty soudobosti - vchod 5 - zimní období

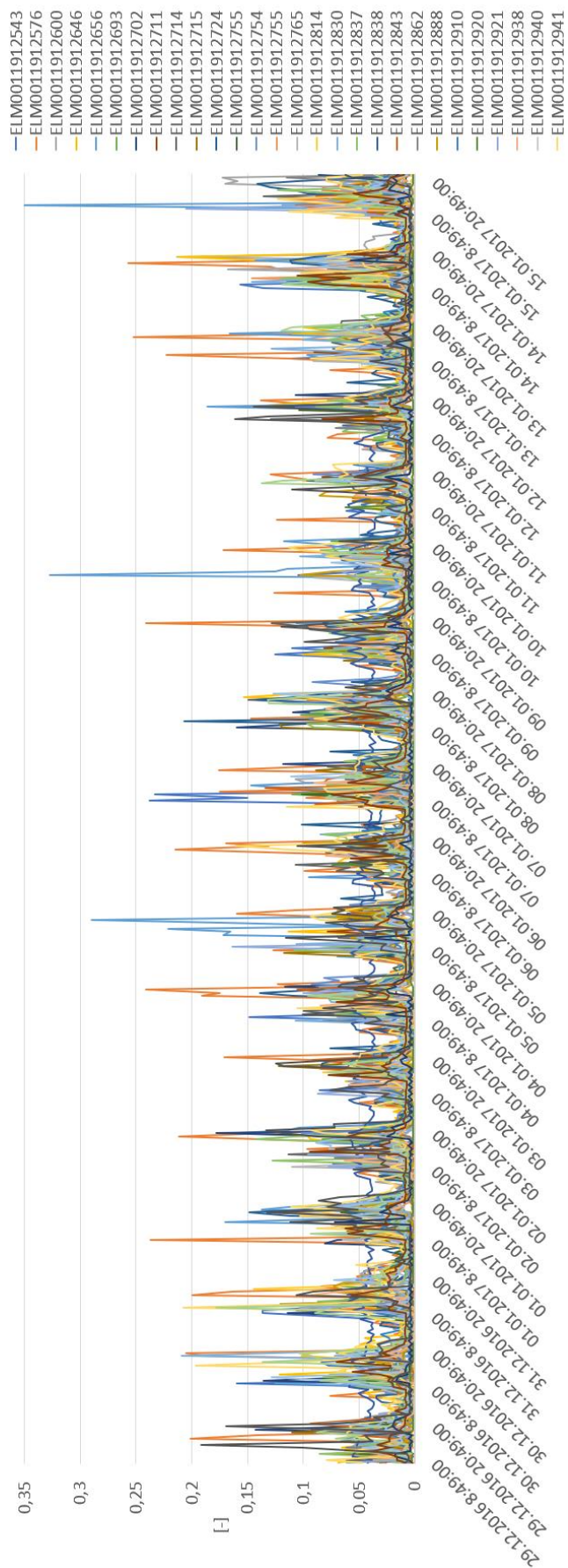


Příloha 2 Koeficienty soudobosti - vchod 7 - zimní období

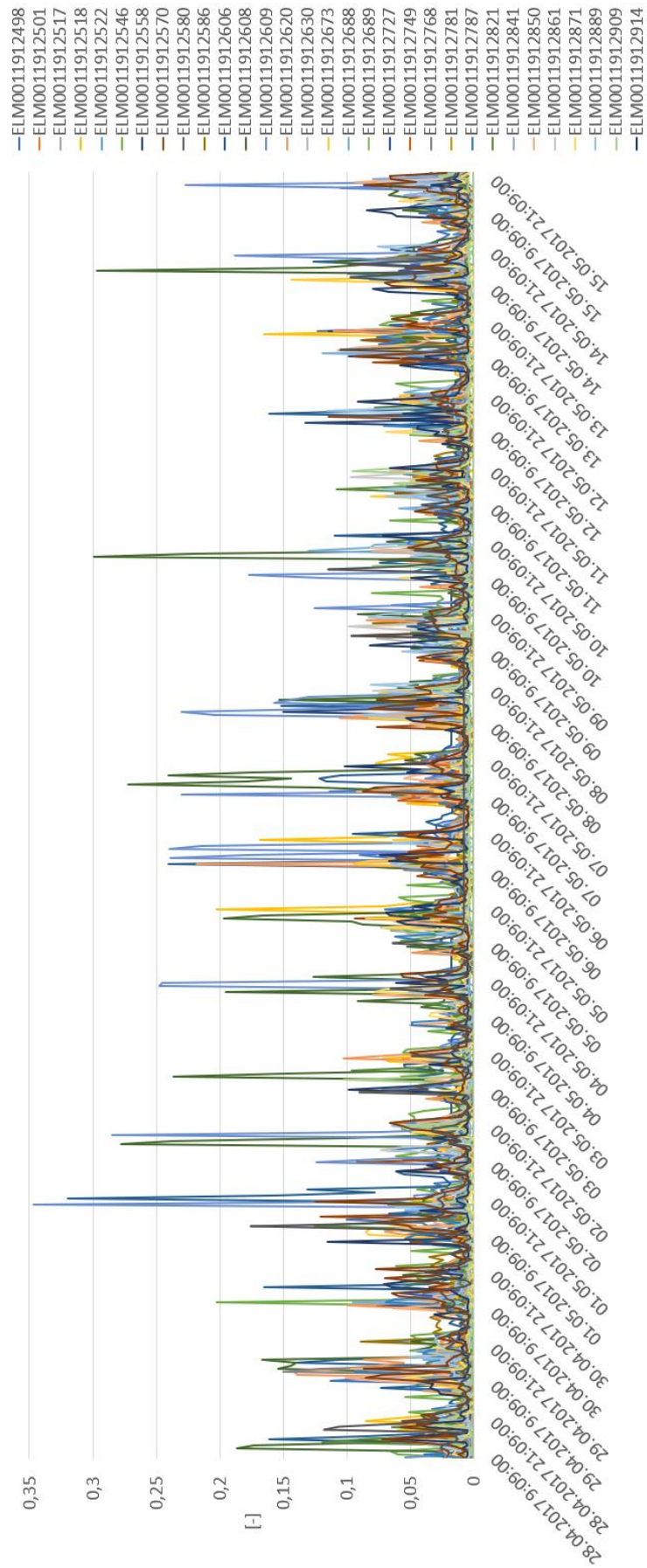


Příloha 3 Koeficienty soudobosti - vchod 9 - zimní období

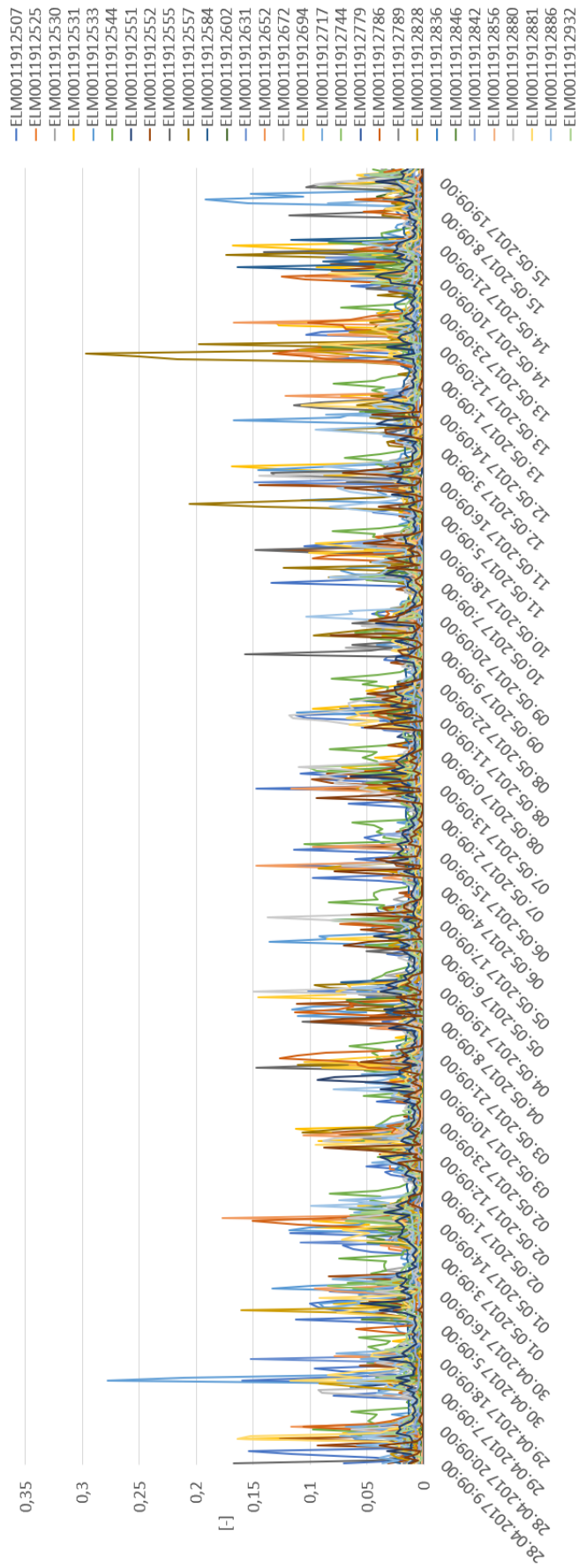




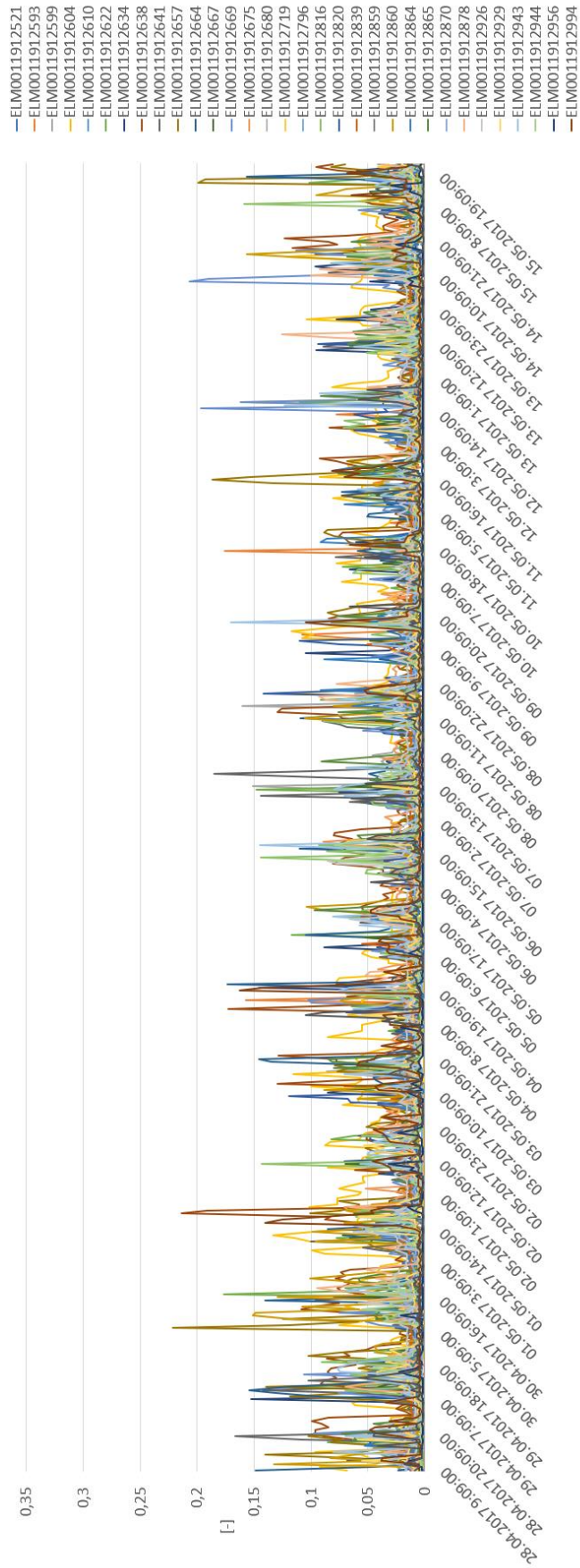
Příloha 5 Koeficienty soudobosti - vchod 5 - letní období



Příloha 6 Koeficienty soudobosti - vchod 7 - letní období



Příloha 7 Koeficienty soudobosti - vchod 9 - letní období



Příloha 8 Koeficienty soudobosti - vchod 11 - letní období

