

Univerzita Hradec Králové
Fakulta informatiky a managementu
Katedra informačních technologií

Dopady dálkových měření elektrické energie
(BIA analýza)
Bakalářská práce

Autor: Radomír, Werner
Studijní obor: Informační management

Vedoucí práce: Mgr Josef Horálek

Prohlášení:

Prohlašuji, že jsem bakalářskou práci zpracoval samostatně a s použitím uvedené literatury.

V Hradci Králové dne 15.8.2020

Radomír Werner

Poděkování:

Děkuji vedoucímu bakalářské práce Mgr. Josefu Horálkovi za metodické vedení a cenné rady při tvorbě struktury celé bakalářské práce. Dále bych chtěl poděkovat společnosti ČEZ Distribuce a.s., která mi umožnila použít informace o činnosti jejích systémů a zařízení.

Anotace

Předmětem bakalářské práce je popis, jak funguje měření elektrické energie, od vysvětlení konstrukce a funkce elektroměrů až po technologie využívané pro dálkový odečet dat z měření elektrické energie. Dále je v práci popsána struktura trhu s elektřinou, jeho vznik, popis funkce účastníků trhu s elektřinou a legislativní požadavky na odesílání dat z měření za účelem zúčtování odchylek. Součástí bakalářské práce je BIA analýza, která vyhodnocuje rizika a dopady na společnost ČEZ Distribuce a.s. spojené s odesíláním dat na OTE. Pokud dojde k výpadku komunikace s měřicím zařízením, a je nutné zaslat data, jsou v práci popsány další možnosti řešení vzniklé situace. V závěru jsou určena možná opatření proti výpadku komunikace nebo způsoby zabezpečení funkčnosti systému, aby nemohlo dojít k vysokým finančním škodám nebo k následkům, které by mohly způsobit zastavení činnosti firmy.

Title: Impacts of remote metering of electricity

Annotation

The subject of the bachelor's thesis is a description of how electricity metering works, from explaining the design and function of electricity meters to the technology used for remote reading of data from electricity metering. Furthermore, the work describes the structure of the electricity market, its origin, a description of the function of electricity market participants and legislative requirements for sending data from metering in order to settle deviations. Part of the bachelor's thesis is a BIA analysis, which evaluates the risks and impacts on ČEZ Distribuce a.s. associated with sending data to OTE. If there is a failure of communication with the measuring device, and it is necessary to send data, the work describes other options for solving the situation. Finally, possible measures against communication failure or ways to ensure the functionality of the system are identified in order to prevent high financial damage or consequences that could cause the company to close down.

Obsah

1	Úvod.....	1
2	Cíl práce.....	2
3	Literární rešerše	3
4	Způsob měření elektrické energie	8
4.1	Indukční elektroměry	8
4.2	Statické elektroměry	11
4.3	Měření a zápis dat u statických elektroměrů	13
5	Technologie využívané pro dálkový odečet.....	18
5.1	Bezdrátová komunikace	18
5.2	Komunikace pomocí PLC/BPL	19
5.3	Parametrizace elektroměru	20
6	Trh s elektřinou a legislativní požadavky na předání dat	25
6.1	Struktura sítě v praxi a jednotlivé typy měření.....	25
6.2	Struktura trhu s elektřinou	27
6.3	PPDS	31
6.4	OTE.....	37
7	Výpočet odchylky u dat a princip validace a agregace.....	40
7.1	Validace a odesílání denních dat	40
7.2	Odesílání fakturačních dat.....	42
7.3	Legislativní požadavky na odesílání dat z měření.....	46
7.3.1	Požadavky na denní a měsíční odesílání skutečných hodnot.....	46
7.3.2	Požadavky na odesílání fakturačních hodnot (DUF)	48
7.4	Princip agregace	49

8	Dopadová analýza BIA výpadku komunikace s OTE	52
8.1	BIA/CIA bezpečnostní klasifikace	52
8.1.1	Bezpečnostní hlediska pro CIA.....	52
8.1.2	Vstupní metrika pro vyhodnocení BIA.....	54
8.1.3	Vodítka pro BIA	55
8.1.4	Stanovení MTPD, MIDP, MTDL.....	58
8.2	BIA/CIA u ČEZd	59
8.2.1	Struktura systému ČEZd	59
8.2.2	BIA aplikovaná na systémy ČEZd	64
8.2.3	CIA analýza naměřených dat ČEZd	76
9	Shrnutí výsledků a doporučení.....	79
9.1	Výsledky BIA Analýzy a doporučení	79
9.2	Výsledky CIA analýzy	81
10	Závěr	82
11	Použité zkratky	84
12	Seznam použité literatury	86

Seznam obrázků

Obr. 1	Indukční elektroměr Křížík Prešov	10
Obr. 2	Popis zobrazovaných hodnot LCD statického elektroměru.....	12
Obr. 3	Statický elektroměr ZE314 výrobce ZPA	13
Obr. 4	Blokové schéma zdroje a jeho hlavní části	14
Obr. 5	Hallův jev princip	15
Obr. 6	Rogowského cívka princip.....	16
Obr. 7	Schéma statického elektroměru	17
Obr. 8	komunikace elektroměrů bod vs. bod.....	19

Obr. 9 komunikace elektroměrů pomocí data koncentrátoru.....	20
Obr. 10 Nastavení TOU tabulky.....	23
Obr. 11 Parametrizace elektroměru.....	24
Obr. 12 Distribuční a přenosová soustava	26
Obr. 13 Schéma trhu s elektřinou Zdroj: vlastní zpracování	30
Obr. 14 Přehled typů měření.....	41
Obr. 15 Příjem dat Denní odesílání Zdroj: [3].....	47
Obr. 16 Schéma propojení systémů ČEZd	63

Seznam tabulek

Tabulka 1 Seznam OBIS kódů u statického elektroměru	20
Tabulka 2 statusy jednotlivých hodnot.....	41
Tabulka 3 – DUF VO – Blok OPM.....	42
Tabulka 4 – DUF VO – Blok MP	43
Tabulka 5 položky DUF MO Blok OPM.....	43
Tabulka 6 DUF MO Blok elektroměr.....	44
Tabulka 7 Kritéria dostupnost.....	53
Tabulka 8 Kritéria důvěrnost.....	53
Tabulka 9 Kritéria integrita	54
Tabulka 10 Metrika vyhodnocení BIA	54
Tabulka 11 Vodítka do BIA	57
Tabulka 12 MTPD kritéria.....	58
Tabulka 13 MIPD kritéria	58
Tabulka 14 MTDL kritéria	59
Tabulka 15 Vyhodnocení rizik uživatelem	64
Tabulka 16 Hodnocení rizik odečtový systém.....	68
Tabulka 17 Hodnocení rizik účetní systém	71
Tabulka 18 Hodnocení rizik aplikace odesílající zprávy na OTE	73
Tabulka 19 Hodnocení aplikace na poskytování dat zákazníkům.....	74
Tabulka 20 Hodnocení BTS operátora	76
Tabulka 21 Vyhodnocení informačních aktiv	76

1 Úvod

Dnešní společnost je již závislá na dodávce elektrické energie a kvalitě služeb spojených s uspokojením požadavků zákazníku. Málokdo však ví, jakým způsobem funguje měření a obchodování s touto komoditou, a hlavně jakým způsobem je řízena nabídka a poptávka po této komoditě. Před rokem 1998 byla dodávka elektrické energie a veškeré služby s ní spojené řešeny jediným subjektem, jehož vlastníkem byl stát. Po roce 1998 se však úlohy obchodně-distribučních energetických společností oddělovaly a začaly je přebírat nově vzniklé společnosti. První část společnosti, která se osamostatnila byla ČEPS a.s. se sídlem v Praze, která má za úkol provozování přenosové soustavy v ČR a zajišťuje rovnováhu mezi spotřebou a výrobou. Po založení OTE a.s. se začínaly v ČR pomalu otevírat dveře volnému trhu s elektřinou a zemním plynem, který se vyvíjel do podoby, jak trh vnímáme dnes. Na trhu s elektřinou operuje spousta subjektů včetně třech distribučních společností ČEZ Distribuce a.s., PRE Distribuce a.s., EON Distribuce a.s.

Díky rozvoji moderních technologií u statických elektroměrů a možnostem přenosu dat na dálku mohly distribuční společnosti začít poskytovat spousty nových služeb a zpřesnit údaje z měření. Dále zde došlo ke značné úspoře na straně lidských zdrojů, dříve totiž zajišťovalo odečet elektroměrů velké množství lidí v terénu. Dnes se pomalu a jistě začíná zavádět dálkový odečet elektroměrů u spousty zákazníků, to však má své výhody i nevýhody. Proto je nutné zmapovat možné dopady spojené s nefunkčními systémy, které obstarávají odečet naměřených dat z elektroměrů na dálku a jejich zpracování, na distribuční společnost, která v převážné většině tuto službu zajišťuje.

2 Cíl práce

Smyslem práce jako takové je popsání problematiky dálkového odečtu elektroměrů z jiného úhlu pohledu, než řeší jiné práce zaměřené na toto téma. Dále zhodnocení dopadu nedostupnosti informačních aktiv, které se používají při dálkovém odečtu z elektroměru, od jejich vzniku, zpracování až po následné odeslání těchto dat již v jiné podobě ostatní subjektům působícím na trhu. Jako cíl práce je dojít k reálnému zhodnocení rizik a poukázat na nedostatky, které by se v rámci distribuční společnosti neměly podceňovat.

3 Literární rešerše

V tomto bodě je shrnuto kde a jakým způsobem jsou popsány informace z odborných publikací a vysokoškolských prací k danému tématu.

Analýza využitelnosti technických prostředků pro vzdálené odečty elektroměrů

Práce je zaměřena na dálkovou komunikaci elektroměrů a hodnotí její využitelnost. V úvodu se věnuje historii měření elektrické energie a jsou zde popsány části moderních elektroměrů s dálkovou komunikací a jejich funkce. Autor práce zde shrnuje informace o jednotlivých druzích dálkové komunikace elektroměrů, dále zde jsou uvedeny detailní data z měření spolehlivosti přenosu informací z jednotlivých elektroměrů od různých výrobců. Z této práce by bylo možno čerpat informace od jednotlivých výrobců elektroměrů, jako například technické specifikace jednotlivých elektroměrů a dále o jejich funkčnosti a spolehlivosti komunikace.

Zdroj: Analýza využitelnosti technických prostředků pro vzdálené odečty elektroměrů. Univerzita Hradec Králové, 2015. Diplomová práce. Univerzita Hradec Králové. Vedoucí práce Horálek Josef, Mgr. Ph.D.

Metodika řízení datových toků a hodnocení dat AMM ve Smart Grid sítích

Tato práce je zaměřena převážně na AMM Smart Grid sítě a jejich využití v praxi u AMM projektů. Popisuje se zde, jak by měla vypadat chytrá síť a jakou strukturu dat by v ní bylo dobré využít. Dále se zde porovnávají jednotlivá řešení od různých výrobců. Tato práce je hodně teoretická a je zaměřená více na řešení chytrých sítí. Jsou zde uvedeny zajímavé informace o možnostech jednotlivých řešení sítí, které jsou dnes k dostání na trhu. Z práce je možné získat informace o různých řešeních od výrobců měřicích zařízení pro AMM.

Zdroj: Metodika řízení datových toků a hodnocení dat AMM ve Smart Grid sítích. Univerzita Hradec Králové, 2019. Bakalářská. Univerzita Hradec Králové. Vedoucí práce Horálek Josef, Mgr. Ph.D.

Technologické platformy pro AMM v ČR

Tato práce je zaměřená převážně na jednu platformu měření, což jest AMM, lze se zde dočíst informace o současných trendech v této oblasti, dále je zde popsána energetická koncepce do roku 2040 a její hlavní pilíře a následně cíle včetně cílového tzv. energetického mixu. Jsou zde také nastíněné scénáře, kam se bude energetika v ČR ubírat. Ještě je zde popsáno složení trhu s elektřinou a jeho části. V další části je popsáno, jakou úlohu v energetické koncepci hraje AMM, detailně se zde popisují platformy a technologie komunikace, které se dnes u AMM používají a celkově, co vlastně měření AMM je. Dále je zde kompletní analýza různých projektů v ČR a zahraničí, následně vyhodnocení různých kritérií jako například spolehlivost, cena atd. Na závěr je zde zhodnocení všech kritérií a doporučení. Z této práce lze čerpat převážně informace o jednotlivých technologiích použitých pro měření AMM, které jsou zde popsány do hloubky, jinak v ostatních popsáných oblastech je autor již méně detailní.

Zdroj: Technologické platformy pro AMM v ČR. Univerzita Hradec Králové, 2014. Diplomová práce. Univerzita Hradec Králové. Vedoucí práce Horálek Josef, Mgr. Ph.D.

Vzdálená správa a zpracování dat z IED

Jedná se o analýzu současného stavu tzv. IED - Intelligent electronic device, jde především o zařízení pro komunikaci rozveden řídících jejich funkci a zaslání dat a informací o jejich stavu. Je zde popsána problematika pomalé obměny za nové technologie, protože životnost technologií pro komunikaci je na těchto zařízeních 15let. Dále si klade za cíl popsat současný stav a uvádí zde návrh na následně, pravidla využití dat z těchto zařízení v různých odděleních energetické firmy. Pro

tuto práci lze odtud využít informace, jakým způsobem funguje správa dat v energetice a dále jsou zde údaje o druhu komunikace mezi jednotlivými prvky IED zařízení.

Zdroj: Vzdálená správa a zpracování dat z IED. Univerzita Hradec Králové, 2012. Bakalářská práce. Univerzita Hradec Králové. Vedoucí práce Horálek Josef, Mgr. Ph.D.

Analýzy bezpečnostních rizik smartgrid sítí

Práce se zabývá konceptem energetických sítí Smart Grid, což jsou chytré sítě. Dnes jsou tyto sítě označeny jako kritická infrastruktura a jsou zde popsány rizika jejich používání a informace, jak tyto sítě zabezpečit. Jako příklad je zde uveden projekt, který je největší v ČR s názvem Smart region Vrchlabí, kde se tyto systémy testují. Je provedena komparativní analýza dopadu útoků na datové a Smart Grid sítě. Pro testování různých útoků na síť bylo využito laboratorních testů (např. DoS útok). V závěru práce se uvádí možnosti zabezpečení proti obdobným útokům. Z této práce lze čerpat informace o hrozbách při vzdálené komunikaci s měřicími zařízeními a možnosti jejich zabezpečení.

Zdroj: Analýzy bezpečnostních rizik smartgrid sítí. Hradec Králové, 2016. Diplomová práce. UHK, Fakulta informatiky a managementu. Vedoucí práce Josef Horálek.

Systém inteligentního dálkového měření a řízení

V této akademické práci je popsáno dálkové odečítání elektroměrů v rámci chytrých sítí smartgrid a smartmetering. Popisuje se zde hlavně vztah distribuční sítě a energie obnovitelných zdrojů a problematika jejich integrace. Dále způsob vyrovnávání spotřeby a výroby v distribučních sítích po stránce technické. Je zde popsáno také, co je to smartgrid a smartmetering ve zkratce tzv. chytrá síť a chytré měřicí přístroje. Dále se je zmínka o AMR, které se dnes využívá převážně k dálkovým odečtům a AMM, které ho má v budoucnu nahradit. Na závěr je zde porovnání stavu projektů na měření AMM technologií v jednotlivých státech.

Zdroj: SYSTÉM INTELIGENTNÍHO DÁLKOVÉHO MĚŘENÍ A ŘÍZENÍ. Ostrava, 2015. Bakalářská práce. VYSOKÁ ŠKOLA BÁŇSKÁ –TECHNICKÁ UNIVERZITA OSTRAVA. Vedoucí práce Ing. Pavel Staša, Ph.D.

Liberalizace vybraných trhů s elektřinou a komparace jejich vývoje

Disertační práce popisuje liberalizaci trhu s elektřinou ve vybraných státech včetně ČR. Nejprve popisuje historii energetiky a vývoj a vznik OTE (operátora trhu s elektřinou) a počátky principu obchodování se silovou elektřinou. Jsou zde popsány detailněji důvody tohoto kroku a vývoj v jednotlivých státech. Podrobně se lze zde dočíst ohledně jednotlivých druhů účastníků trhu. Je zde popsáno obchodování s elektřinou a jakým způsobem zde figuruje OTE. Následuje pak detailní analýza trhů v jednotlivých státech.

Zdroj: LIBERALIZACE VYBRANÝCH TRHŮ S ELEKTŘINOU A KOMPARACE JEJICH VÝVOJE. Praha, 2014. Disertační práce. České vysoké učení technické v Praze. Vedoucí práce Doc. Ing. Jaromír VASTL, CSc.

Analýza a predikce ceny systémové odchylky v diagramu zatížení

Tato bakalářská práce popisuje podrobně výpočet a zúčtování odchylky na OTE (operátorovi trhu s elektřinou). Je zde popsáno i chování různých účastníků trhu. Popisuje se zde funkce ČEPS (české přenosové soustavy). Jsou zde popsány jednotlivé druhy odchylek a jejich výpočet. V praktické části je proveden výpočet z reálných dat a pokus o předpověď systémové odchylky. Z výsledků je následně zřejmé, jaká odchylka převažuje a v jakém období.

Zdroj: ANALÝZA A PREDIKCE CENY SYSTÉMOVÉ ODCHYLKY V DIAGRAMU ZATÍŽENÍ. Praha, 2014. Bakalářská práce. České vysoké učení technické v Praze. Vedoucí práce Ing. Mirza Karajica.

Měření spotřeby elektrické energie v domácnosti

V této práci je uvedeno, jak by se dalo využít měření elektrické energie k řízení domácnosti a spotřeby. Je zde také návrh zapojení různých modulů a obslužné aplikace, k celému systému. Dále jsou zde návrhy na zlepšení současných systémů měření elektrické energie, které zde slouží k lepšímu rozložení spotřeby v čase.

Zdroj: Měření spotřeby elektrické energie v domácnosti. Brno, 2016. Bakalářská práce. Masarykova univerzita Brno. Vedoucí práce RNDr. Jaroslav Pelikán, Ph.D.

Regulace trhu a vliv na efektivnost sítí

V této práci je vysvětleno, jaká je struktura trhu s elektřinou. Dále vysvětleno rozdělení jednotlivých subjektů. Zmíněna je zde legislativa a pravidla distribuční soustavy. Jinak se tu i popisuje, jak probíhá rozvoj distribuční soustavy a všechny právní úkony s tím spojené. Detailně je zde popsáno vše ohledně distribuce elektřiny a účel distributora. Diplomová práce také shrnuje vše, co se týká ziskovosti distributora a jeho regulačními prvky na trhu.

Zdroj: Regulace trhu a vliv na efektivnost sítí. Praha, 2014. Diplomová práce. České vysoké učení technické Praha. Vedoucí práce Ing. Martin Beneš, Ph.D.

4 Způsob měření elektrické energie

Měření elektrické energie bylo téměř po celé 20. století realizováno pomocí principu točitého magnetického pole, tento princip zkoumal již v roce 1885 Galileo Ferraris a podle něj se také tento princip nazývá, teprve až s větším rozvojem polovodičů a mikroprocesorové techniky ke konci 20. století se postupně začaly využívat tzv. statické elektroměry, které využívají převážně elektronické součástky

4.1 Indukční elektroměry

Jedná se o elektroměry využívající v principu točitého pole, jak již bylo zmíněno v úvodu. Elektroměry na tomto principu se pro měření elektrické energie používají již více jak 100 let, jde totiž o velmi spolehlivé přístroje. Důkazem je i to, že tyto přístroje stále můžeme vidět namontované na odběrných místech u zákazníků. O jejich kvalitách také vypovídá dlouhý interval mezi pravidelnou výměnou kvůli ověření v metrologickém středisku, který je u měřidel vyrobených po roce 1990 stanoven na 16let.

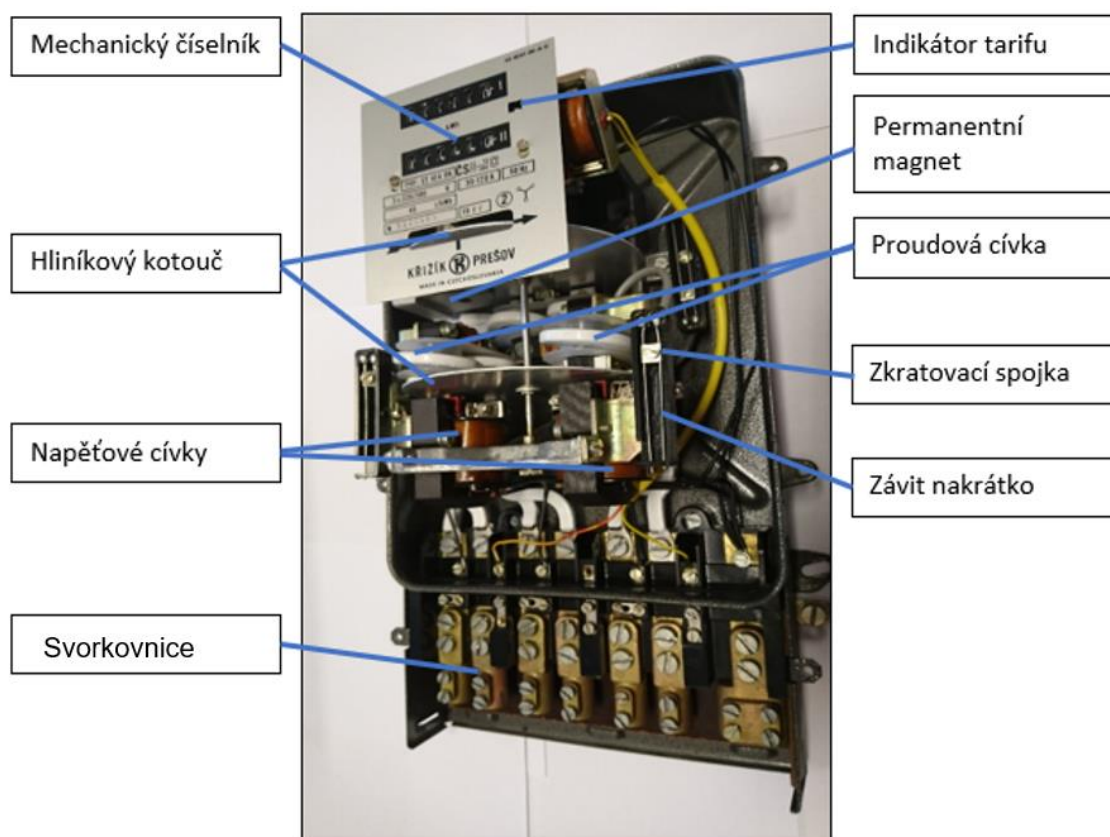
Tento typ elektroměru je z velké části mechanický a nemá tudíž žádnou vnitřní logiku. Na obrázku obr.1 lze vidět příklad indukčního elektroměru značky Křížík Prešov vyrobeného v Československu v roce 1990. Jedná se o dvoutarifní elektroměr typ ET 414 DK. Dále jsou zde také popsány jeho jednotlivé vnější a vnitřní části. Hlavní a důležitou částí na elektroměru je mechanický číselník, na obr.1. lze vidět konkrétně dva šestimístné číselníky. Horní reprezentuje tzv. vysoký tarif a dolní nízký tarif a mezi nimi je uvedena jednotka měřené elektrické energie a dále indikátor tarifu, který je právě sepnut. Pod číselníkem lze vyčíst údaje o elektroměru jako například typ elektroměru, výrobní číslo, název výrobce, rok výroby elektroměru, dále je zde údaj o otáčení kotouče elektroměru, který v tomto případě má hodnotu 45r/kWh (tzn. 45 otáček na 1kWh). Na elektroměru je také uvedeno, kolik má měřicích ústrojí.

Jedno měřicí ústrojí se používá u jednofázových připojení, dvě měřicí ústrojí se používají v soustavách bez středního vodiče například při měření VN, v takovém případě je elektroměr zapojen v Aronově zapojení, kde jednotlivé systémy měří mezi fázemi. Nakonec jsou nejčastěji využívány tři měřicí ústrojí, jako v našem

případě jde o elektroměr pro měření na straně nízkého napětí ve všech třech fázích. Na štítku jsou také číselné hodnoty, jako je počet fází (3), jmenovité napětí na fázi (230 V) a sdružené napětí ve všech třech fázích (380 V), poté jmenovitý proud (30 A), na které je elektroměr určen a maximální proud (120 A), který určuje horní hranici trvalého zatížení elektroměru. Nakonec je zde uvedena frekvence sítě (50 Hz). Pod těmito údaji je již viditelný hliníkový kotouč, který se otáčí v závislosti na odběru elektrické energie, směr otáčení je naznačen šipkou. Pro lepší viditelnost otáčení je na něm zhruba jeden centimetr dlouhá černá čára. Pokud vezmeme z pohledu zabezpečení, tak tento typ elektroměru má dva kryty, hlavní kryt mechanické části elektroměru, který slouží k zakrytí vnitřního ústrojí elektroměru, tak aby byl zabezpečen proti vnějším vlivům a případného neoprávněného vniknutí. K tomuto ještě přispívají šrouby na přichycení krytu, s otvorem pro umístění úřední plomby. Tuto plombu zde umísťuje výrobce elektroměru a lze ji porušit v určitých případech pouze v autorizovaném metrologickém středisku. Jako druhý je zde kryt svorkovnice, pod kterým se nachází svorkovnice určená k připojení vstupních a výstupních vodičů měřeného odběrného místa. Šrouby u tohoto krytu jsou také opatřeny otvory, zde se umísťují úřední plomby od vlastníka měřícího přístroje, což je nejčastěji distribuční společnost.

Vnitřní mechanismus, díky kterému indukční elektroměr měří elektrickou práci (činnou energii) je tvořen dvěma elektromagnety, na každé fázi ve tvaru písmene E, horní elektromagnety jsou proudové a poznáme je díky silným vodičům s malým počtem závitů. Dolní napěťové magnety připomínají spíše malé trafo a jsou vinuté tenkým drátem se spoustou závitů. Rozdíl mezi nimi je také v tom, že proudový má závity navinuté na krajích a napěťový uprostřed. Elektromagnety směřují směrem k sobě a ve vzduchové mezeře mezi nimi je umístěn hliníkový kotouč, který se točí kolem své osy kvůli působení točitého pole. V elektroměru je také umístěn druhý hliníkový kotouč, který lze vidět pod číselníkem přes okénko krytu, ten není pouze jen vizuální pro ověření otáčení elektroměru, ale protože je zde umístěn permanentní magnet, který zajišťuje brzdící efekt, tak aby byly udržovány konstantní otáčky a kotouč při odpojení cívek od zdroje neměl nechtěný doběh. Dále je zde také na konci osičky od kotoučů, umístěn převod na číselník. Zapojení u trojfázových i jednofázových elektroměrů je dáno normou. Proudové

cívky jsou dimenzovány od 5A až do 40A a krátkodobé přetížení je až 120A, dále 230V a 400V. Proto pro měření větších proudů a napětí je nutné použít k elektroměru ještě měřicí transformátory proudu nebo napětí podle daného rozsahu měřené veličiny.



Obr. 1 Indukční elektroměr Křížík Prešov

Zdroj: vlastní zpracování

Za normální pracovní podmínky indukčního elektroměru jsou považovány prostory bez agresivních par a plynů o teplotě od $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ do $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ s vlhkostí do 85 %. Umístění by mělo být vždy ve svislé poloze, aby byla zachována přesnost měření. Nadmořská výška je doporučena do 1000 m nad mořem a musí být chráněn proti atmosférickým vlivům. Elektroměry tohoto typu byly velmi spolehlivé a dokázaly vydržet měřit i desítky let bez poruchy, proto byly také využívány takto dlouhou dobu. Až nástupem moderní techniky a komunikačních technologií bylo nutné tyto přístroje nahradit nejen z důvodu nemožnosti komunikace na dálku, ale hlavně z důvodu, že nebylo možné jimi měřit spotřebu a zároveň dodávku do sítě. Dále také

více veličin, než je elektrická práce, proto byly s nástupem mikroprocesorové techniky a tranzistorů vyvinuty elektroměry statické, které měly zvládnout vše. [5]

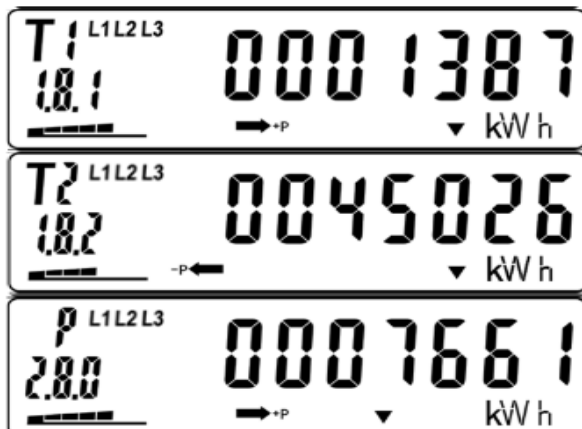
4.2 Statické elektroměry

Statický elektroměr na rozdíl od indukčního nepoužívá k realizaci měření žádný mechanický prvek. Veškeré měření funguje s pomocí elektronických obvodů. Díky tomu má tento typ elektroměru spoustu výhod. Pokud začneme první zjevnou výhodou, tak statické elektroměry na rozdíl od indukčních mohou být rozměrově daleko menší, dnes je možné si takový elektroměr koupit například pro domácí použití jako podružné měření do domovního rozváděče na DIN lištu.

U indukčních elektroměrů bylo možné měřit pouze činnou složku energie a pouze energii proudící jedním směrem maximálně ve dvou tarifech. U statických elektroměrů lze měřit činnou i jalovou složku energie proudící v obou směrech na jednom měřícím přístroji, dále lze mít více než dva tarify, a i různé jiné veličiny zaznamenávané do registrů například maxima, fázové napětí a proudy, úhly mezi napětími, úhly mezi napětími a proudy, dále různá chybová hlášení, anomálie atd.

Všechny běžně používané statické elektroměry jsou osazeny LCD displeji Obr.2, na kterém se zobrazuje většina údajů měřených elektroměrem. V distribučních společnostech jsou však pro potřeby většiny zákazníků použity elektroměry, které měří a zobrazují pouze činnou složku energie. Elektroměry, které měří jalovou složku energie, se používají v případech, když jde o zákazníka s vyšším typem měření než C, informace o jednotlivých typech měření je uvedena v kapitole 3.2. Příkladem jednoho z běžně osazovaných elektroměrů je na obr.3 zobrazený elektroměr ZE314.D0B1B012-061 od firmy ZPA Smart Energy a.s. montovaný u zákazníků za účelem měření spotřeby, do velikosti hlavního jističe 80 A, v přímém zapojení. [9]

Zobrazované hodnoty na LCD:



Stav odebrané nebo dodané elektrické energie v kWh je zobrazen pomocí 7 celých míst bez desetinného místa. Informativní výši právě odebraného el.výkonu značí bargraf a zkušební LED ve viditelném spektru (10 000 imp./kWh). Hodnoty stavů odebrané a dodané elektrické energie se zobrazují i v beznapětovém stavu v režimu cyklického zobrazení po 8sek a pak na 28sek LCD zhasne. Poté se stav opakuje.

Popis hodnot na LCD:

T1 - 1.8.1	zobrazovaná hodnota registru odběru T1 (1.8.1)
T2 - 1.8.2	zobrazovaná hodnota registru odběru T2 (1.8.2)
P - 2.8.0	zobrazovaná hodnota registru dodávky P (2.8.0)
▼	Označení aktivního tarifu
L1L2L3	<ul style="list-style-type: none"> - Značí přítomnost fází Rotuje L1-L2-L3 - Nesprávný sled Bliká bargraf a jedna z fází - Opačný směr toku energie v příslušné fázi - dodávka
➔+P	Směr toku celkové energie - odběr
-P➔	Směr toku celkové energie - dodávka
▬▬▬▬▬	Indikátor zatížení od 4W
🔋	Při zobrazení, vybitá baterie
📡	Probíhající komunikace

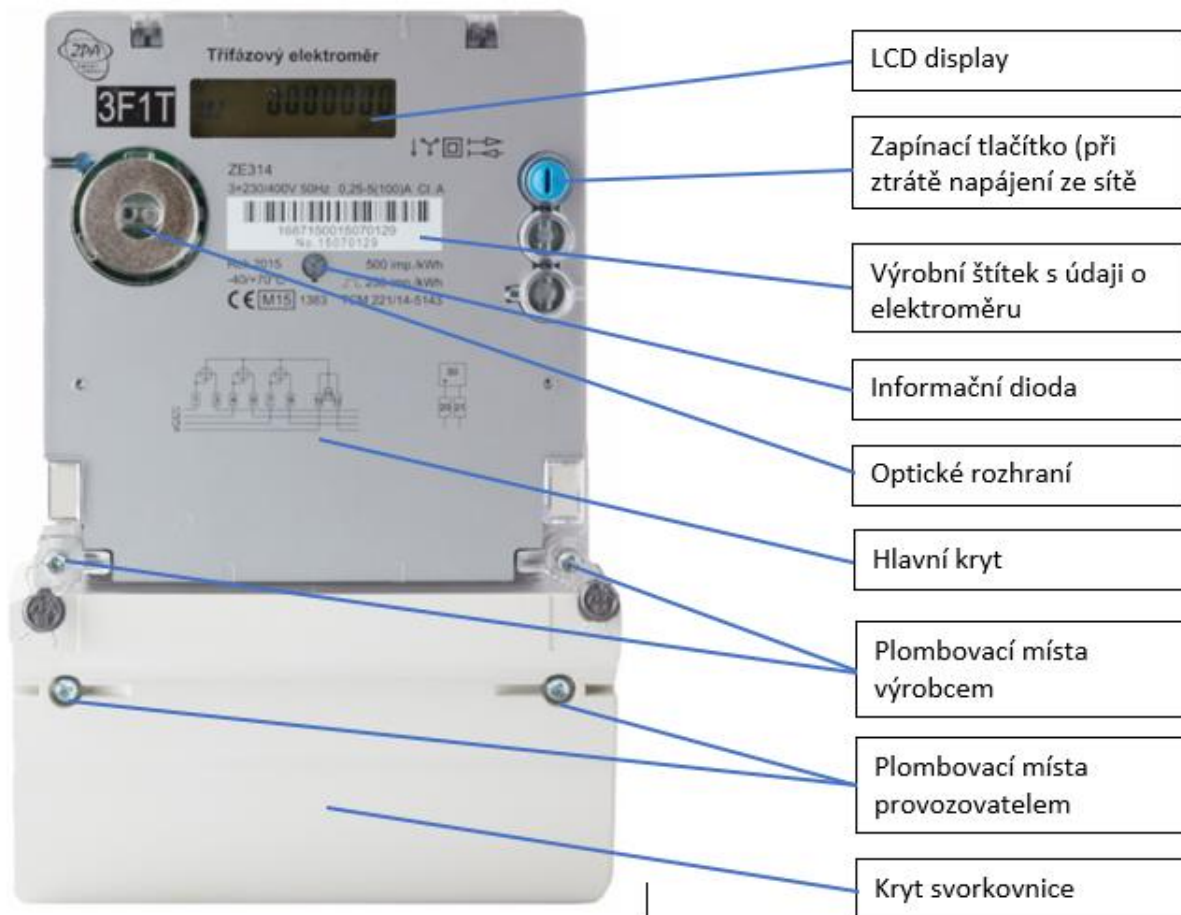
Obr. 2 Popis zobrazovaných hodnot LCD statického elektroměru

Zdroj:

Dále tyto typy elektroměrů disponují různými porty a rozhraními, které slouží k nastavení (parametrizaci) nebo ke komunikaci. Mezi jedno z rozhraní patří optické, přes které lze kompletně odečíst veškerá data z elektroměru nebo ho lze přes něj různě nastavovat, dále je zde rozhraní S0 umístěné pod krytem svorkovnice vedle vývodů a přívodů k elektroměru. Toto rozhraní se hojně využívá pro potřeby zákazníků a obchodníků, k odečítání impulzů z elektroměru a tím jeho údajů o spotřebě. Pro signalizaci odběru zde mimo jiné slouží signalizační dioda.

Mezi však největší výhody u statických elektroměrů patří možnost komunikace na dálku pomocí různých technologií (pevná linka, GSM, GPRS, optický kabel, PLC). Díky tomuto je dnes možné u velkoodběru získávat data téměř online pro potřeby obchodování na trhu s elektřinou, nebo fakturaci a zákazníky. Nakonec také jsou tyto elektroměry v lepší třídě přesnosti než indukční elektroměry a do jisté míry jsou i celkově spolehlivější. Díky všem těmto výhodám mají statické elektroměry většinové zastoupení v dnešní energetické síti. Dnes již žádný výrobce

nenabízí nové indukční elektroměry a veškerá produkce je zaměřena pouze na statické elektroměry. [9]

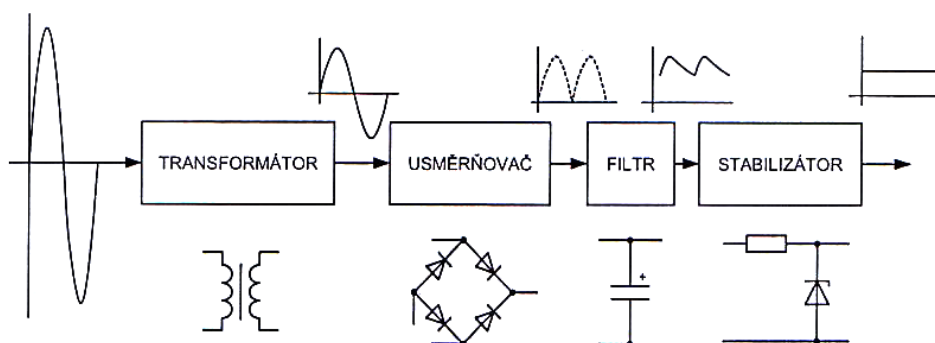


Obr. 3 Statický elektroměr ZE314 výrobce ZPA
Zdroj: vlastní zpracování

4.3 Měření a zápis dat u statických elektroměrů

Elektronické obvody ve statickém elektroměru jsou složeny z několika základních částí, což nejlépe demonstruje blokové schéma Obr.4. Jednou z hlavních a důležitých částí v elektronickém obvodu elektroměru je **napájecí zdroj**, zpravidla jde o transformátorový zdroj s usměrňovačem. Tento typ zdroje využívá na vstupu **transformátor**, který slouží k transformaci střídavého napětí na požadovanou úroveň a zároveň galvanicky oddělí zdroj od síťového napětí. Dále je zde **usměrňovač**, který ze vstupního střídavého napětí vytvoří na výstupu pulzující, které v celém svém průběhu nabývá pouze kladných hodnot, na toto se využívá

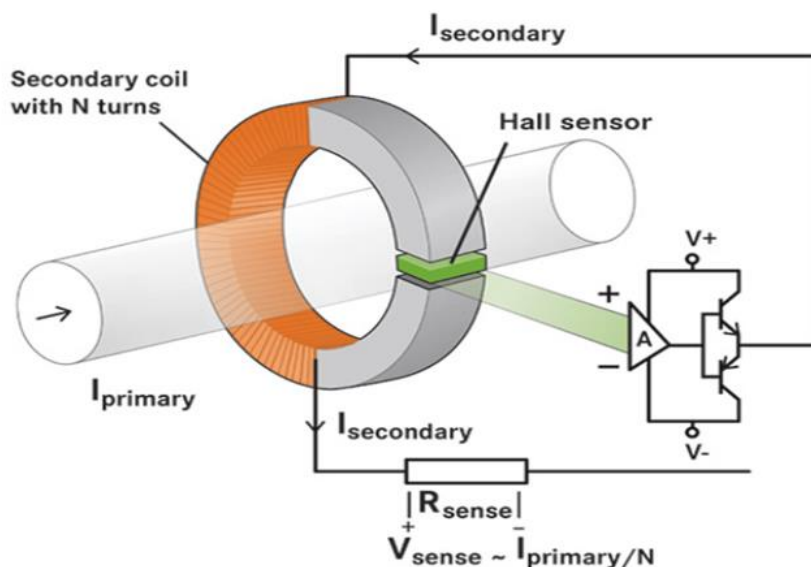
například Graetzův můstek. Poté následuje **filtrační člen**, nejčastěji v podobě vyhlazovacího kondenzátoru a pro vylepšení filtrace se zde vyskytuje i cívka, která slouží jako zásobník elektromagnetické energie. Jako poslední je zde stabilizátor, který slouží částečně jako filtr a pomáhá udržovat konstantní napětí i v případě nějakého kolísání napájení. Napájení je v případě jednofázového elektroměru realizováno jednofázovým zdrojem, v případě třífázového elektroměru je realizováno třífázovým zdrojem ze všech třech fází.



Obr. 4 Blokové schéma zdroje a jeho hlavní části
Zdroj: [7]

Další částí jsou zde **převodníky**. **Převodník napětí** je vlastně odporový dělič se vstupním odporem $1\text{M}\Omega$. **Převodník proudu**, tvoří proudový transformátor s definovanou zátěží a odporový bočník. Zde je umístěn také Hallův snímač nebo Rogowského cívka (s integrátořem), které zajišťují měření elektrického proudu, což jsou velmi významné součástky v elektroměru, které ovlivňují přesnost měření elektrické energie. Hallův snímač má výhodu při zachycování vysokých proudů. Přesnost měření přitom závisí na základním principu. U přímo zobrazujících senzorů (Open Loop) se seskupuje magnetické pole primárního proudu v prstencovém jádře obklopujícím vodič. Prstencové jádro je se vzduchovou mezerou, v němž je umístěna Hallova sonda. Zde se vytváří napětí, které úměrné proudu a díky pevnému poměru zobrazení se dá určit primární proud s přesností až $\pm 0,5\%$. U nepřímých zobrazujících kompenzačních proudových senzorů (Closed Loop) je konstrukce podobná, ale dokáže změřit o něco přesněji proud, díky tomu je zde odchylka maximálně do $0,5\%$. Nepřímé senzory pracují se stejným jádrem vytvářející Hallovo napětí, které se nesnímá přímo, ale používá se k regulaci sekundárního obvodu proudu Obr.5. U této varianty Hallova sondy dochází k

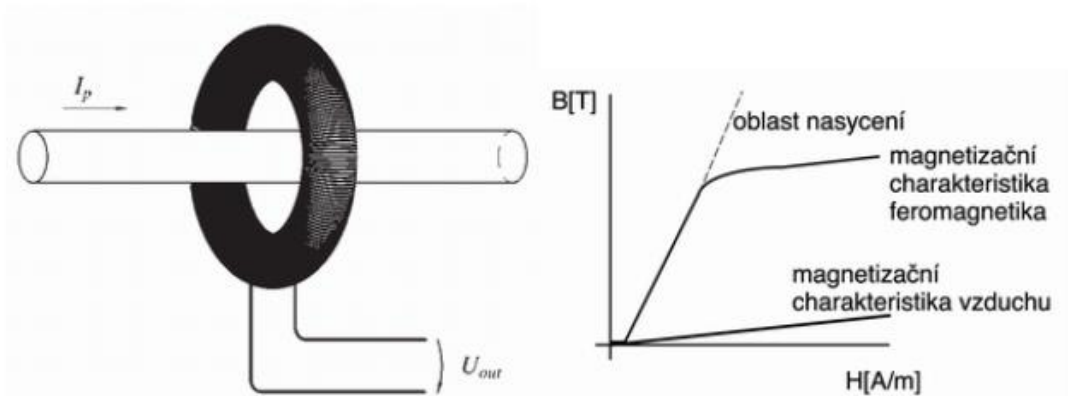
regulaci sekundárního proudu, díky tomu se magnetická pole sekundárního a primárního proudu navzájem ruší. Výhoda tohoto senzoru je spolehlivé a přesné měření v rozmezí teplot $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ až $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$. Přesné měření energie u přístroje typu elektroměr je jeden z nejdůležitějších parametrů. Jednou z dalších výhod senzorů využívajících Hallova jevu je, že nemohou být ovlivněny elektromagnetickým rušivým polem.



Obr. 5 Hallův jev princip

Zdroj: [8]

Rogowského cívka je lineární senzor, který je přesný při snímání proudu, a to ve velkém rozsahu. Dalo by se říct, se jedná o toroidní cívku bez jádra (jádro tvoří vzduch), ta je umístěna kolem primárního vodiče, který je měřen podobně jako sekundární vodič u měřícího transformátoru. U Rogowského cívky je snímáno místo proudu napětí. Magnetizační charakteristika vzduchového jádra Rogowského cívky je lineární v širokém rozsahu proudů (intenzity magnetického pole H) oproti nelineární u měřících transformátorů. [8]



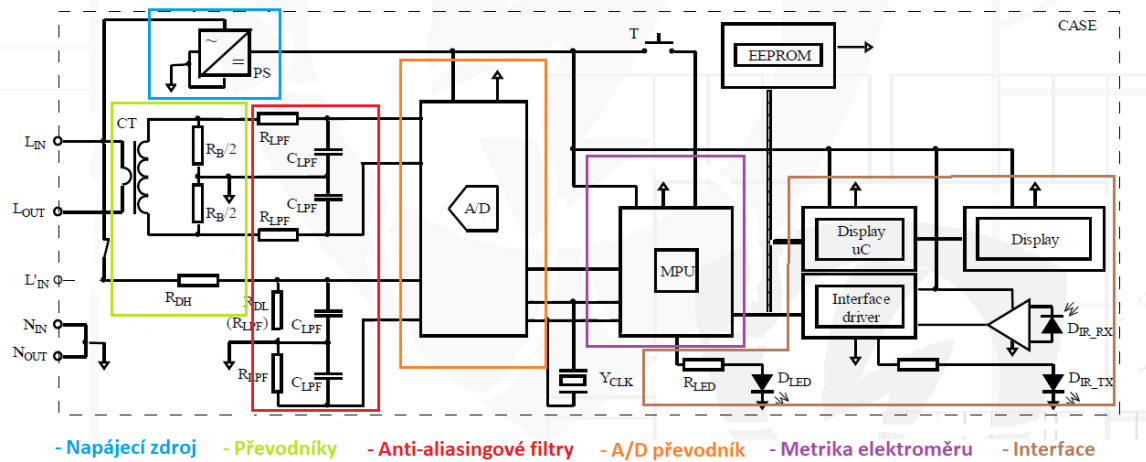
Obr. 6 Rogowského cívka princip

Zdroj: [6]

Anti-aliasingové filtry jsou pro všechny vstupy totožné a skládají se z jednotlivých odporů a kondenzátorů. Slouží zejména k přizpůsobení frekvenčního rozsahu u vstupu do A/D převodníku a na jeho vzorkovací frekvenci. Jedná se obvykle o filtry 1. řádu. Pro převod analogového signálu na digitální slouží A/D převodník s pevnou vzorkovací frekvencí. Vzorkovací frekvence se obvykle pohybuje od 1600 do 6400 Hz. U některých typů elektroměrů se vyskytují i SD převodníky s řádově vyšší frekvencí, pak se u nich následně provádí down-sampling, to však není až tak časté.

Jedna z dalších částí, která může výrazně ovlivnit funkčnost elektroměru, je samotná metrika elektroměru. U některých typů elektroměrů může být metrika elektroměru (MCU jednotka) integrovaná dohromady s A/D převodníkem. U MCU jednotky většinou výrobce neuvádí, jakým způsobem probíhá vyhodnocení činné a jalové energie. Poslední částí je interface, jehož součástí je výstup na display a s ovládáním funkcí. Například přepínání tarifu nebo přepnutí do servisního menu. Dále jsou součástí interface různé komunikační rozhraní jako S0 či optický výstup. Součástí interface může být i ovládání různých jiných funkcí spojených s nastavením elektroměru. [6]

Blokové principiální schéma jednofázového statického elektroměru (vstupy na nízké napětí)



Obr. 7 Schéma statického elektroměru

Zdroj: vlastní zpracování

5 Technologie využívané pro dálkový odečet

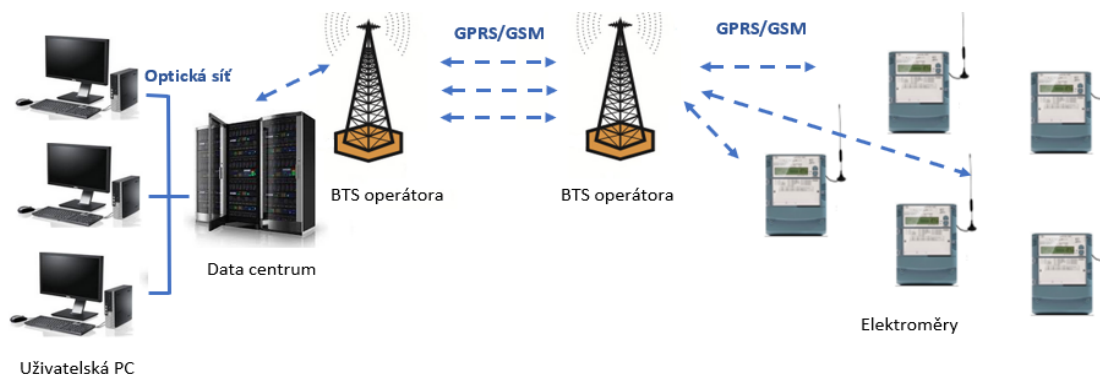
V dnešní době mohou být při provozování dálkového odečtu využity různé technologie, záleží především množství přenášených dat a jakým způsobem budou data z elektroměru následně využita. Ve většině případů je pomocí elektroměrů zaznamenávána spousta různých dat, ale pouze malá část je následně dálkově odeslána k dalšímu využití provozovatelem měření. Často je také vybrána technologie zasílání dat na dálku na základě legislativních požadavků.

5.1 Bezdrátová komunikace

Bezdrátová komunikace je dnes asi nejvíce využívána u typů měření, kde je nutné zpracovávat data z elektroměrů denně či měsíčně. Přehled o jednotlivých typech měření lze najít v bodě 6.1.. Ke komunikaci je zde využívána technologie PSTN/GSM nebo GPRS. Jde o technologii AMR, která využívá principu přímé komunikace bod vs. bod. V tomto případě to funguje tak, že na jedné straně je elektroměr, který má v sobě umístěný GSM modul, případně modul, který umožňuje komunikaci pomocí GPRS. Na druhé straně je zde server, na kterém je nainstalovaný program, pomocí kterého probíhá komunikace přes určenou technologii buď PSTN/GSM nebo GPRS s tímto elektroměrem.

Technologie AMR je založena především na jednosměrné komunikaci, kdy jsou převážně zasílána data jedním směrem od elektroměru do odečtového systému. V případě PSTN/GSM probíhá komunikace z velké části pomocí CSD, která využívá technologii přepojování okruhů. To znamená, že před přenosem se vytváří spojení podobně jako při telefonním hovoru. Rychlost takového přenosu se pohybuje okolo 14,4 kbit/s. Tato technologie se však v dnešní době využívá již jen okrajově, u míst, kde je horší signál a nelze realizovat komunikaci pomocí GPRS, nebo se využívá jako záložní komunikační cesta a pro synchronizaci časové základny elektroměrů. Častěji se dnes můžeme setkat s GPRS technologií, která funguje na principu přenášení paketů, byla to první technologie, která tento druh přenosu dat přinesla do mobilního světa. V dnešní době je síť GPRS běžně dostupná v celé mobilní síti, její výhoda je také ve vyšší rychlosti teoreticky až 80 kbit/s. Je zde také rozdíl v účtování

ceny za jednotku, u GSM, respektive u CSD se účtuje doba, po kterou dochází ke komunikaci, kdežto u GPRS se účtuje za množství přenesených dat v kB. Díky způsobu účtování také došlo k výraznému snížení nákladů na jeden odečet.



Obr. 8 komunikace elektroměrů bod vs. bod

Zdroj: vlastní zpracování

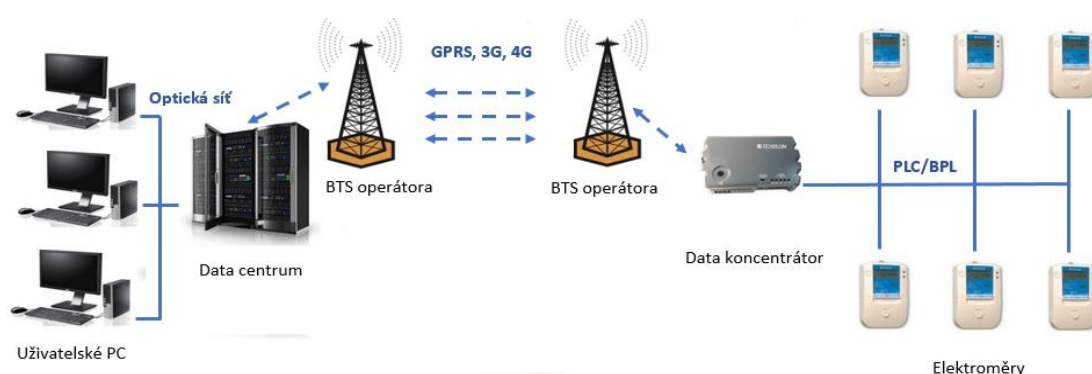
5.2 Komunikace pomocí PLC/BPL

Dalším způsobem komunikace je technologie BPL nebo PLC. U těchto technologií dochází k přenosu dat po silových kabelech a využívají se především ke komunikaci na kratší vzdálenosti. Tyto technologie byly zavedeny zatím pouze v testovacích oblastech u projektu AMM. Technologie AMM je zaměřena především na elektroměry nižších typů měření, u kterých není nutný denní nebo měsíční odečet (viz. Jednotlivé typy měření v bodě 3.1.) Technologie AMM počítá s obousměrnou komunikací, takže kromě AMR jsou zde další funkce např. řízení zatížení sítě pomocí spínání tarifu a tím spotřebičů nebo odpojení odběrného místa pro neplacení.

Technologie BPL nebo PLC slouží ke komunikaci mezi elektroměrem a data koncentrátorem. Data koncentrátor je umístěn v nejbližší DTS a zajišťuje sběr dat z elektroměru, následně tato data zasílá do datového centra pomocí GPRS, 3G nebo 4G technologie, v budoucnu se počítá u projektu AMM s vybudováním optické sítě mezi DTS, aby nebyla distribuční společnost závislá na službách třetí strany. Technologie PLC je úzkopásmová komunikace pouze po kabelech v síti NN/VN, její pásmo je 3-95 kHz, reálně se však pohybuje nad 18kHz. Přenosová rychlost této technologie je do 2,5kb/s. Nejvíce je tato technologie ovlivněna přeslechy, pokud se v oblasti

nachází více DTS se data koncentrátory. Nevýhodou je, že šířka pásma neumožňuje komunikaci s velkým množstvím OM u jedné DTS.

Jako další možnost je komunikace pomocí BPL. Jedná se o širokopásmovou technologii v pásmu 2-34 MHz a přenosové rychlosti kolem 40Mb/s. Technologie BPL je však citlivější na rušení díky spínaným zdrojům, střídačům u FVE, dále je mohou rušit výtahy v bytových domech atd. Proto byla vyvinuta technologie s názvem PRIME, což je optimalizovanější BPL technologie, která dosahuje menší rychlosti okolo 500kb/s.



Obr. 9 komunikace elektroměrů pomocí data koncentrátoru

Zdroj: vlastní zpracování

5.3 Parametrizace elektroměru

Prakticky v každém statickém elektroměru je nahrán výrobcem určitý firmware, bez kterého by elektroměr, nemohl správně fungovat a díky různému nastavení u určitých typů elektroměrů by nebylo možné odečítat různé veličiny. Veškeré údaje, které poskytuje daný elektroměr se označují OBIS kódy, tyto OBIS kódy určuje norma ČSN EN 62056-6-1. Příklad OBIS kódů u elektroměru Landis+Gyr ZMD 310 nastavený na odečet TDD je uveden v tabulce

Tabulka 1 Seznam OBIS kódů u statického elektroměru

OBIS kód – (hodnota)	formát	popis
F.F - (0FA13100)	hexadecimální	Chybový registr elektroměru
0.9.1(20:01:38)	HH: MM: SS	čas, kdy byl odečten registr
0.9.2(19-03-31)	RR-MM-DD	Datum, kdy byl odečten registr
0.0.0(94902323)	celé číslo	Výrobním číslo elektroměru

0.1.0(55)	celé číslo	Počítadlo odečtu
0.1.2(00:00)	HH:MM	Čas od kdy se počítá nový stav
0.1.3(19-03-01)	RR-MM-DD	Datum, od kdy se počítají data
0.2.0(B24)	-	Verze firmwaru
C.2.0(00000000)	celé číslo	Čítač změny parametrů
C.2.1(14-09-12 11:14)	RR-MM-DD HH:MM	Časová značka nastavení parametrizace
0.2.2(HDO)	text	Program tarifu – (spínání NT jde nyní z HDO)
1.6.0(04.52*kW)(19-03-31 04:15)	desetinné číslo + RR-MM-DD HH:MM	Čtvrthodinové maximum celkem + datum naměření - spotřeba
1.6.1(02.72*kW)(19-03-28 16:30)	desetinné číslo + RR-MM-DD HH:MM	Čtvrthodinové maximum tarif 1 + datum naměření - spotřeba
1.6.2(04.52*kW)(19-03-31 04:15)	desetinné číslo + RR-MM-DD HH:MM	Čtvrthodinové maximum tarif 2 + datum naměření - spotřeba
2.6.0(00.00*kW)(00-00-00 00:00)	desetinné číslo + RR-MM-DD HH:MM	Čtvrthodinové maximum + datum naměření - výroba
1.8.0(00019969*kWh)	celé číslo	Činná složka energie – stav spotřeby
1.8.1(00007068*kWh)	celé číslo	Činná složka energie VT– stav spotřeby
1.8.2(00012900*kWh)	celé číslo	Činná složka energie NT– stav spotřeby
2.8.0(00000000*kWh)	celé číslo	Činná složka energie – stav výroby
5.8.0(00002555*kvarh)	celé číslo	Jalová energie induktivní 1. kvadrant
6.8.0(00000000*kvarh)	celé číslo	Jalová energie kapacitní 2. kvadrant
OBIS kód – (hodnota)	formát	popis
7.8.0(00000000*kvarh)	celé číslo	Jalová energie induktivní 3. kvadrant
8.8.0(00000611*kvarh)	celé číslo	Jalová energie kapacitní 4. kvadrant
31.7(000.0*A)	desetinné číslo	Proud na fázi L1
51.7(000.4*A)	desetinné číslo	Proud na fázi L2
71.7(000.0*A)	desetinné číslo	Proud na fázi L3
91.7(000.4*A)	desetinné číslo	Proud celkem
32.7(238.8*V)	desetinné číslo	Napětí na fázi L1
52.7(239.3*V)	desetinné číslo	Napětí na fázi L2
72.7(237.7*V)	desetinné číslo	Napětí na fázi L3
14.7(50.00*Hz)	desetinné číslo	Frekvence sítě
C.6.0(039872h)	celé číslo	Doba od posledního vypnutí
C.6.3(6.2*V)	desetinné číslo	Napětí vnitřní baterie
13.7.0(0.84)	desetinné číslo	Účinník

33.7.0(0.00)	desetinné číslo	Účinník na fázi L1
53.7.0(0.82)	desetinné číslo	Účinník na fázi L2
73.7.0(-.-)	desetinné číslo	Účinník na fázi L3
81.7.0(0*Deg)	celé číslo	
81.7.1(120*Deg)	celé číslo	
81.7.2(240*Deg)	celé číslo	
81.7.4(77*Deg)	celé číslo	
81.7.5(- 59*Deg)	celé číslo	
81.7.6(----*Deg)	celé číslo	
16.7.0(00000.075*kW)	desetinné číslo	
131.7.0(00000.047*kvar)	desetinné číslo	

Zdroj: Vlastní zpracování

U neprůběhových elektroměrů používaných u typu měření C (viz. Bod 6.3 PPDS-druhy měřicí zařízení) jsou parametry měřených veličin nastavené výrobcem a nelze toto nastavení bez většího zásahu do firmwaru měřidla upravovat. Většina těchto elektroměrů není vybavena modemem umožňujícím dálkový odečet. U měření typu A, B se používají elektroměry s průběhovým měřením a dálkovou komunikací pomocí GPRS nebo GSM, ve výjimečných případech se používají také u měření typu C, a to pouze u vzorků TDD. Elektroměry s dálkovou komunikací, které se dnes používají, mají od výrobce firmware, který se dá určitým způsobem nastavovat podle charakteru a vlastností na OM. Takovému uživatelskému nastavení říkáme parametrizace. U průběhových elektroměrů typu měření A, B je řízeno spínání tarifu pomocí TOU tabulky. V TOU tabulce lze parametrizovat pásma spínání VT a NT na různé dny, dokonce i datum od kdy do kdy platí daný tarif. Na obrázku je zobrazen příklad parametrizace TOU tabulky u přímotopné podnikatelské sazby C57.

Time of Use

Active TOU | **Passive TOU** | Special Day Table | Emergency Settings

PTV3 TOU Name Add Season Remove Season

Season	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Season Begin	Season End
01.01 - 31.12	1	1	1	1	1	1	1	01. ledna	01. ledna

7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12

Active 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6

Signals: TOU-E1 ... TOU-K2, Special

Valid from	E1	E2	E3	E4	E5	E6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	K1	K2	K3	Spec.
00:00		x														
08:00	x															
09:00		x														
12:00	x															
13:00		x														
15:00	x															
16:00		x														
19:00	x															
20:00		x														

Add Row Remove Row Valid from 00:00 to 08:00

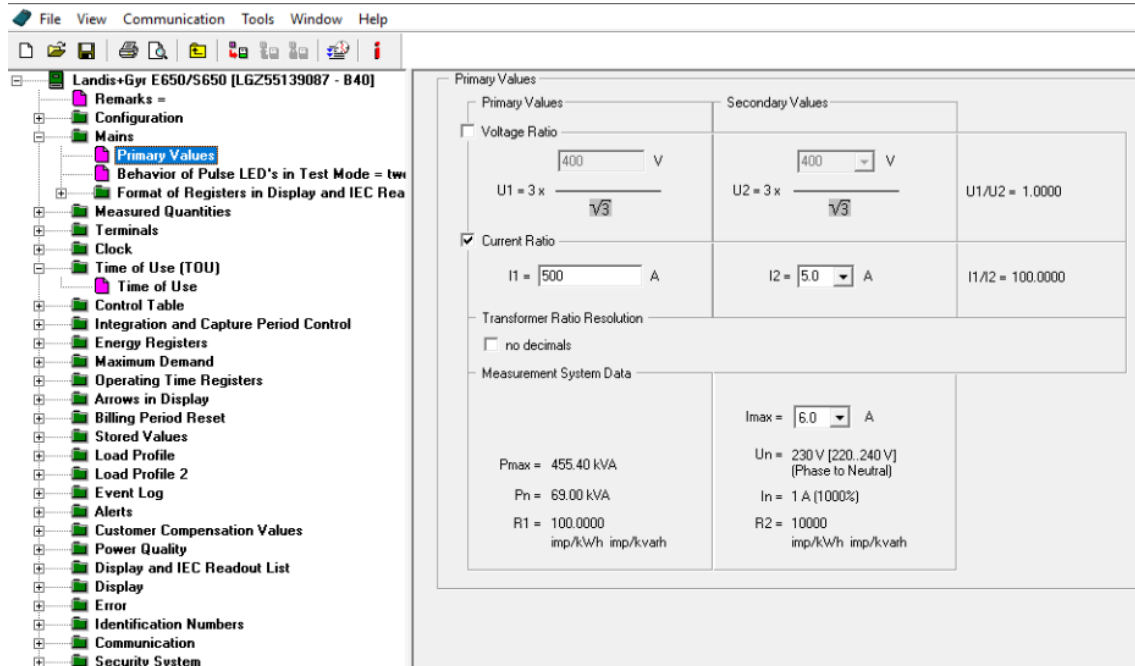
Copy TOU Paste TOU Copy and paste TOU between different MAP120/190 trees and/or MAP110

Obr. 10 Nastavení TOU tabulky

Zdroj: vlastní zpracování

Dále lze parametrizaci určit, co vše bude elektroměr odečítat, například elektroměr určený pro spotřebu je nastaven tak, aby činná a jalová složka u denního profilu byla odečítána pouze za stranu spotřeby. Pak lze také určit odečítání určitých registrů, nejčastěji pokud je elektroměr určen pro jednotarif, tak jsou všechny registry nastaveny na jednotarif. Pokud je elektroměr nastaven jako dvoutarif, tak jsou zde registry pro NT, VT a sumární registr. Na odběrná místa, která jsou měřena nepřímo ať už na sekundární straně nebo na primární, musí být každý elektroměr individuálně nastaven. U nepřímých elektroměrů (převodové měření) se musí nastavit transformační poměr měřicích transformátorů a případná konstanta

měřidla. U převodového měření na hladině NN nebo sekundární straně VN se nastavuje pouze převodový poměr u MTP (měřicí transformátor proudu) viz. obrázek. Pokud měření probíhá na jakékoliv jiné napěťové hladině, než je NN a sekundární VN, pak se musí kromě převodu MTP nastavit ještě převod MTN (měřicí transformátor proudu). Občas se u některých velkých odběrů vyskytne i případ, že se musí měnit konstanta měřidla.



Obr. 11 Parametrizace elektroměru

Zdroj: vlastní zpracování

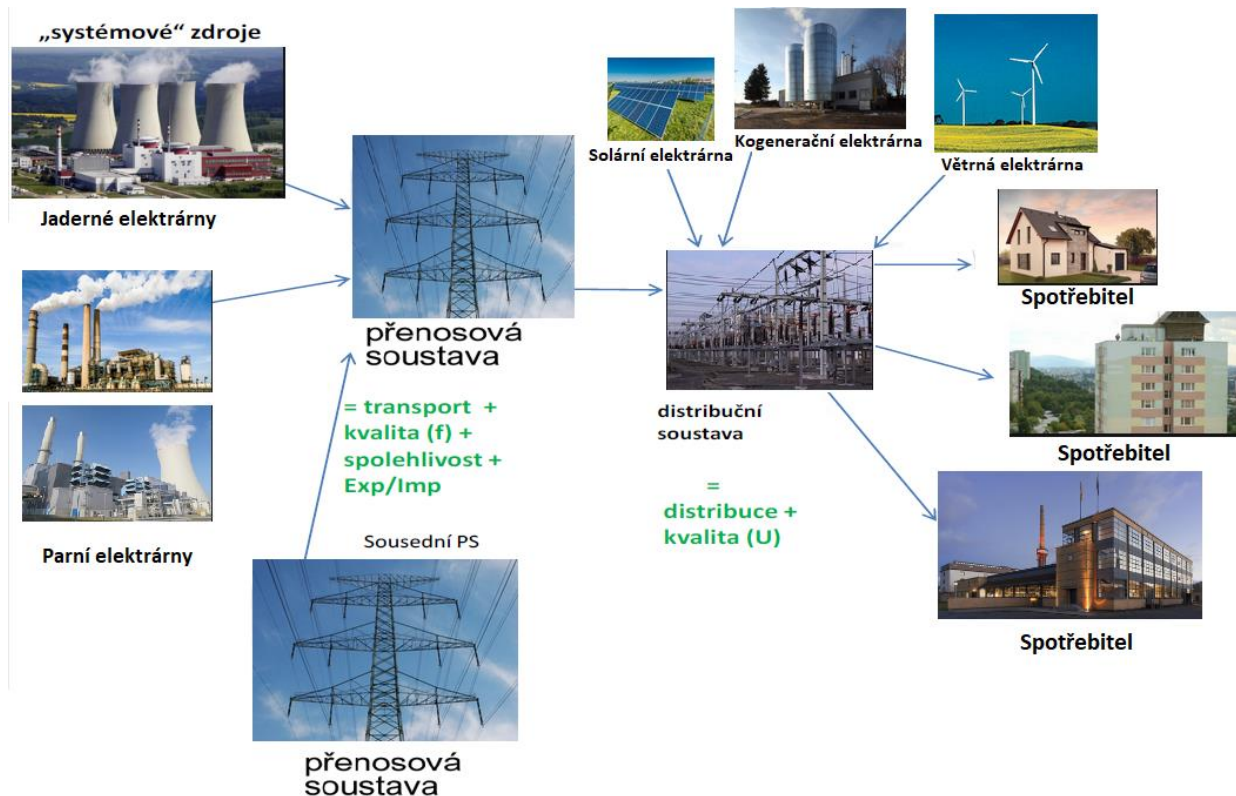
6 Trh s elektřinou a legislativní požadavky na předání dat

V oblasti měření má jeden z velkých vlivů hlavně legislativa, která spoustu věcí stanovuje a dále i posun v oblasti nutnosti pravidelného zasílání dat po rozdělení obchodní a distribuční částí v energetice a zavedením volného trhu s elektřinou. V energetickém odvětví došlo proto kolem roku 2000 k zahájení liberalizace trhu, která trvala zhruba deset let. Vše odstartovalo přijetím energetického zákona. Původně v energetice zodpovídal za kvalitu, množství dodané a vyrobené elektrické energie, veškeré smlouvy a smluvní podmínky jeden energetický subjekt. Jenže s postupným vznikem tržního prostředí v energetickém odvětví se ohledně podmínek provozování distribučních soustav a prodeje elektrické energie značně zkomplikovalo. Plně tržního prostředí bylo však dosaženo až po deseti letech. Zásadní vliv na toto tržní prostředí mají dva státní orgány MPO a ERU, které vydávají různé vyhlášky týkající se energetického odvětví, první řeší spíše strategii a koncepci, druhý ve všechny ostatní ohledy jako například normy, dohled nad trhem, cenovou i necenovou regulaci, podporu hospodářské soutěže nebo i rozhodování sporů. Vedle těchto dvou orgánů je zde energetický subjekt OTE, který je vyčleněn ze všech energetických společností, aby nebyla zpochybněna jeho nezávislost. Úlohou OTE jsou obchodně-provozní záležitosti jako organizace trhů a vyhodnocení odchylek u energií, jako je teplo a plyn. [1]

6.1 Struktura sítě v praxi a jednotlivé typy měření

Nejprve je nutné popsat, jak funguje vše v praxi. Z hlediska dodávky elektrické energie je vyrobené množství od velkých výrobců v řádech 200MW a více dodáváno pomocí přenosové soustavy, která funguje na veliké vzdálenosti a předává elektrickou energii do distribuční soustavy, z ní pak elektrická energie putuje ke spotřebitelům. Přenosová soustava je také spojena s jinými státy, díky tomu lze buď z jiných států brát elektrickou energii anebo jí, do jiných států posílat. Dále je tu distribuční soustava, na kterou jsou připojeny menší zdroje, které jsou většinou tzv. lokální.

Dnes je také fenomén, že se slučují odběratelé a vytváří následně menší LDS v rámci například nějakého většího areálu, kde spolu sídlí. Popis struktury je patrný na obrázku.



Obr. 12 Distribuční a přenosová soustava

Zdroj: vlastní zpracování

Tato energie musí být nějakým způsobem měřena. Pro určité rozdělení odběrů a výroben podle důležitosti bylo zavedeno rozdělení do různých typů měření. Toto je uvedeno ve vyhlášce č. 82/2011 Sb., která dnes stanovuje čtyři typy měření, které jsou řazeny podle významnosti. [1]

Typ měření A – do typu měření A spadají největší odběry elektrické energie s rezervovaným příkonem nad 250kW včetně, anebo když jsou připojeny na síť s napětím nad 52kV včetně a výrobci, kteří jsou připojeni k distribuční nebo přenosové soustavě s napětím nad 1kV. Dále předávací místa mezi různými soustavami jiných států anebo mezi různými vnitrostátními soustavami s napětím nad 1kV. U typu měření A je měření realizováno pouze pomocí statických elektroměrů s GPRS a GSM modemem a dálkovou komunikací bod vs bod. Žádný

z těchto odběrů by neměl být bez dálkové komunikace, důvodem je legislativní požadavek na každodenní zasílání dat z elektroměrů na OTE.

Typ měření B – do typu měření B spadají střední odběry elektrické energie realizované nepřímým měřením do napětí 52kV a rezervovaným příkonem do 250kW, anebo když je na odběrném místě realizovaná nějaká výroba připojená k síti s napětím do 1kV. Dále předávací místa s napětím do 1kV. U typu měření A je měření realizováno pouze pomocí statických elektroměrů s GPRS a GSM modemem a dálkovou komunikací bod vs bod. Žádný z těchto odběrů by neměl být bez dálkové komunikace, důvodem je legislativní požadavek na měsíční zasílání dat z elektroměrů na OTE.

Typ měření C – tímto typem měření jsou měřena zbývající odběrná místa, která nespádají do kategorie typu měření A, B a M. U tohoto typu měření se v praxi můžeme setkat nejen v převážné většině se statickými elektroměry, ale i s odběrnými místy, kde je osazen indukční elektroměr. U tohoto typu měření není vyžadována dálková komunikace a odečet se stále provádí jednou ročně zaměstnancem distribuční společnosti.

Typ měření M – tento typ měření se v dnešní době využívá minimálně pouze v projektech AMM a projektech zaměřených na Smart Metering. Dle vyhlášky by tímto měřením měly být minimálně opatřeny předací místa do 1kV a instalovaným výkonem do 10kW a dále výroby do 1kV a instalovaného výkonu 10kW (tzv. mikrozdroj) Zde se to však v praxi nevyužívá a tyto typy odběrných míst jsou měřeny elektroměry typu B.

6.2 Struktura trhu s elektřinou

Jako základní princip trhu s elektřinou je v ČR i v EU regulovaný přístup k sítí (Regulated Third Party Access, rTPA). Vše je uvedeno ve směrnici pro vnitřní trh s elektřinou v EU č.2009/72/ES. Česká republika tento princip převzala do svého Energetického zákona č. 458/2000 Sb., který pojednává o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích a změně některých zákonů, jeho

účinnost je od 1. ledna 2001, jedná se o základní předpis týkající se energií a sestává se z šesti částí. První část z energetického zákona tvoří pojednání o pravidlech týkajících se licencí na jednotlivé činnosti v energetice.

Následně je zde informace o funkci ERU a jiných subjektů dohlížejících na činnosti v energetice. Největší část se věnuje trhu a také jednotlivým subjektům v energetice a jejich právům a povinnostem. Také je zde Vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou č. 408/2015 Sb. Dnes má tato vyhláška šestnáct částí a navazuje na předpisy Evropské unie. Nejprve se vyhlášce uvádí celá struktura trhu, způsob a pravidla obchodování na různých trzích. Je zde také informace o vypořádání mezi jednotlivými účastníky. Dále obsahuje informace o způsobu registrace jednotlivých odběrných a předávacích míst. Pak je tu uvedeno, jakým způsobem je zajištěn smluvní vztah mezi dodavatelem a zákazníkem. Celkově je zde uvedeno vše ohledně pravidel na trhu TPA obrázek č. Níže jsou zobrazeny informace o jednotlivých subjektech a případné vazby, které jsou povinné nebo nepovinné. [1]

Zákazník (spotřebitel nebo DTTO výrobce)

Na trhu s elektřinou si zákazník sjednává dodávku s obchodníkem, toho si může vybrat, je však povinné, aby nějakého měl. Nemělo by se stát, že by zákazník měl v jednu chvíli dva obchodníky. S obchodníkem sjednává smlouvu o sdružené dodávce, což v praxi znamená, že obchodník vyřizuje obchodní část na trhu s elektřinou i smluvní věci s PDS. Obchodník také odpovídá za odchylku. Zákazník si musí vyřizovat smlouvu s PDS pouze v případě, že se jedná o nové připojení, to je například v případech nově vytvořených odběrných míst.

Zákazník (výrobce)

V případě výrobce si na trhu s elektřinou zákazník sjednává dodávku i odběr s obchodníkem, toho si může vybrat a je povinné, aby nějakého měl. Tento typ zákazníka může mít více obchodníků s tím, že každý má svou úlohu, jeden řeší dodávku a druhý má odpovědnost za odchylku. S obchodníkem sjednává smlouvu zvláště, z tohoto důvodu je nutné, aby si zákazník vyřídil smlouvu o připojení, distribuci(přenosu) a SyS(systémových službách) z PDS sám. Dále se může účastnit

vyrovnávacího trhu, ale je zde nutný souhlas obchodníka (svého dodavatele energie)

Zákazník (výrobce) SZ

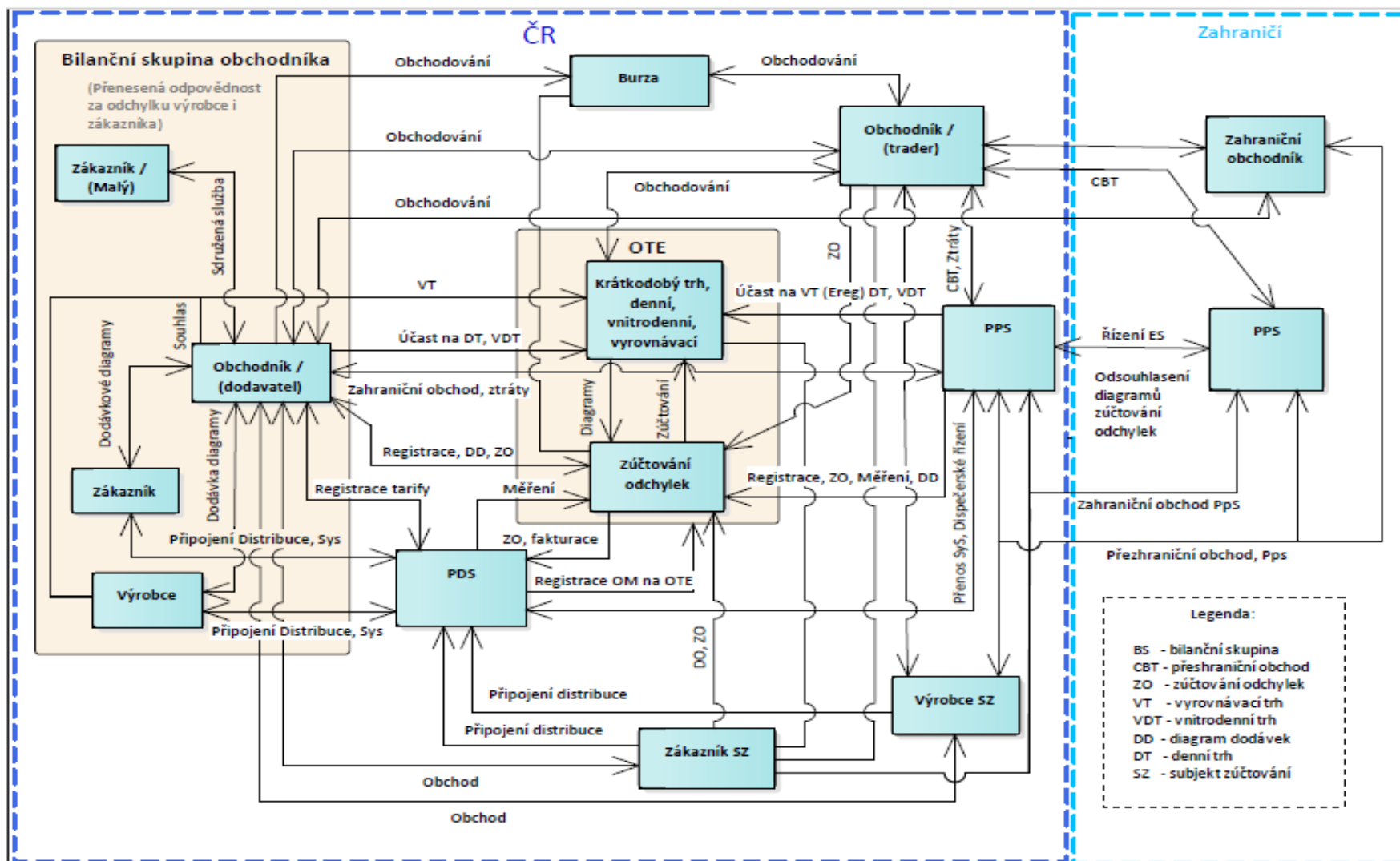
Zákazník SZ (Subjekt zúčtování) může mít smlouvu s více obchodníky s tím, že obchodník může být i trader. Co se týká dodávek elektřiny, tak s nimi může obchodovat, je však povinné, aby smlouvu s obchodníkem měl. Smlouvu o připojení, distribuci a SyS si v tomto případě zákazník sjednává z PDS sám. Kromě povinné registrace diagramů na OTE, figuruje i v zúčtování odchylek. Má také možnost obchodování na OTE (DT,VDT,VT), případně na burze s elektřinou. Může být poskytovatelem všemožných podpůrných služeb.

PDS

Poskytovatel distribučních služeb zajišťuje měření odběru a dodávky do distribuční sítě od jednotlivých subjektů a data z měření zasílá na OTE pro účely bilancí, agregace a fakturace. Dále může distributor nad svůj rámec být také poskytovatelem podpůrných služeb pro přenos elektrické energie a systémových služeb. Může být zároveň i zákazník či výrobce z hlediska připojení distribuční soustavy a dispečerského řízení.

ČEPS

Výhradní provozovatel přenosové soustavy, který je hlavním spojovacím článkem mezi výrobou a distribucí elektrické energie koncovým zákazníkům. Je jediným subjektem, který zajišťuje obchod se systémovými a podpůrnými službami, dohlíží na regulaci a rovnováhu spotřeby a výroby v reálném čase. Zajišťuje import a export (tranzit) elektrické energie přes hranice. Účastní se vyrovnávacího trhu, kde je poptávající a nabízející stranou pro zajištění regulační energii potřebné k vyrovnání systémové odchylky.



Obr. 13 Schéma trhu s elektřinou Zdroj: vlastní zpracování

6.3 PPDS

Pravidla provozování distribuční soustavy vytváří jednotlivé energetické subjekty, které podnikají v oblasti distribuce elektrické energie. Tato pravidla jsou schvalována ERU a navazují na Pravidla provozování přenosové soustavy. Návrh na PPDS vždy zpracovávají jednotlivé DS (distribuční soustava) a předkládají ho ERU dle § 97a EZ. Za tím účelem je vždy ustanovena Komise pro tvorbu a revize PPDS, složená ze zástupců jednotlivých PDS. V PPDS se stanovují minimální technické, plánovací, provozní a informační požadavky pro připojení uživatelů k DS. V pravidlech samotných jsou uvedeny z velké části citace a úryvky platných vyhlášek a zákonů pro podání ucelené informace bez nutnosti studovat a složitě dohledávat informace na různých místech.

Platnost PPDS může být částečně anebo úplně pozastavena v případě stavu nouze dle pokynů dispečerů z PPS a PDS. Obsahem PPDS jsou například informace o regulaci DS pomocí HDO.

Níže jsou uvedeny důležité body z PPDS ve zkráceném formátu. [2]

Fakturace a platební podmínky za regulované platby

PDS fakturuje uživatelům DS regulované platby v regulovaných cenách stanovených cenovým rozhodnutím ERÚ a pokud je smlouva s uživatelem DS platná, tak je tento uživatel povinen poplatky uhradit vždy na určený bankovní účet do 14dnů od vystavení faktury. Další dělení je na fakturaci a platby MOO a VO. Zásadní rozdíl je v tom, že u MOO dochází k vyúčtování poplatků jednou za 12měsíců, ve kterém se odečtou platby záloh. U VO se účtují poplatky každý měsíc. Dále je pak řešena rámcová smlouva mezi PDS a obchodníkem s elektřinou nebo výrobcem elektřiny a to v případech, kdy jeden nebo druhý zajišťuje tzv. sdružené služby dodávek elektřiny § 50 odst. 2., potom je vyúčtování prováděno během celého roku ve čtyřech splátkách. Mimo podmínek fakturačního měření zde při poslední aktualizaci přibyla možnost, kdy si zákazník může požádat o instalaci vyššího typu měření, za což jsou však účtovány ze strany DS náklady s touto změnou spojené.

Plánovací a připojovací předpisy

Stanovují pravidla pro poskytování informací či doporučení ze strany PDS uživatelům a žadatelům. Ve všech případech se vše posuzuje individuálně dle platných zákonů a předpisů a podle druhu subjektu, který je nebo bude připojen k DS. Řeší se zde především zákonné lhůty a případné podíly na finančních nákladech při rozšíření DS o další odběratele/výrobce. Jsou zde také uvedeny všeobecné požadavky na připojení, ve kterých jsou základem správně vyplněné údaje z odběrného místa.

U sítí NN typu maloodběru to je ve většině případů:

- a) adresa odběrného místa (popř. situační plánec)
- b) rezervovaný příkon, požadovaná hodnota hlavního jističe
- c) charakter odběru – připojovaná zařízení: domácnost, MOP

U velkoodběru na hladině NN, VN, VVN:

- a) podle vlastního provedení připojení z určité napěťové hladiny NN, VN nebo VVN.
- b) provedení koncového bodu, zda jde o smyškové připojení nebo paprskové vývody
- c) provedení přípojky, zda je venkovní vedení nebo kabelové či kombinace obou
- d) připojeném charakteru odběru
- e) regulaci činného výkonu a jalového výkonu
- f) rezervovaný příkon dle požadované hodnoty hlavního jističe nebo u hladiny VN a VVN, to je příkon v uvedený v kW.

Na toto poté dále navazují další technické specifikace, jako je požadavky na chránění, požadavky na chránění, uzemnění, zkratová odolnost, účinek kapacitancí a induktancí odběrného místa, které vychází z norem ČSN a PNE, kterými se musí žadatel či odběratel řídit.

Pokud jsou všechny požadavky na připojení k DS splněny, přijde na řadu osazení měřicího zařízení v kapitole o fakturačním měření. Jeho úkolem je měření dat pomocí elektroměru a jejich následném poskytování všem oprávněným účastníkům trhu, pro tento účel se rozlišují následující definice:

Měřicí bod

Jde o fyzický bod v síti, ve kterém se snímá, měří a registruje elektřina. V tomto bodě může být různý směr toku elektřiny, díky tomu lze rozlišit, zda jde o napájecí nebo odběrný bod. Pokud je zde složitější měření jako například součtové nebo rozdílové, tak se tento bod označuje jako virtuální.

Měřicí místo

Je místem měření elektřiny v zařízeních elektrizační soustavy v předávacích a odběrných místech. Označuje se takto soubor technických zařízení připojených k jednomu měřicímu bodu.

Měřicí zařízení

Se může skládat zejména z měřicích transformátorů, elektroměrů a registračních stanic, včetně příslušných spojovacích vedení, pomocných přístrojů a přístrojů určených pro komunikaci. V praxi to znamená také, že jedno odběrné místo se skládá minimálně z jednoho měřicího bodu, měřicího zařízení a měřicího místa. U některých OM je možné narazit na více měřicích míst, u kterých se pak data z měření mohou různě sčítat či odčítat.

Na fakturační měření musí být použit takový přístroj, který má přidělenou značku schváleného typu, je ověřen a opatřen platnou úřední značkou. Elektroměry mohou být použity v souladu s technickými požadavky nově uváděných měřidel do oběhu.

Tyto elektroměry by měly být také zabezpečeny úřední značkou od výrobce a provozovatele měření proti neoprávněné manipulaci. Pokud je elektroměr vybaven dálkovým přenosem dat či měří více různých parametrů spojených například s kvalitou sítě, musí být dostatečně zabezpečen. Dále nesmí uživatel DS připojovat k síti žádné zařízení, které by mohlo nějakým způsobem ovlivňovat

správnost měření. Pokud zjistí majitel odběrného místa (zákazník / výrobce), že došlo k závadě nebo neoprávněné manipulaci s měřicím zařízením, je povinen to neodkladně nahlásit. [2]

Vymezení povinností PDS, výrobců a zákazníků

Za funkčnost a správnost měřicího zařízení je v konečném důsledku zodpovědný příslušný PDS, což vyplývá z jeho povinnosti zajišťovat měření v DS. Aby toto mohlo platit, jsou výrobci a zákazníci povinni upravit na svoje náklady předávací místo nebo odběrné místo pro instalaci měřicího zařízení nejlépe podle platných připojovacích podmínek

Měřicí a vyhodnocovací interval

Od 1.listopadu 2001 se zavedl pro všechna měřicí místa platný čas. Týká se to zejména průběhového měření, kde je jedna měřicí perioda čtvrt hodina. Z tohoto intervalu dochází k vyhodnocení tzv. čtvrt hodinového maxima u spotřeby na hladině VN a VVN a všech výroben na různých napěťových hladinách. Za základní vyhodnocovací interval se však u průběhového měření považuje jedna hodina, která se z měřicího intervalu vypočítá.

Druhy měření

Hlavní součástí každého měřicího zařízení je elektroměr, který měří pouze činnou anebo činnou a jalovou elektrickou energii. Měření dále dělíme:

a) přímé měření

jde o měření, při kterém veškerá elektrická energie jde přes elektroměr, jde o elektroměr který je umístěný v síti s nízkým napětím do velikosti hlavního jističe 80A.

b) převodové měření

tento druh měření se využívá pro měření většího množství energie, u kterého je nutné použít měřicí transformátory. Na hladině NN to jsou pouze proudové transformátory. Pokud je měření umístěno na hladině VN nebo VVN, je nutné použít proudové i napěťové transformátory. Veškeré měřicí transformátory

ať už proudové či napěťové převádí hodnoty jmenovitého proudu či napětí na požadovanou hodnotu. Rozdíl mezi vstupní a výstupní hodnotou veličiny transformátoru, vyjadřuje tzv. převodový poměr. Podle toho, kde je umístěné měření u příslušného napájecího (“silového”) transformátoru rozlišujeme, jestli je měření primární nebo sekundární. Dále se ještě u převodového měření připočítávají činné ztráty transformátoru. Pokud je měření na sekundární straně u napěťové hladiny VN, dojde u spotřebované elektrické energie o připočtení 4% ztrát a u případné vyrobené energie odečtení 4% ztrát. Pokud je měření na sekundární straně u napěťové hladiny VVN, dojde u spotřebované elektrické energie o připočtení 2% ztrát a u případné vyrobené energie odečtení 2% ztrát. Toto se dělá pouze v případech, kdy výrobce nebo odběratel neprokázal, že je tomu jinak, pokud prokáže skutečnou hodnotu ztrát u transformátoru, zavádějí se pak tzv. počítané ztráty dle uvedených podložených hodnot.

Druhy měřicích zařízení

Pro měření množství elektřiny se používají následující stanovené způsoby:

- typ měření A – dálkové průběhové měření s denním přenosem dat
- typ měření B – dálkové průběhové měření s přenosem dat který nemusí být denní, ale neměl by být delší než jeden měsíc
- typ měření C – nejde o průběhové měření, zde se odečítají pouze stavy měřidla, tento odečet může být prováděn i dálkově

Pozn.: U průběhového měření je zpravidla u všech přístrojů prováděn i odečet jejich stavů.

Vybavení měřicích míst

Se uzpůsobuje dle napěťové hladiny, umístění měřidla, rezervovaného příkonu nebo instalovaného výkonu a v neposlední řadě typu měření.

Třídy přesnosti elektroměrů a měřicích zařízení

Musí být v souladu s vyhláškou ERU č.16/2016 ze dne 22.1.2016 o podmínkách připojení k elektrizační soustavě, třída přesnosti je vždy určena dle napěťové hladiny, čím vyšší je napěťová hladina, tím vyšší musí být i přesnost měřidla.

Měřicí a tarifní funkce

Zpravidla se určují dle napěťové hladiny a druhu odběrného místa, dále jsou určovány dle smluvního ujednání mezi PDS a uživatelem měřicího místa.

Ovládání tarifů a blokování spotřebičů

Řídí se dle sjednané sazby ve smlouvě s PDS. Způsob, jakým se provádí se určuje dle typu měření:

- spotřeby typu měření A, B jsou na OM osazeny elektroměry s časovou základnou a díky nastavení sazby v elektroměru dochází pomocí něj k blokování
- spotřeby typu měření C je zapotřebí osadit na OM přístroj HDO, který obdrží po silovém vedení kódovaný signál pro blokování spotřebičů
- nově u všech výrob dochází k montáži tzv. krizového řízení výroby pomocí HDO, které přijímá také svůj specifický signál po silovém vedení

Další ustanovení

- Za provozování měřicího zařízení je zodpovědný PDS a uživatel DS musí vždy v nutných záležitostech poskytnout PDS přístup dle platných smluv.
- Uživatel DS u měření typu A, B je povinen poskytnout provozovateli DS telekomunikační linku či napájení například pro externí modem pro zajištění přenosu naměřených hodnot. Pokud tak neučiní, osadí PDS modem GSM či GPRS a náklady s tímto zajištěním komunikace musí uživatel DS hradit.
- Uživatel DS může na vlastní náklady provádět kontrolní měření, ale pouze se smluvním souhlasem PDS. Kontrolní měření musí splňovat určité technické

parametry a musí být umístěno na jiném měřicím bodě tak, aby neovlivňovalo fakturační měření

- Pokud by zákazník potřeboval využít data z elektroměru, může požádat PDS o zpřístupnit rozhraní S0 či optorozhraní. U rozhraní S0 je nutné, aby bylo nějakým způsobem galvanicky oddělené (optočlenem, pomocí relé). Nově je možné zpřístupnit i optické rozhraní, ale pouze u určitých typů elektroměrů.
- Veškerá data má PDS za povinnost archivovat, ať už jde o surová data sejmутá přímo z elektroměru nebo údaje a data o měřicím zařízení.
- Naměřená data PDS předává na OTE dle vyhlášky [11]
- Jakékoliv zásahy do měřicího zařízení bez souhlasu PDS jsou zakázány.
- Ověřování elektroměru zajišťuje PDS. Doba platnosti ověření stanovených měřidel je stanovena přílohou vyhlášky [14] v platném znění. PDS může v případě potřeby předepsanou dobu platnosti ověření u vlastního zařízení (elektroměru) zkrátit. Měřicí transformátory má povinnost ověřovat uživatel DS na svoje náklady. [2]

6.4 OTE

Jde o organizátora krátkodobého trhu, který má na trhu s elektřinou a plynem mnoho dalších funkcí. Jeho pole působnosti je Česká republika. Ve spolupráci s provozovatelem přenosové soustavy je i organizátorem vyrovnávacího trhu s regulační energií.

Mezi jeho hlavní funkce patří:

- Vyhodnocování odchylky za celé území republiky a toto vyhodnocení předává jednotlivým subjektům zúčtování a provozovateli přenosové nebo distribuční soustavy.
- Vyhodnocuje odchylku a provádí vypořádání odchylek se subjekty zúčtování, které jí musí uhradit.
- Informuje provozovatele přenosové soustavy, provozovatele přepravní soustavy a provozovatele podzemních zásobníků plynu nebo provozovatele distribuční soustavy o neplnění platebních povinností účastníků trhu a subjektů zúčtování vůči operátorovi trhu.

- Zpracovává a zveřejňuje měsíční a roční zprávy o trhu s elektřinou a měsíční a roční zprávy o trhu s plynem v České republice.
- Zpracovává a předává ministerstvu, Energetickému regulačnímu úřadu, provozovateli přenosové soustavy a provozovateli přepravní soustavy alespoň jednou ročně zprávy o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu z důvodu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu.
- Zpracovává podklady pro návrh Pravidel trhu s elektřinou a Pravidel trhu s plynem, zajišťuje a poskytuje účastníkům trhu s elektřinou nebo plynem skutečné hodnoty dodávek a odběrů elektřiny nebo plynu.
- Zpracovává a po schválení Energetickým regulačním úřadem zveřejňuje obchodní podmínky operátora trhu pro elektroenergetiku a pro plynárenství způsobem umožňujícím dálkový přístup.
- Zajišťuje v součinnost s provozovateli distribučních soustav při zpracovávání typových diagramů dodávek, dle nich provádí zúčtování a vypořádání ve stavech nouze.
- V případech podle § 12a energetického zákona oznamuje dodavateli poslední instance odběrných míst zákazníků včetně jejich registračních čísel.
- Sleduje množství skladovaného plynu v jednotlivých podzemních zásobnících plynu a jejich kapacity.
- Zpracování na základě ročních a pětiletých předpokládaných bilancí a na základě denních, měsíčních a ročních skutečných bilancí o přepravě, distribuci, výrobě, dodávkách, obchodu s plynem a uskladnění plynu a vlastních analýz celkových bilancí plynárenské soustavy.
- Zpracování statistiky dovozu plynu ze zahraničí a jeho vývozu do zahraničí, a to včetně zdrojů plynu, a statistiky zákazníků, kteří změnili dodavatele plynu, zpracování alespoň jednou měsíčně zprávy s vyhodnocením dodávek a spotřeb plynárenské soustavy včetně vyhodnocení dovozu plynu do České republiky a vývozu plynu z České republiky.

- Zpracování jednou až dvakrát ročně výsledných údajů hodinových dodávek a spotřeb plynu od plynárenských podnikatelů pro sestavení kontrolních hodinových odečtů plynárenské soustavy.
- Zpracování měsíční bilance o plnění bezpečnostního standardu dodávek plynu.
- Zpráva veřejně přístupného rejstříku obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, administrace systému pro vyplácení podpory podporovaných zdrojů energie, administrace systému pro vydávání a správu záruk původu.

Po vzniku v roce 2001 probíhala následná liberalizace trhu v několika etapách. V roce 2002 se trh otevřel pro odběratele s roční spotřebou nad 40 GWh, následoval rok 2003 pro odběratele s roční spotřebou nad 9 GWh, následně rok 2004 pro zákazníky s průběhovým měřením spotřeby, což byli zákazníci s typem měření A a B, poté v roce 2005 pro maloodběratele u podnikatelské činnosti a nakonec od 1. ledna 2006 pro maloodběratele u domácností. Ze začátku se registrovala veškerá odběrná místa u velkých odběratelů, která změnila dodavatele, dále v roce 2006 již začala registrace všech odběrných míst, která změnila dodavatele elektrické energie. U odběrných míst, která nezměnila dodavatele, se často registroval tzv. sumární EAN. Od 1.1.2020 však došlo ke změně a nyní je již povinnost registrovat všechna odběrná a předávací místa u operátora trhu. [3]

7 Výpočet odchylky u dat a princip validace a agregace

Data z měřicích zařízení putují na server odečtového systému, kde se uloží a následně dojde k jejich zpracování odečtovou aplikací. Odečtová aplikace slouží k řízení dálkového odečtu, ukládání dat z měření typu A, B zvláštním případem jsou pak vzorky TDD. Dále pak jsou odečtové aplikaci základní informace o uživateli DS a měřicím zařízení. Hlavním identifikátorem při odesílání dat na OTE je EAN (European Article Number) jedná se o celosvětově využívaný systém kódování a identifikace zboží, služeb a organizací, který má 18 číslic a jasně identifikuje jednotlivá odběrná místa (výrobce i odběratele). [3]

7.1 Validace a odesílání denních dat

V odečtové aplikaci dochází také k validaci dat. Znamená to, že se ověří jejich správnost (validita). U každého měřicího zařízení určeného pro dálkové měření jsou vždy dva soubory LP15 (last profil) a BV (billing value). LP15 je profil data v patnácti minutovém intervalu, jedná se o střední hodnotu maxima, která jsou za sebou chronologicky seřazená. BV je opis registrů – stavů jednotlivých veličin. Každý den dochází zpravidla k odečítání neúplných stavů, kde jsou údaje o napětí, proudu či jiné okamžité veličiny. K odečtení úplných registrů dochází zpravidla jednou měsíčně, zde jsou i údaje o spotřebě. V případě validace dat jsou nastavená určitá kritéria, podle kterých určí systém případně obsluha aplikace, zda jsou data validní. V případě validace se zjišťuje:

- kompletnost dat (zda některá nechybí)
- status dat (veškerá data mají určitý status)
- odchylky v datech (zda data odpovídají normálu)
- porovnání údajů z LP15 a BV

Validace v odečtové aplikaci se tedy dělí na denní a měsíční. Data z LP, která projdou validací, mají následně různé statusy viz Tabulka 2.

Tabulka 2 statusy jednotlivých hodnot

Označení statusu	označení	popis
00	Nevadní hodnota	Data, která nebyla dosud validovaná
46	Platná hodnota	Data jsou korektně naměřená
66	Náhradní hodnota	Data nebyla korektně naměřená a jsou nějakým způsobem upravená, pokud jsou data pouze dočasná.
99	Platný odhad	Data nebyla korektně naměřená a jsou nějakým způsobem upravená, ale jsou již trvalá.

Zdroj:[1]

Při odesílání dat na OTE se nikdy neodesílají nevalidní data. U denního odesílání se u jednotlivých odběrných míst v případě korektních dat odesílá status 46 v případě, že nejsou data z nějakého důvodu korektně odečtená, tak se posílají náhradní data se statusem 66. Data se statusem 66 se při měsíčním odesílání dat mohou změnit na status 46 nebo 99, jinak jsou brána jako nevalidní. Přehled jednotlivých typů měření a jejich interval odesílání zobrazuje Obr.14 .

Přehled měření dle jednotlivých typů měření, napěťové hladiny, velikosti odběru, účelu apod.				
Typ měření	A	B	S	C
Charakteristika měření dle kategorie zákazníků, napěťové hladiny, velikosti odběru, účelu	Odběr z PS nebo odběr z DS s napětím mezi fázemi vyšším než 52 kV nebo odběr z distribuční soustavy s napětím od 1 do 52 kV včetně se stanoveným rezervovaným příkonem nad	Odběr z DS s napětím od 1 do 52 kV včetně s rezervovaným příkonem elektřiny do 250 kW nebo výrobních elektřiny připojené k PS nebo DS	Smart metering s dálkovým přenosem údajů pro stanovené kategorie zákazníků na napěťové hladině NN, které není měřením typu A a B	Maloodběr obyvatelstva a podnikatelů
Měřicí interval	15 minut	15 minut	15 minut	-
Minimální frekvence pro přenos dat	denně	měsíčně	měsíčně	ročně
Způsob odečtu	dálkový	dálkový	dálkový	ruční
Možnost samoodečtu	částečně	částečně	částečně	ano
Práce s náhradními hodnotami a odhady	částečně	částečně	částečně	ano
Možnost dálkového ovládání OPM	ano	ano	ano	ano
Předávání dat	CDS OTE, odběratel, výrobce, obchodník	CDS OTE, odběratel, výrobce, obchodník	CDS OTE, odběratel, výrobce, obchodník	Obchodník jednotlivě, OTE komprimovaně
Přístupnost dat v internetovém portálu	ano	ano	na vyžádání	ne
Přístupnost dat on-line	zprostředkovaně	zprostředkovaně	zprostředkovaně	ne

Obr. 14 Přehled typů měření

Zdroj: [1]

7.2 Odesílání fakturačních dat

V rámci oddělení prodeje od distribuce elektřiny a volného trhu s elektřinou jsou fakturační údaje o spotřebě/výrobě zasílána od příslušného PDS k fakturaci silové elektřiny přes systém OTE. Data z průběhového měření typu A, B se fakturují jednou za měsíc a data z neprůběhového měření typu C jednou ročně.

U průběhového měření se měsíčně zasílají u každého OM dva soubory s daty, jeden LP60, což jsou profilová data vypočtená z LP15 a DUF (doplňující údaj fakturace), ten slouží k vyúčtování ostatních služeb spojených s distribucí elektřiny. U napěťové hladiny VN se odesílá DUF VO a jsou v něm veškeré doplňkové údaje o měření, které jsou nezbytné k fakturaci. Struktura souboru DUF VO je zobrazena v tabulce č.3.

Tabulka 3 - DUF VO - Blok OPM

Název	Popis / obsah	Pov.	Typ
EAN OPM	Identifikace OPM	A	String (18)
Množství [kWh]	Odebraná energie činná [kWh]	A	N(16,3)
Datum od	Datum - začátek fakturačního období	A	YYYY-MM-DD
Datum do	Datum - konec fakturačního období	N	YYYY-MM-DD
Název OPM	Název OPM	N	String (30)
Dodávka do DS - decentrální výroba [kWh]		N	N(16,3)
Status zprávy		A	String –číselník: „INV“ - „COR“ „ESP“ „EXI“ „CAN“ „NEF“
PMAx – datum a čas			YYYY-MM-DDTHH-MM-SS
PMAx			N(16,3)
Rezervovaná kapacita - měsíc	rezervovaná kapacita roční [kW]	N	N(16,3)
Rezervovaná kapacita - rok	rezervovaná kapacita měsíční [kW]	N	N(16,3)
Odebraná energie PS/DS nepodléhající platbě	odebraná energie z PS/DS nepodléhající platbě – u lokálních	N	N(16,3)

	distributorů a výrobců při zvl. podmínkách ve smlouvě [kWh]		
Spotřeba z vlastní výroby	spotřebovaná energie z vlastní výroby [kWh]	N	N(16,3)
Jalová energie - čas		N	HH-MM-SS
jalová energie	Jalová energie [kVARh]	N	N (16,3)
Jalová energie – tg-fi		N	N (16,5)

Zdroj: [3]

Tabulka 4 – DUF VO – Blok MP

Název	Popis / obsah	Pov.	Typ
ID MP	Identifikátor MP	A	String (18)
Název MP		N	String (12)
Jalová energie		N	N(16,3)
Jalová energie – tg-fi		N	N(16,3)
Pmax		A	
Pmax – datum a čas		A	

Zdroj: [3]

U neprůběhového měření typu C je zasílán pouze DUFMO, veškeré údaje, které obsahuje DUF MO jsou znázorněny v tabulce a DUF VO na obrázku.

Tabulka 5 položky DUF MO Blok OPM

Název položky	Popis / obsah	Pov.	Typ
EAN18	Identifikace OPM	A	
Status zprávy	Fakturace Reklamace Ukončení odběru Oprava minulého období. Informační – změna ceny - není fakturace OPM, jen informace a pro clearing	A	String – číselník: „INV“ - Fakturace/První platná hodnota „COM“ - Reklamace „ESP“ - Ukončení odběru „COR“ - Oprava minulého období. „NEF“ - Změna ceny „CAN“ - Zrušení (strorno) „EXI“ - Mimořádný odečet „HST“ - upravený poslední DUF končícího PD zasílaný novému PD jen v opisech msg 240
Identifikátor faktury	Zpráva bude generována až po vystavení faktury od PDS, usnadní identifikaci	A	String (10)
Interval spotřeby od	Datum předchozího odečtu (u NEF interval od)	A	YYYY-MM-DD
Interval spotřeby do	Datum posledního odečtu (u NEF interval do)	A	YYYY-MM-DD

Suma VT	Suma práce ve VT [kWh]	A	N (15,3)
Suma NT	Suma práce v NT [kWh]	A	N (15,3)
Platba VT	Platba za energii/OPM VT	A	N (15,3)
Platba NT	Platba za energii/OPM VT	A	N (15,3)
Platba RezKap	Platba za rezervovanou kapacitu Kč bez DPH (jistič)	A	N (15,3)
Platba OZE	Platba za obnovitelné zdroje (Kč)	A	N (15,3)
Platba KVET	Platba za kombinovanou výrobu tepla (Kč)	A	N (15,3)
Platba Distribuce	Celková platba za distribuci [Kč bez DPH]	A	N (15,3)
Platba SS	Platba za systémové služby [Kč bez DPH]	A	N (15,3)
Platba OTE	Platba za činnost zúčtování operátora trhu s elektřinou [Kč bez DPH]	A	N (15,3)
Jistič	Hodnota hl. jističe [A]	A	N (15,3)
Počet fází	Pouze u jističe (1 nebo 3)	N	N (1)
Pmax	Pmax [kW] (u měření A,B)	A/N	N (15,3)
Datum Pmax	Datum Pmax (u měření A,B)	A/N	YYYY-MM-DD
Čas Pmax	Čas Pmax (u měření A,B)	A/N	HH:MM:SS
Poplatek za odečet	Poplatek za odečet	A	N (15,3)
Výroba	Měřená výroba [kWh]	N	N (15,3)
Typ smlouvy	Typ smlouvy	A	String – číselník: „CSS“ - Sdružená smlouva na dod. a distribuci „CSU“ - Smlouva pouze na dodávku „GBC“ - Výkup elektřiny formou výkupních cen „FTC“ - Výkup elektřiny formou vynuceného výkupu při zel. bonusu „MTC“ - Tržní výkup elektřiny

Zdroj:[3]

Tabulka 6 DUF MO Blok elektroměr

Název položky	Popis / obsah	Pov.	Typ
EAN18	Identifikace OPM	A	String (18)
ID elektroměru	Identifikace elektroměru	A	String (20)
Interval spotřeby OD	Z intervalu lze dopočítat dny služby – stálý plat	A	YYYY-MM-DD
Interval spotřeby DO	A	YYYY-MM-DD	Interval spotřeby DO
Primární násobitel	Násobitel stavů elektroměru	A	N (15,3)
Počáteční stav VT	A	N (15,3)	Počáteční stav VT
Koncový stav VT	A	N (15,3)	Koncový stav VT

Suma VT	Suma práce v tarifu VT [kWh]	A	N (15,3)
Počáteční stav NT	A	N (15,3)	Počáteční stav NT
Koncový stav NT	A	N (15,3)	Koncový stav NT
Suma NT	Suma práce v tarifu NT [kWh]	A	N (15,3)
Doúčtování práce VT	Při chybě měření, HDO ... [kWh]	A	N (15,3)
Doúčtování práce NT	Při chybě měření, HDO ... [kWh]	N	N (15,3)
Důvod odečtu	Naměřeno = standardní odečet Odhad spotřeby Změna jističe Změna ceny Oprava Samoodečet Změna dodavatele Změna primárního násobitele	A	String (3), číselník: „STM“ - Naměřeno = standardní odečet „EST“ - Odhad spotřeby „CCB“ - Změna jističe „CPR“ - Změna ceny „REP“ - Oprava „SMR“ - Samoodečet „CHS“ - Změna dodavatele „CPM“ - Změna primárního násobitele “EXI” - Mimořádný odečet
Platba za distribuované množství ve vysokém tarifu	Jednotková cena - platba za distribuované množství ve vysokém tarifu (Kč/MWh)	N	N (15,14)
Platba za distribuované množství v nízkém tarifu	Jednotková cena - platba za distribuované množství v nízkém tarifu (Kč/MWh)	N	N (15,14)
Platba za příkon - paušální cena	Jednotková cena - platba za příkon (jistič) - paušální cena za jistič	N	N (15,14)
Platba za příkon - cena za A	Jednotková cena - platba za příkon (jistič) - cena za A (Kč/A)	N	N (15,14)
Platba za systémové služby	Jednotková cena - platba za systémové služby (Kč/MWh)	N	N (15,14)
Platba za služby OTE	Jednotková cena - platba za služby zúčtování OTE (Kč/MWh)	N	N (15,14)
Platba za obnovitelné zdroje	Jednotková cena - platba za obnovitelné zdroje (Kč/MWh)	N	N (15,14)
Platba za kombinované zdroje	Jednotková cena - platba za zdroje kombinované výroby elektřiny a tepla (Kč/MWh)	N	N (15,14)
Distribuční sazba	N	String(8)	Distribuční sazba

Zdroj: [3]

7.3 Legislativní požadavky na odesílání dat z měření

U odesílání dat z měření na OTE jsou stanoveny různé termíny a pokud nejsou splněny, tak je možné PDS nebo SZ jako případného odesílatele sankcionovat. Termíny se liší podle toho, zda se jedná o denní a měsíční odesílání skutečných naměřených hodnot nebo měsíční fakturačních údajů (DUF).

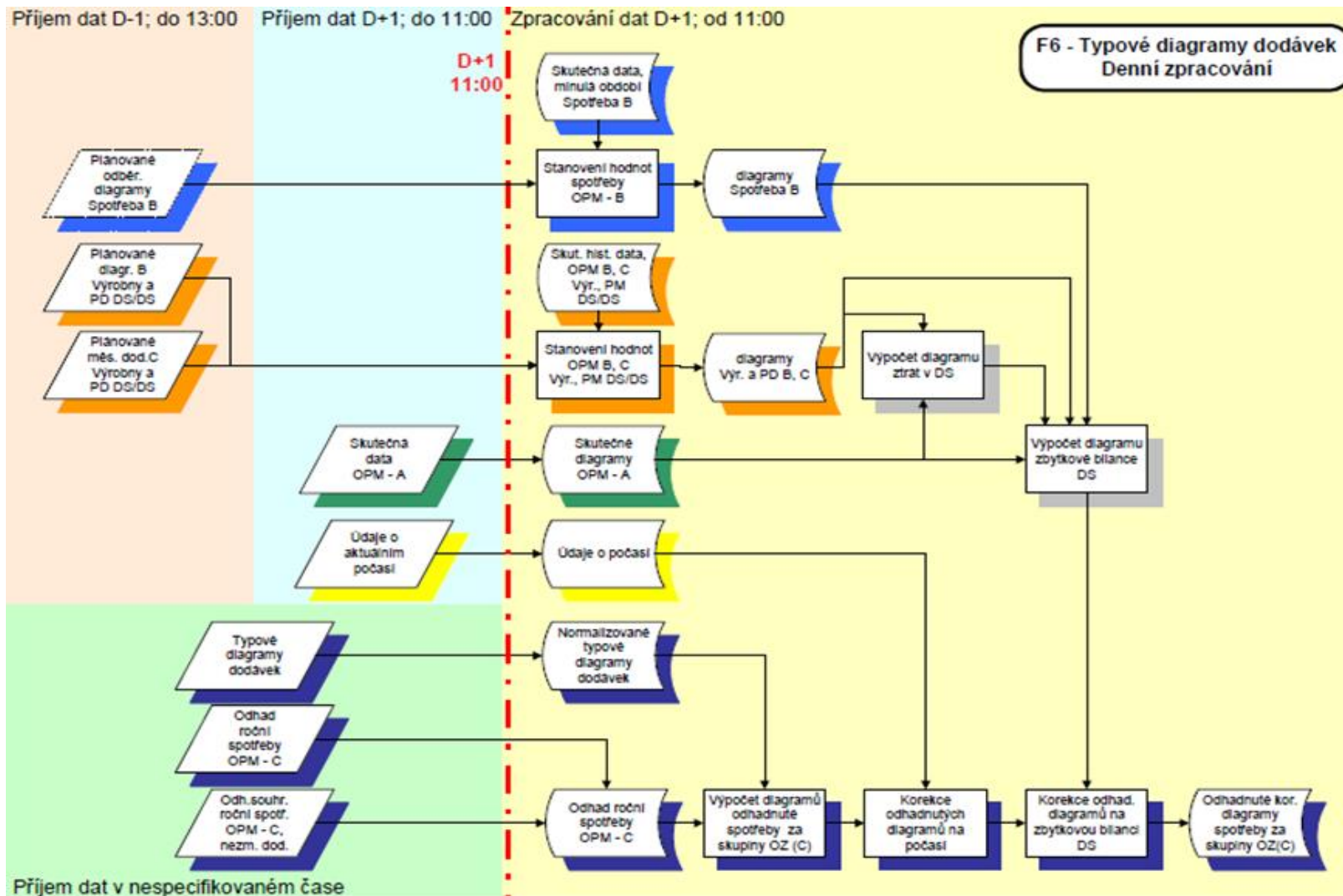
7.3.1 Požadavky na denní a měsíční odesílání skutečných hodnot

Požadavky na denní odesílání specifikuje vyhláška 408/2015 Sb. o pravidlech trhu s elektřinou. Ve vyhlášce v § 20 je uvedeno, že PDS zasílá na OTE denně do 11:00 hod za každou jím provozovanou distribuční soustavu skutečné hodnoty odběru a dodávky u odběrných a předávacích míst typu měření A. Dále předběžné hodnoty dodávek a odběrů u odběrných a předávacích míst typu měření B a M viz. obrázek, protože se v praxi prakticky nevyužívá. U odběrných a předávacích míst typu měření B a M odesílá PDS do 18. hod pátého pracovního dne po skončení kalendářního měsíce skutečné hodnoty dodávky a spotřeby u odběrných a předávacích míst typu měření B a M.

Pokud by nastala situace, kdy by PDS nebyl schopen předat naměřená data za odběrná či předávací místa na OTE včas, v tomto případě může OTE u těchto odběrných či předávacích míst vložit naměřené hodnoty místo PDS. Vyhláška 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou tuto možnost popisuje § 20.

Dle obchodních podmínek OTE v bodě 9.3.4 může být tato služba za určitých podmínek zpoplatněna, v případě zaslání naměřených skutečných či předběžných hodnot náhradní cestou je za toto nahrání účtována operátorem částka 500 Kč bez daně. Pokud nelze soubor se skutečnými či předběžnými daty doručit na OTE, provede OTE vložení náhradních hodnot, za což si účtuje poplatek 1000 Kč bez daně. Za jedno zadání se počítá jeden soubor s daty s minimálně jedním a maximálně všemi OPM od jednoho PDS. [11]

Pokud by PDS za nějaké OPM neodeslal údaje na OTE vůbec tj. ani jedním výše uvedeným způsobem, mohl by operátor trhu podat podnět k prošetření na ERU, které by mohlo teoreticky udělit PDS pokutu v řádu i několika milionů.



Obr. 15 Příjem dat Denní odesílání Zdroj: [3]

7.3.2 Požadavky na odesílání fakturačních hodnot (DUF)

Požadavky na odesílání fakturačních hodnot (DUF) specifikuje vyhláška 408/2015 Sb. o pravidlech trhu s elektřinou. V § 41 předávání údajů pro vyúčtování dodávek elektřiny a souvisejících služeb je stanoveno, že PPS nebo PDS odesílá data prostřednictvím OTE po skončení kalendářního měsíce, a to konkrétně do 18hod. sedmého pracovního dne následujícího měsíce u odběrných míst vybavených měřeními typu A, B nebo M, výjimka je u neaktivních odběrných míst a odběrných míst typu B nebo M připojených na hladinu nízkého napětí, dále u údajů týkajících se vyúčtování dodávek elektřiny a souvisejících služeb. V tomto případě se jedná o tzv. DUF VO.

PDS zasílá na OTE údaje v případě zákazníků na hladině NN s typem měření B nebo M do 18.00 hodin desátého pracovního dne následujícího. V tomto případě se jedná o tzv. DUF MO.

PPS nebo PDS zasílá prostřednictvím OTE údaje z výroby u typu měření A, B, M na odběrném místě potřebné k vyúčtování dodávek, a to do 18.00 hodin patnáctého pracovního dne následujícího měsíce.

PDS posílá prostřednictvím OTE fakturační údaje u odběrných míst o typu měření C prostřednictvím operátora trhu do 10 pracovních dnů od provedení odečtu elektřiny.

Prodloužení uvedených lhůt je možné pouze v případech reklamace vyúčtování ze strany zákazníka a to o 60 kalendářních dnů.

V případě nedodržení výše uvedených termínů hrozí PDS sankce, toto popisuje vyhláška 540/2005 Sb. Vyhláška o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice § 16 Standard předávání údajů o měření. Tyto sankce se účtují v případě, že se nedodrží termín předání údajů k vyúčtování plateb v případě odesílání, které je termínované na určitou hodinu o více jak 16 hodin, v případě odesílání, které je termínované na určitý den, tak to musí být více jak o den. Sankce za nedodržení uvedeného standardu se účtují takto:

- a) v sítích do 1 kV je to 600 Kč za každé předávací nebo odběrné místo a každou hodinu prodlení, nejvýše však 30 000 Kč.

b) v sítích nad 1 kV do 52 kV je to 1 200 Kč za každé předávací nebo odběrné místo a každou hodinu prodlení, nejvýše však 60 000 Kč.

c) v sítích nad 52 kV je to 3 600 Kč za každé předávací nebo odběrné místo a každou hodinu prodlení, nejvýše však 120 000 Kč.

Tyto sankce v případě nedodržení standardu poskytuje PDS dodavateli či dodavateli sdružené služby, který do předávacího nebo odběrného místa dodává elektřinu. V případě termínu odeslání určeného na určitý den se výše uvedené penalizace vyplácejí za každý den prodlení. [11]

7.4 Princip agregace

Pokud má OTE k dispozici měřená data za výroby a spotřeby. Provede následně agregaci, což je proces, při kterém jsou bilančním skupinám u jednotlivých subjektů zúčtování vypočteny odchylky od sjednaných hodnot. Jedná se o matematické výpočty, které jsou jako podklad pro zúčtování odchylek. Odchylka subjektu zúčtování je ve vyhlášce 408/2015 Sb. o pravidlech trhu s elektřinou definována jako rozdíl mezi skutečnou dodávkou a skutečným odběrem elektřiny na straně jedné a celkovou sjednanou dodávkou a celkovým sjednaným odběrem elektřiny na straně druhé. Dodávka(výroba) je vždy značena kladným znaménkem a spotřeba je značena záporným znaménkem. Odchylka se vždy stanovuje v MWh s rozlišením na tři desetinná místa.

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

O_{SZ} - odchylka subjektu zúčtování [MWh]

E_{SZ}^{skut} - skutečně dodaná/odebraná energie [MWh]

E_{SZ}^{sjed} - sjednaná energie [MWh]

OTE stanovuje subjektu zúčtování hodnotu skutečné dodávky elektřiny a skutečného odběru elektřiny jako souhrn dodávek elektřiny do elektrizační soustavy a souhrn odběrů elektřiny z elektrizační soustavy v odběrných a předávacích místech (OPM). [1]

$$E_{sz}^{skut} = \sum_{OPM \in SZ} E_{dod,sz}^{m\check{e}r} - \sum_{OPM \in SZ} E_{odb,sz}^{m\check{e}r}$$

Index $OPM \in SZ$ - vyjadřuje množinu všech OPM, která má OTE v systému registrované k určitému subjektu zúčtování

$E_{dod,sz}^{m\check{e}r}$ resp. $E_{odb,sz}^{m\check{e}r}$ - měřená hodnota dodávky, resp. odběru [MWh] v daném domácím OPM (OPM pro měření přeshraničních přenosů elektřiny je přiřazeno PPS) [MWh], v této hodnotě je zahrnuta i kladná, resp. záporná regulační energie, která byla reálně vyrobena/nepotřebována, resp. nevyrobena/spotřebována, a tedy musí být i naměřena.

Skutečným množstvím elektřiny subjektu zúčtování v obchodní hodině je podle legislativy souhrn množství elektřiny na základě údajů získaných z měření a s využitím typových diagramů v odběrných nebo předávacích místech subjektu zúčtování a v odběrných a předávacích místech účastníků trhu s elektřinou, za které převzal subjekt zúčtování zodpovědnost za odchylku.

Sjednaným množstvím elektřiny je součet množství elektřiny smluvené tímto subjektem zúčtování s ostatními subjekty zúčtování v dané obchodní hodině včetně množství sjednané regulační energie. [1]

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

Index $\sum_{RD \in SZ}$ vyjadřuje množinu všech realizačních diagramů sjednaných daným subjektem zúčtování (nebo účastníků trhu, za které převzal zodpovědnost za odchylku) s ostatními subjekty zúčtování

$E_{dod,sz}^{sjed}$ resp. $E_{dod,sz}^{sjed}$ obchodně sjednaná výsledná hodnota závazku subjektu zúčtování dodat či odebrat elektřinu do/z ES na základě registrace sjednaných hodnot na organizovaných trzích a z registrace domácích dvoustranných obchodů [MWh]

$E_{imp,sz}^{sjed}$ resp. $E_{exp,sz}^{sjed}$ obchodně sjednaná hodnota závazku subjektu zúčtování dodat
či odebrat elektřinu do/z ES na základě registrace přeshraničních dvoustranných

8 Dopadová analýza BIA výpadku komunikace s OTE

Business Impact Analysis se ve velké míře využívá v různých organizacích jako jsou například velké firmy. Jejím úkolem je vyhodnotit dopady na organizaci při výpadku dodávek produktů nebo služeb, které jsou důležité pro její činnost. Využívá se hlavně v (Business Continuity Management, BCM). Součástí BIA je stanovení minimálních úrovní zdrojů potřebných pro obnovení kritických činností ve stanovených časech a na stanovených úrovních. Často se také do BIA analýzy zahrnuje i CIA (Confidentiality Integrity Availability), ta se soustředí na data nebo informace jako celek a možnosti výběru stupně ochrany. Analýza bude zaměřena společnost ČEZ Distribuce a.s., která je jedním ze třech PDS v ČR.

8.1 BIA/CIA bezpečnostní klasifikace

Na začátku je nutné stanovit BK pro stanovení bezpečnostních požadavků na data, se kterými se v rámci odesílání dat z měřicích zařízení setkáváme. Systém klasifikace umožňuje zjednodušení a zpřehlednění procesu návrhu, implementace a kontroly bezpečnostních opatření a váže na výběr servisního modelu pro poskytování služeb. Dále je ho možné využít, pokud bychom chtěli stanovit míru závažnosti při různých bezpečnostních incidentech. Během BIA bude identifikován dopad jednotlivých aktiv do business procesů společnosti ČEZ Distribuce a. s. z pohledu důvěrnosti, integrity, dostupnosti. Z dopadů bude stanovena bezpečnostní klasifikační třída pro jednotlivá pojmenovaná a evidovaná informační aktiva. V návrhu budou zohledněny všechny požadavky na informační aktiva.

8.1.1 Bezpečnostní hlediska pro CIA

V této kapitole budou stanoveny bezpečnostní hlediska na informační aktiva v rámci dat odesílaných na OTE pro účely denního trhu a fakturace. Pro zjednodušení návrhu opatření bude při analýze využívat informace z detailu BK. Nejdříve se stanoví klasifikace u jednotlivých bezpečnostních hledisek, které využijeme pro BK jednotlivých dat, aby šlo snáze určit, jak jsou pro firmu důležitá. Hodnocení bude provedeno A, B, C, D, kde písmena označují jednotlivé stupně ochrany od nejvyšší do nejnižší.

Dostupnost

Tabulka 7 Kritéria dostupnost

Třída Dost.	Značení BK	Popis
A	[A; *; *]	Narušení dostupnosti systému informačního aktiva není přípustné a je nutné řešit co nejdříve i krátkodobou nedostupnost. Obnovení činnosti by mělo být v řádu minut, jinak může dojít k ohrožení zájmů PDS kritickým způsobem.
B	[B; *; *]	Nedostupnost systému informačního aktiva musí být obnovena v řádu hodin, jinak mohou být důležitě ohroženy zájmy PDS.
C	[C; *; *]	Nedostupnost systému informačního aktiva by nemělo překročit dobu jednoho dne. Dlouhodobější výpadek může mít za následek částečné ohrožení zájmů PDS.
D	[D; *; *]	Nedostupnost systému informačního aktiva ovlivňuje zájmy PDS v nevýznamném měřítku.

Zdroj: Vlastní zpracování

Důvěrnost

Tabulka 8 Kritéria důvěrnost

Třída Dost.	Značení BK	Popis
A	[*; A; *]	Informační aktiva jsou velmi důvěrná a pokud by došlo k jejich prozrazení, mohlo by to mít fatální následky na PDS a případně i fungování DS.
B	[*; B; *]	Informační aktiva jsou důvěrná a jejich ochranu nařizuje zákon, občanský zákoník, či GDPR.
C	[*; C; *]	Informační aktiva nejsou veřejná a jejich zveřejněním by vedlo k porušení unbundlingu
D	[*; D; *]	Informační aktiva mohou být zveřejněna pouze za určitých podmínek, které stanoví zákon či vnitřní předpisy PDS.

Zdroj: Vlastní zpracování

Integrita

Tabulka 9 Kritéria integrita

Třída Dost.	Značení BK	Popis
A	[*; *; A]	Narušení integrity informačního aktiva by mohlo v konečném důsledku vliv na fungování DS a PDS
B	[*; *; B]	Narušení integrity informačního aktiva by mohlo omezit důležité zájmy a cíle PDS
C	[*; *; C]	Narušení integrity informačního aktiva by mohlo omezit částečně zájmy a cíle PDS
D	[*; *; D]	Narušení integrity informačního aktiva nijak významně neomezuje zájmy a cíle PDS

Zdroj: Vlastní zpracování

8.1.2 Vstupní metrika pro vyhodnocení BIA

Vstupní metrika bude využita pro hodnocení nedostupnosti dat, ztráty dat a jejich vyzrazení či úpravy z pohledu uživatele systému.

Stupnice hodnocení: 1 – žádné

2 – nízké

3 – střední

4 – vysoké

5 – kritické

Dále je zde určena tabulka s dopady:

Tabulka 10 Metrika vyhodnocení BIA

Zkratka	Popis
15M	Nedostupná data 15minut
1 H	Nedostupná data 1hodinu
5 H	Nedostupná data 5hodin
12 H	Nedostupná data 12hodin
1D	Nedostupná data 1den
1 W	Nedostupná data 1týden
1 WW	Nedostupná více než 1týden
Z 1	Chybějící záloha 1hodinu

Z 24	Chybějící záloha 24hodin
ZW	Chybějící záloha týden
ZM	Chybějící záloha měsíc
ZALL	Úplná ztráta dat
NP	Neoprávněné prozrazení cizím osobám
CH	Chyby menšího rozsahu – různé překlepy
CHP	Chyby většího rozsahu – chybně naprogramované přenosy dat
CHU	Úmyslná chyba modifikace dat

Zdroj: Vlastní zpracování

8.1.3 Vodítka pro BIA

Vodítka určen pro BIA analýzu byla zvolena s ohledem na charakter a povahu podnikání ČEZd a dálkové měření elektrické energie. Předpoklad je takový, že k dosažení kritické hranice by nemělo dojít prakticky nikdy. Jednotlivá vodítka jsou zvolena takto:

Zákonné povinnosti

ČEZd jako každý podnikající subjekt má určitá práva a také povinnosti. Zákonné povinnosti vycházejí z toho, že interní předpisy jsou mnohem přísnější, než ukládá zákon. Proto pokud dojde k jejich porušení, ještě to neznamena, že dojde k porušení zákona, z tohoto důvodu to bylo zvoleno na stupnici hodnocení jako nízké. Na opačné straně je v extrémních případech porušení zákona tak vážné, že by mohlo dojít ze strany ERU k odebrání licence, která je základem podnikání ČEZd.

Řízení a provoz

Toto vodítko je velmi důležité z pohledu efektivního řízení nákladů ve firmě. Na stupnici nízké je brána drobná neefektivnost, třeba zbytečný výjezd montérů do terénu mimo plán nebo neoptimální trasa s dlouhými přejezdy, či větší pracnost při zpracování dat. Na druhé straně stupnice hodnocení je takové omezení ve fungování systémů, že na opravu a obnovení provozu v ČEZd nebude zdaleka stačit celá kapacita pracovníků, aby byly dodrženy standardy, které jsou podmínkou pro udělení licence na distribuci elektřiny.

Ztráta důvěry

Ač se to moc nezdá, tak publicita je v ČEZd velmi důležitá. Jak vnímá okolí distribuční společnost, je důležité hlavně z pohledu spolupráce v případě řešení poruch či jiných situací, při kterých bude například nutné zpřístupnit odběrné místo nebo vstoupit na soukromý pozemek. Nízký stupeň odpovídá nespokojenosti lidí se službami společnosti ČEZd. Na druhé straně se může stát, že pověst společnosti je tak podlomena, až dojde k poklesu akcií na burze nebo k odlivu investorů a obchodních partnerů i ze zahraničí.

Finanční zátěž

Pokud jde o finance, tak většina finanční zátěže pro ČEZd plyne z neplnění smluvních nebo zákonných podmínek. Na nejnižším bodě je 1 milion korun, což je pro společnost při stamilionových ziscích zanedbatelná částka. U ztrát přesahujících 500 milionů je však již situace jiná, v tomto případě je nutné provést změny ve firmě, protože pokud by se to mělo opakovat, může to být až likvidační. Pro účely analýzy bude počítáno s finančními dopady, které plynou z nedodržení lhůt při odesílání fakturačních dat na OTE viz. Bod 7.3.2. Pro výpočet bude určen vzorec.

$$a * p * t = P$$

a – počet OPM t – čas překročení (hod)

p – penalizace v (Kč) P – penalizace (Kč)

Omezení důležitých služeb

V oblasti měření využívá spousta zákazníků údaje z měření ať už v reálném čase přímo na odběrném místě nebo přes aplikace, ke kterým má zřízen přístup od ČEZd. Využití údajů z měření je různé od pouhé kontroly spotřeby a výroby, až po vyúčtování nebo řízení provozu celé firmy nebo výrobního závodu. Na nejnižší příčce hodnocení mohou být nefunkčním měřením nebo systémem ovlivněny SZ, nebo obchodníci dále některé domácnosti nebo malé firmy o pár zaměstnancích. Pokud však budeme zacházet do extrému a vypadne měření ve velké části DS, může dojít k ovlivnění chodu i těch největších zákazníků ČEZd, SZ nebo obchodníků nebo případně velkých firem, které zaměstnávají tisíce lidí, viz. Tabulka 11

Tabulka 11 Vodítka do BIA

Riziko/Název	1 - Nízké	2 - Střední	3 - Vysoké	4 - Kritické
Zákonné povinnosti	Jde o porušení interních směrnic a předpisů v ČEZd či smluv	Může zapříčinit správní nebo občanskoprávní řízení proti ČEZd	Může dojít k trestnímu stíhání a zastavení činnosti na omezenou dobu v ČEZd	Může dojít k trestnímu stíhání, které může vést k odebrání licence ČEZd
Řízení a Provoz	Může zhoršit efektivnost při provádění činností v ČEZd	Může omezit provádění některých činností v ČEZd	Může způsobit zastavení důležitých činností v ČEZd	Zasahuje významně do fungování celé ČEZd a může vést k ukončení činnosti
Ztráta důvěry	Může se objevit negativní publicita o ČEZd na velmi krátkou dobu u malé zájmové skupiny	Může se objevit negativní publicita o ČEZd u široké zájmové skupiny na krátkou dobu	Může se objevit negativní publicita o ČEZd, která na delší dobu ovlivní vztah s veřejností v celé zemi.	Může se objevit negativní publicita o ČEZd, která ovlivní i nadnárodně pověst na velmi dlouhou dobu
Finanční zátěž	Povede přímo či nepřímo ke ztrátám do 1 mil. korun	Povede přímo či nepřímo ke ztrátám do 25 mil. korun	Povede přímo či nepřímo ke ztrátám do 500 mil. korun	Povede přímo či nepřímo ke ztrátám nad 500 mil. korun
Omezení důležitých služeb	Omezení důležitých služeb pro zákazníky ČEZd v počtu do 1000 lidí	Omezení důležitých služeb pro zákazníky ČEZd v počtu do 10000 lidí	Omezení důležitých služeb pro zákazníky ČEZd v počtu do 100000 lidí	Omezení důležitých služeb pro zákazníky ČEZd v počtu nad 100000 lidí

Zdroj: Vlastní zpracování

8.1.4 Stanovení MTPD, MIDP, MTDL

Tyto parametry stanovují, jak se u informačních aktiv zachovat v případě obnovy a zálohování. Jde o parametry, které stanovují řízení kontinuity činností u informačních aktiv. Dále tu jsou parametry RTO (Recovery Time Objective) a RPO (Recovery Point Objective). RPO je čas, ze kterého je poslední záloha a RTO je čas, který potřebujeme k tomu, aby byla aplikace znovu dostupná. Proto by mělo platit, $RPO \leq MTDL$, $RTO \leq MIDP$ a $RTO \leq MTPD$.

MTPD (Maximum Tolerable Period of Disruption)

Je maximální akceptovatelná doba výpadku. Jde o dobu nedostupnosti systému nebo aplikace, při které bude vysoký dopad na společnost ČEZd

Tabulka 12 MTPD kritéria

Stupeň MTPD	popis
15M	Do 15 minut je dosaženo vysokých dopadů
1 H	Do 1 hodiny minut je dosaženo vysokých dopadů
6 H	Do 6 hodin je dosaženo vysokých dopadů
16 H	Do 16 hodin je dosaženo vysokých dopadů
1 D	Do 1 dne je dosaženo vysokých dopadů
1 W	Do 1 týdne je dosaženo vysokých dopadů
1 WW	Za více jak 1 týden je dosaženo vysokých dopadů

Zdroj: Vlastní zpracování

MIPD (Medium Impact Period of Disruption)

Je doba výpadku, při které nastávají střední dopady. Jde o dobu, kdy kvůli nedostupnosti systému nebo aplikace dosáhneme středních dopadů na společnost ČEZd.

Tabulka 13 MIPD kritéria

Stupeň MIPD	popis
15 M	Do 15 minut je dosaženo středních dopadů
1 H	Do 1 hodiny minut je dosaženo středních dopadů
6 H	Do 6 hodin je dosaženo středních dopadů

16 H	Do 16 hodin je dosaženo středních dopadů
1 D	Do 1 dne je dosaženo středních dopadů
1 W	Do 1 týdne je dosaženo středních dopadů
1 WW	Za více jak 1 týden je dosaženo vysokých dopadů

Zdroj: Vlastní zpracování

MTDL (Maximum Tolerable Data Loss)

Je maximální akceptovatelná ztráta dat. Znamená to tedy pokud se bude obnovovat data ze zálohy, tak to určuje, jaké stáří dat je pro společnost ČEZd akceptovatelné

Tabulka 14 MTDL kritéria

Stupeň MTDL	popis
1 H	Zálohuje se pravidelně v intervalu 1 hodiny
1 D	Zálohuje se pravidelně v intervalu 1 dne
1 W	Zálohuje se pravidelně v intervalu 1 týdne
1 M	Zálohuje se pravidelně v intervalu 1 měsíc

Zdroj: Vlastní zpracování

8.2 BIA/CIA u ČEZd

U ČEZd je nutné nejdříve určit, jaké systémy a informační aktiva se budou v analýze vyskytovat. Poté se provede dle určených vodítek a určené stupnice vyhodnocení.

8.2.1 Struktura systému ČEZd

Systémy v ČEZd určené na obsluhu a zpracování dat z měření jsou různě rozděleny podle účelu použití a funkcí. Některé mají za úkol komunikovat na dálku s elektroměry jiné zase zpracovávají data k fakturaci nebo odesílání na OTE. U některých jsou dopady na fungování zanedbatelné, jiné zase nesmí být mimo provoz více jak hodinu. Proto pro účely BIA byly rozděleny tyto systémy na jednotlivé bloky:

Odečtový systém

Tuto aplikaci obsluhuje **Administrátor odečtového systému (AOS)**. Aplikace slouží především k odečítání elektroměrů z odběrných míst na dálku, v případě potřeby umí přijímat data z ručních terminálů od **terénních pracovníků (montérů) (TPM)**. Odečet pomocí terminálu se používá především při montáži či demontáži měřidla, dále pak v případě nedostupnosti signálu na OM.

Účetní systém

Slouží dle názvu k fakturaci výroby a spotřeby, jsou v něm data o zákaznicích a všech instalovaných přístrojích, dále se v něm validují odečty typu C a zasílají z něj některé údaje na OTE například DUF MO. Účetní systém se rozděluje do takzvaných transakcí, díky kterým lze provádět v systému různé úkony nezávisle na sobě, účetní systém je díky tomu, že zastává spoustu funkcí, velmi důležitý. **Uživatel účetního systému (UUS)** má na starosti například fakturaci dat, řešení reportingu nebo smluvní věci, vytváření, či evidování zakázek **Terénním pracovníkům (montérům) (TPM)**. Montéři se starají o chod dálkově odečítaných elektroměrů na základě zasílaných zakázek z účetního systému.

Aplikace určená k zasílání dat na OTE

Aplikace určená k zasílání dat na OTE se používá ve spojení s odečtovým systémem. Tato aplikace zasílá data na OTE LP60. Je to vlastně takový mezičlánek odečtového systému a OTE. Data se do této aplikace dostávají z odečtového systému. Tuto aplikaci má na starosti **administrátor komunikace z OTE (AKS)**, který má přístup i do jiných systémů.

Portál určený k poskytování dat zákazníkům

Jedná se o aplikaci, která zobrazuje zákazníkům údaje z průběhového měření, mohou v ní vidět data stažená z elektroměru LP15 a přepočtená na LP 60. Aplikace je jedna z doplňkových služeb pro zákazníky s průběhovým měřením, kterou si můžou ale i nemusí zřídit. Aplikaci spravuje tzv. **Správce portálu poskytování dat (SPP)**, který se stará o registraci uživatelů a aby byly údaje vždy aktuální, případně odpovídá na dotazy od zákazníků.

BTS operátora

Jako třetí strana, která může ovlivnit odečtení dat z elektroměrů, je zde uvedena BTS operátora. Ta může potencionálně zařídit neodečtení elektroměrů v určité oblasti. Občas se na nějaké BTS může stát, že vlivem přenastavení některých parametrů nebo výpadku BTS dojde ke ztrátě signálu z některých sim karet. Operátor je vázaný určitými smlouvami o standardu poskytování služeb, proto vždy když nastanou nějaké úpravy na jeho zařízení, které by mohly mít vliv na dálkovou komunikaci přes SIM nastavených na GPRS odečet ve výjimečných případech i GSM, měl by o tom dát včas vědět. Takový výpadek má největší vliv na **Terénního pracovníka (montéra) (TPM)**, který musí u těchto míst provést případnou výměnu SIM nebo rekonfiguraci modemů.

Výpadek komunikace u OM

Každé odběrné místo je z hlediska velikosti odběru a spotřeby specifické, proto pro účely analýzy se budou tato odběrná místa rozlišovat dle typu měření:

Měření typu A, u tohoto typu měření jsou velké rozdíly mezi jednotlivými zákazníky ve spotřebě nebo výrobě elektřiny, jedná se převážně o VN a VVN napěťové hladiny, kde může zákazník odebírat a vyrábět za hodinu od 250kWh až několik GWh.

Měření typu B, odběrná místa s tímto typem měření mohou být na napěťové hladině NN nebo VN, je možné, že každé z nich bude vyhodnocováno jiným způsobem. U VN je vyhodnocováno maximum a rezervovaný příkon je kW. U NN se pak maximum na spotřebě vůbec neřeší a rezervovaný příkon je v A(ampérech) dle hlavního jističe či deonu.

Měření typu C(TDD) v případě tohoto měření se jedná o malé množství odběrných míst v celé DS vlastněné ČEZd, přibližně asi 1160míst na území ČEZd. Data z dálkového odečtu nejsou fakturační. Data z tohoto měření využívá EGU Brno pro vytváření typových diagramů dodávek (TDD) u odběrných míst, která nemají instalované průběhové měření. Tyto diagramy jsou následně použity pro sestavení bilancí elektřiny a pro zúčtování odchylek.

Informační aktiva

Pro účel analýzy se bude využívat informační aktivum, které pochází z dat dálkového odečtu elektroměru nebo případně informační aktivum, u kterého tvoří dálkový odečet základ, cestu informačních aktiv popisuje Obr.16.

- a) V ČEZd se jako informační aktivum při měření elektrické energie a následné dálkové komunikaci se systémem využívá:

LP15 (Last-profil 15 min)

15 ti-minutový profil, je vlastně průměr maxima měřené energie v intervalu 15 minut, které je postupně ukládáno do paměti přístroje. Díky tomu je možné pozorovat průběh činné a jalové složky energie u spotřeby či výroby v čase.

BW (Billing value)

Jedná se o registr elektroměru, do kterého se zapisuje aktuální stav číselníku odebrané/dodané činné nebo jalové energie. Do registru se mimo to zapisuje spousta jiných hodnot viz. Tabulka 1. Údaje o odebrané činné energii z registru elektroměru se mimo jiné zasílají pro účely fakturace do účetního systému.

- b) Pro účel Fakturace elektrické energie jsou používána také tyto informační aktiva, které jsou využita například pro vypořádání odchylek či další fakturaci:

LP60 (Last-profil 60 min)

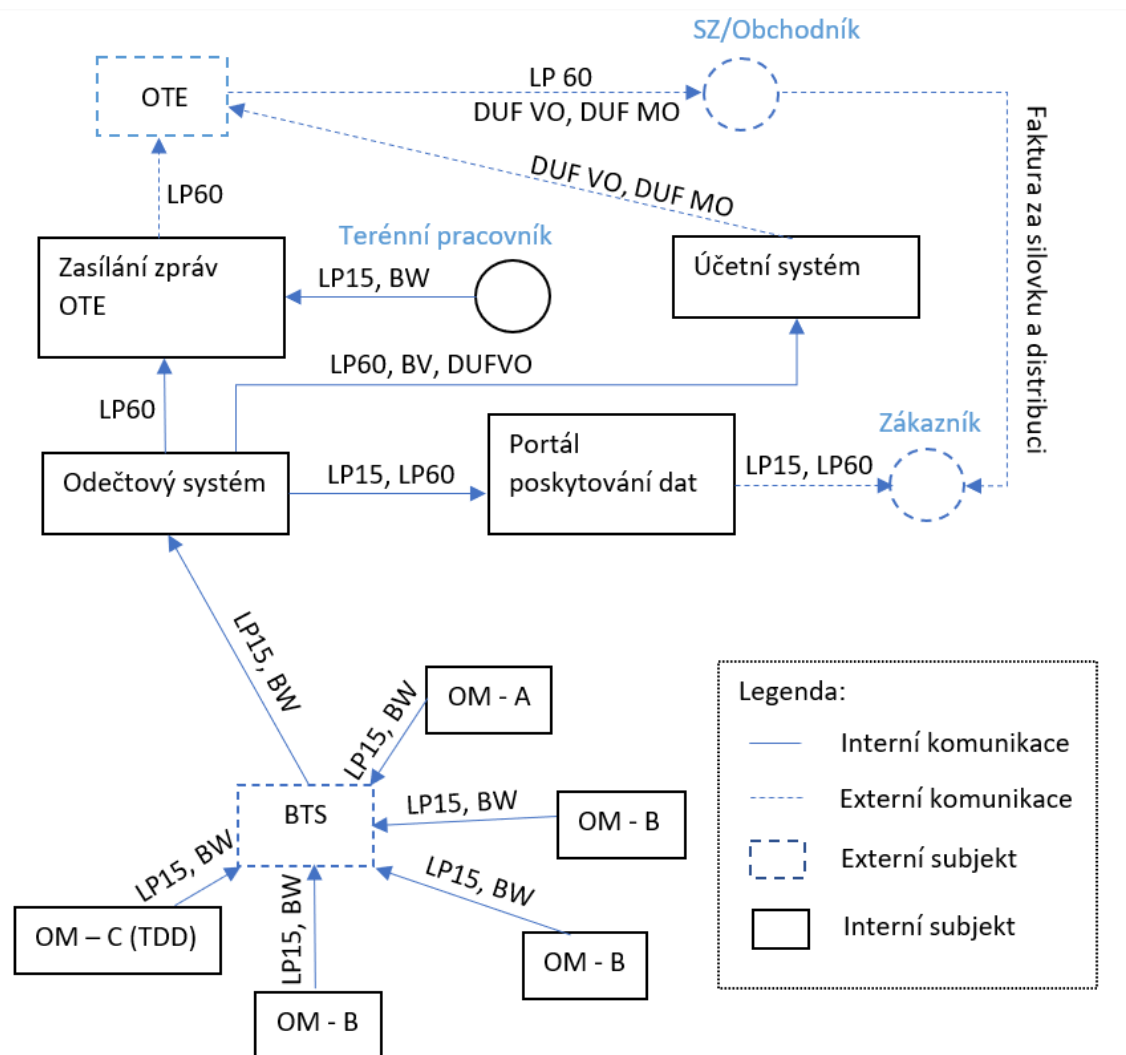
jde o 60 ti-minutový profil, který je vypočten jako aritmetický průměr součtu čtyř hodnot z LP15, tímto se získá profil v 60 ti-minutovém intervalu. Tento profil má následně využití při denním odesílání a agregaci viz. kapitola 7. Dále se využívá jako podklad k fakturaci elektrické energie pro OM v síti VN.

DUF (Dodatečný údaj pro fakturaci)

Dodatečný údaj pro fakturaci je využíván jako podklad fakturace za distribuci elektrické energie, kterou zasílá PDS, ať už obchodníkovi či jiným subjektům, kteří provádějí vyúčtování elektrické energie. DUF se dále dělí na dva druhy:

DUF VO – je údaj o fakturaci za distribuci elektrické energie u odběrných míst připojených k síti VN či VVN. Přesné informace o položkách v DUF VO viz. Tabulka 3 a Tabulka 4

DUF MO - je údaj o fakturaci za distribuci elektrické energie u odběrných míst připojených k síti NN. Přesné informace o položkách v DUF VO viz. Tabulka 5 a Tabulka 6



Obr. 16 Schéma propojení systémů ČEZd
Zdroj: Vlastní zpracování

8.2.2 BIA aplikovaná na systémy ČEZd

Hodnocení vstupních dat využívaných z dálkového měření elektrické energie z pohledu dostupnosti, ztráty, vyzrazení či chybovosti. Toto hodnocení se provádí formou interview s jednotlivými uživateli:

Administrátor odečtového systému (AOS) – uživatel odečtového systému.

Administrátor komunikace s OTE (AKS) – uživatel aplikace určené k odesílání dat na OTE.

Správce portálu poskytování dat (SPP) – uživatel portálu pro poskytování služeb zákazníkům.

Terénní pracovník (montér) (TPM) – uživatel který je závislý převážně na fungování odečtového systému, částečně na fungování BTS a účetního systému.

Uživatel účetního systému (UUS) – uživatel účetního systému.

Tabulka 15 Vyhodnocení rizik uživatelem

Dopad																
Název	15 M	1 H	6 H	16 H	1 D	1 W	1 WW	Z 1	Z 24	ZW	ZM	ZALL	NP	CH	CHP	CHU
UUS	1	2	3	4	4	5	5	3	4	5	5	5	5	3	4	5
AOS	1	2	3	4	4	5	5	2	3	4	5	5	5	3	4	5
AKS	1	1	3	4	4	5	5	1	1	2	3	2	5	2	3	5
SPP	1	1	2	2	2	3	4	1	1	3	4	4	5	2	3	5
TPM	1	1	2	3	3	4	5	2	3	4	5	5	3	2	3	5

Zdroj: Vlastní zpracování

Popis vyhodnocení:

Ze vstupního vyhodnocení je jasně patrné, že nejvíce by byli postiženi výpadkem uživatelé odečtového a účetního systému, což je celkem pochopitelné, protože data v tomto systému se využívají k fakturaci nebo k dennímu odesílání a k spouštění dalších úkonů, proto jejich delší nedostupnost může vést k porušení vyhlášek, zákonů nebo k případné penalizaci. Nejméně citliví jsou pak uživatelé portálu, přes který se poskytují data zákazníkům, která jsou pro ně prakticky jen

kontrolní, jejich nedostupnost však může vést k větší pracnosti z hlediska vyřizování požadavků zákazníků.

Záloha v účetním systému by měla být nejlépe každou hodinu, protože se v něm každou minutu zpracovává a zavádí spousta dat nejen o zákaznících, ale i smlouvách, fakturách a zakázkách pro terénní pracovníky, dále by se musela znovu nahrávat případná data z měření. Což by bylo pro uživatele systému velmi pracné. U odečtového systému by stačila záloha jednou za týden. Pokud by došlo k úplné ztrátě dat za jeden týden, tak by bylo možné v případě obnovy odečíst data z paměti všech elektroměrů, tento proces však vede v konečném důsledku k zvýšení nákladů za přenos a zajištění dat a k zvýšení pracnosti u uživatelů systému a pracovníků v terénu u míst bez signálu. U aplikace určené k zasílání dat na OTE není nutná záloha dat, protože veškerá data stahuje z odečtového systému a slouží pouze k jejich odeslání, pracnost pro uživatele této aplikace se nijak zvlášť nezvýší. U uživatelů aplikace portálu pro poskytování dat se v případě úplné ztráty dat musí provést zdoluhavé a pracné nahrávání dat z odečtového systému a případné opětovné zřízení přístupů do aplikace pro zákazníky.

Z pohledu vyzrazení jsou na tom všichni uživatelé stejně kromě terénního pracovníka. U terénního pracovníka je riziko nižší, protože pracovník má vždy údaje o odběrných místech pouze na konkrétní den a naměřená data, která odečte z elektroměru na odběrném místě, zašle ihned do systému. Naproti tomu ostatní uživatelé mají k dispozici osobní údaje a naměřená data ze systému a aplikací o velikém množství zákazníků. Proto je u všech těchto uživatelů kritické riziko vyzrazení.

Nejvíce velkých chyb se může vyskytnout u odečtového a účetního systému, z důvodu jejich velikosti a velkého množství různorodých dat, které obsahují. Proto také pokud uživatelé těchto systémů vytvoří relativně malé chyby, tak v těchto systémech mohou napáchat velké škody, naproti tomu ostatní aplikace tak náchylné nejsou, proto i uživatelé nejsou tolik rizikováni. Pokud ovšem jde o úmyslné chyby, jsou na tom všichni uživatelé stejně, vždy lze totiž vyrobiť nějakou úmyslnou chybu, která může ovlivnit fungování části nebo celého systému.

Odečtový systém (OS1)

Zákonné povinnosti

Výpadek Odečtového systému může zapříčinit porušení prakticky všech zákonů a vyhlášek, které jsou nějak spjaty se zasíláním údajů z měření elektrické energie na OTE:

Zákon 458/2000 § 11

Vyhláška č. 540/2005 Sb. § 16, § 17, § 20

Vyhláška č. 408/2015 Sb. § 20, § 22, § 41

Vyhláška č. 82/2011 Sb. § 8

Z tohoto důvodu je hodnocení rizika porušením zákonné povinnosti ohodnoceno jako vysoké, protože v mnoha případech se může stát, že dojde až na velké soudní spory. Nemělo by to být ovšem pro ČEZd likvidační.

Řízení a provoz

Pokud dojde k rozsáhlému výpadku odečtového systému, nelze data z měření od více jak 85000 elektroměrů žádným způsobem získat včas, ať už za účelem odeslání na OTE nebo pro účely fakturace. Z hlediska dopadu na provoz ČEZd je dopad ohodnocen jako vysoký.

Ztráta důvěry

Pokud by nebyla data z měření k dispozici po dlouhou dobu, mohlo by to zvýšit pravděpodobnost medializace případu z důvodu neplnění povinností distributora ke spoustě zákazníků a dále by to mohlo mít i vliv na provoz některých firem, které využívají údajů o naměřené elektrické energii k efektivnímu řízení. Z tohoto důvodu je dopad v případě ztráty důvěry ohodnoceno riziko jako vysoké.

Finanční zátěž

U finanční zátěže je obzvláště důležité, jak dlouho trvá výpadek odečtového systému:

Pokud dojde k výpadku od půlnoci a bude trvat minimálně do 11 hodin. Bude porušena povinnost distributora zasílat platná data typu měření A k dennímu odeslání na OTE viz Bod 7.3.1. Za nedodržení však není v žádné vyhlášce vyčíslen

postih od ČEZd. OTE však může zaslat na ERU podnět k prošetření a je možné, že ERU v následném správním řízení udělí ČEZd vysokou pokutu.

Pokud by byl výpadek systému od začátku měsíce do konce **7. pracovního dne + 12hodin (hodina H)**, došlo by na sankce spojené s nedodržením standardu odesílání dat z vyúčtování. Pro vyčíslení škody se využije vzorec, který je uvedený v bodě 8.1.3 a ve výpočtu bude vždy uvažováno o úplné nefunkčnosti systému, což postihne všechna OM:

- a) Spotřební OM na napěťové hladině VVN +1 hodina od hodiny H
 $107 * 3\,600 * 1 = 385\,200 \text{ Kč}$
Spotřební OM na napěťové hladině VVN +34 hodin od hodiny H (maximální postih)
 $107 * 120\,000 = 12\,840\,000 \text{ Kč}$
- b) Spotřební OM na napěťové hladině VN +1 hodina od hodiny H
 $12\,137 * 1\,200 * 1 = 14\,564\,400 \text{ Kč}$
Spotřební OM na napěťové hladině VN +50 hodin od hodiny H (maximální postih)
 $12\,137 * 60\,000 = 728\,220\,000 \text{ Kč}$
- c) Spotřební OM na napěťové hladině NN 3 dny +1 hodina od hodiny H
 $22\,102 * 600 * 1 = 13\,261\,200 \text{ Kč}$
Spotřební OM na napěťové hladině NN 3 dny +50 hodin od hodiny H (maximální postih)
 $22\,102 * 30\,000 = 663\,060\,000 \text{ Kč}$
- d) OM s připojenou výrobou na napěťové hladině VVN 8 dnů +1 hodina od hodiny H
 $55 * 3\,600 * 1 = 198\,000 \text{ Kč}$
OM s připojenou výrobou na napěťové hladině VVN 8 dnů +34 hodin od hodiny H (maximální postih)
 $55 * 120\,000 = 6\,600\,000 \text{ Kč}$

OM s připojenou výrobou na napěťové hladině VN 8 dnů +1 hodina od hodiny H

$$292 * 1200 * 1 = 350\ 400 \text{ Kč}$$

OM s připojenou výrobou na napěťové hladině VN 8 dnů +50 hodin od hodiny H (maximální postih)

$$292 * 60\ 000 = 17\ 520\ 000 \text{ Kč}$$

OM s připojenou výrobou na napěťové hladině NN 8 dnů +1 hodina od hodiny H

$$24143 * 600 * 1 = 14\ 485\ 800 \text{ Kč}$$

Spotřební OM na napěťové hladině NN 8 dnů +50 hodin od hodiny H (maximální postih)

$$24143 * 30\ 000 = 724\ 290\ 000 \text{ Kč}$$

Ze všech uvedených výpočtů je vidět, že pokuty, které by přišly za dobu nefunkčnosti systému zhruba 20 dní, by byly pro ČEZd pomalu likvidační, proto je zde riziko označeno jako Kritické. Přitom nejsou ještě vyčísleny náhrady spojené s případnými žalobami ze strany účastníků trhu s elektřinou kvůli případným ušlým ziskům z obchodování, které mohou být i vyšší, než je postih za nedodržení standardu při odesílání fakturačních dat.

Omezení důležitých služeb

Jelikož jde o omezení služeb spjatých s průběhovým měřením, tak se jedná o dopad na zákazníky v počtu něco mezi 80 až 90 tisíc.

Tabulka 16 Hodnocení rizik odečtový systém

Označení	Zákonné povinnosti	Řízení a Provoz	Ztráta důvěry	Finanční zátěž	Omezení důležitých služeb	MTPD	MIDP	MTDL
OS1	Vysoké	Vysoké	Kritické	Kritické	Vysoké	16 H	6 H	Z 24

Zdroj: Vlastní zpracování

Účetní systém (US1)

Zákonné povinnosti

Výpadek účetního systému může zapříčinit porušení vyhlášek a zákonů, které jsou nějak spjaty s měřením elektrické energie a zákazníků PDS:

Zákon č. 458/2000 § 11

Vyhláška č. 540/2005 Sb. od § 12 až po § 20

Vyhláška č. 408/2015 Sb. § 41

Do vyhlášek ještě nepočítáme spousty dalších, které se ovšem týkají zejména smluv a změny dodavatele, na které by to mělo také vliv. Vzhledem k míře a počtu vyhlášek, které by byly porušeny je dopad na ČEZd označen jako kritický.

Řízení a provoz

Pokud by došlo k rozsáhlému výpadku účetního systému na delší dobu, neohrozí to žádným způsobem denní odesílání na OTE. Dojde však k zastavení fakturace veškeré elektrické energie nejen z průběhového měření. Proto by měl výpadek dopad na statisíce zákazníků a na spoustu dalších úkonů cílených na zákazníka (reklamace, připojení, montáž, odpojení...). Také by mohlo kritickým způsobem zastavit činnosti v ČEZd u většiny zaměstnanců.

Ztráta důvěry

Když dojde k delšímu výpadku systému, tak by bylo riziko ztráty důvěry určitě na kritické úrovni, protože prakticky všechny požadavky od zákazníků by nemohly být vyřešeny, a to by mohlo vést k medializaci. Nejistota zprovoznění systému by mohla vést i k ochromení firmy a snížení hodnoty akcií ČEZd.

Finanční zátěž

V účetním systému se nevystavují pouze faktury, vyřizuje se zde vše, co se točí kolem zákazníka a měření na OM (smlouvy, reklamace, připojení, odpojení, montáže, schůzky se zákazníkem...). Proto u tohoto systému v případě i jednodenního výpadku může dojít, na nějaké penalizace plynoucí z vyhlášky 540/2005 Sb., v analýze je však kladen největší důraz na dálkové měření, proto jsme k níže uvedeným výpočtům nepřipočítali neodeslání dat na OTE z neprůběhového

měření typu C, které se zasílá do 10. pracovního dne od pořízeného odečtu a za každý den prodlení je penalizace 600 Kč. U typu měření C (TDD) se vystavuje faktura jednou ročně v určený den s ostatními OM u stejného typu měření, data pro fakturaci zajišťují odečítači v terénu.

Pokud by byl výpadek systému od začátku měsíce do konce **7. pracovního dne + 12hodin (hodina H)**, došlo by na sankce spojené s nedodržením standardu odesílání dat z vyúčtování. Pro vyčíslení škody se využije vzorec, který je uvedený v bodě 8.1.3 a ve výpočtu bude vždy uvažováno o úplné nefunkčnosti systému, což postihne všechna OM:

- a) Spotřební OM na napěťové hladině VVN +1 hodina od hodiny H

$$107 * 3\,600 * 1 = 385\,200 \text{ Kč}$$

Spotřební OM na napěťové hladině VVN +34 hodin od hodiny H (maximální postih)

$$107 * 120\,000 = 12\,840\,000 \text{ Kč}$$

- b) Spotřební OM na napěťové hladině VN +1 hodina od hodiny H

$$12\,137 * 1\,200 * 1 = 14\,564\,400 \text{ Kč}$$

Spotřební OM na napěťové hladině VN +50 hodin od hodiny H (maximální postih)

$$12\,137 * 60\,000 = 728\,220\,000 \text{ Kč}$$

- c) Spotřební OM na napěťové hladině NN 3 dny +1 hodina od hodiny H

$$22\,102 * 600 * 1 = 13\,261\,200 \text{ Kč}$$

Spotřební OM na napěťové hladině NN 3 dny +50 hodin od hodiny H (maximální postih)

$$22\,102 * 30\,000 = 663\,060\,000 \text{ Kč}$$

- d) OM s připojenou výrobou na napěťové hladině VVN 8 dnů +1 hodina od hodiny H

$$55 * 3\,600 * 1 = 198\,000 \text{ Kč}$$

Spotřební OM na napěťové hladině VVN 8 dnů +34 hodin od hodiny H
(maximální postih)

$$55 * 120\ 000 = 6\ 600\ 000\ \text{Kč}$$

OM s připojenou výrobou na napěťové hladině VN 8 dnů +1 hodina od hodiny H

$$292 * 1200 * 1 = 350\ 400\ \text{Kč}$$

Spotřební OM na napěťové hladině VN 8 dnů +50 hodin od hodiny H
(maximální postih)

$$292 * 60\ 000 = 17\ 520\ 000\ \text{Kč}$$

OM s připojenou výrobou na napěťové hladině NN 8 dnů +1 hodina od hodiny H

$$24143 * 600 * 1 = 14\ 485\ 800\ \text{Kč}$$

Spotřební OM na napěťové hladině NN 8 dnů +50 hodin od hodiny H
(maximální postih)

$$24143 * 30\ 000 = 724\ 290\ 000\ \text{Kč}$$

Omezení důležitých služeb

ČEZd má v České republice zhruba 3,6 milionů zákazníků a každý den řeší požadavky od velké části z nich. Delší výpadek účetního systému může zapříčinit, že statisíce z nich neobdrží včas fakturu za elektřinu nebo nebude uspokojen jiný jejich požadavek v souvislosti s měřením elektrické energie.

Tabulka 17 Hodnocení rizik účetní systém

Označení	Zákonné povinnosti	Řízení a Provoz	Ztráta důvěry	Finanční zátěž	Omezení důležitých služeb	MTPD	MIDP	MTDL
US1	Kritické	Kritické	Kritické	Kritické	Kritické	16 H	6 H	Z 1

Zdroj: Vlastní zpracování

Aplikace určená k zasílání zpráv na OTE (AZ1)

Zákonné povinnosti

Výpadek aplikace určené k zasílání zpráv může zapříčinit porušení vyhlášek, které jsou nějak spjaty se zasíláním údajů z měření elektrické energie na OTE:

Zákon č. 458/2000 § 11

Vyhláška č. 408/2015 Sb. § 20, § 22

Z tohoto důvodu je hodnocení rizika porušením zákonné povinnosti ohodnoceno jako střední, protože by v případě nefunkčnosti systému na delší dobu mohlo dojít k případnému udělení pokuty od ERU.

Řízení a provoz

Na řízení a provoz má tato aplikace v případě výpadku vysoký vliv. Pokud by tato aplikace nefungovala delší dobu, mohl by vzniknout problém s odesláním denních dat na OTE, ale také měsíčních dat, která jsou důležitá pro vyúčtování odchylek následně by bylo nutné případně zapojit více pracovníků pro zajištění zaslání dat náhradní cestou.

Ztráta důvěry

Riziko ztráty důvěry bylo zhodnoceno jako střední, jelikož se v případě výpadku aplikace dotkne omezení pouze subjektů obchodujících na denním trhu nebo SZ, kteří nesou zodpovědnost za odchylku.

Finanční zátěž

Pokud dojde k výpadku od půlnoci a bude trvat minimálně do 11 hodin. Bude porušena povinnost distributora zasílat platná data typu měření A k dennímu odeslání na OTE viz Bod 7.3.1. Za nedodržení však není v žádné vyhlášce vyčíslen postih od ČEZd. OTE však může zaslat na ERU podnět k prošetření a je možné, že ERU v následném správním řízení udělí ČEZd vysokou pokutu.

Pokud bude výpadek aplikace trvat delší dobu, například od začátku měsíce do 5. pracovního dne 18 hodin, tak by mohlo dojít k nedodržení standardu předávání údajů pro vypořádání odchylek za měsíc. U tohoto nedodržení není pevně daná sankce, která by vycházela například z vyhlášky 540/2005 Sb.

Omezení důležitých služeb

Pokud bys jednalo o krátký výpadek maximálně v rámci jednoho dne ovlivnil by přibližně 12 tisíc zákazníků. Pokud by však v důsledku výpadku nemohla být odeslaná i měsíční data z LP60 na OTE, mohlo by být výpadkem služby postihnuto přibližně 23 tisíc Zákazníků.

Tabulka 18 Hodnocení rizik aplikace odesílající zprávy na OTE

Označení	Zákonné povinnosti	Řízení a Provoz	Ztráta důvěry	Finanční zátěž	Omezení důležitých služeb	MTPD	MIDP	MTDL
AZ1	Střední	Vysoké	Střední	Střední	Vysoké	16 H	6 H	1 M

Zdroj: Vlastní zpracování

Portál určená k poskytování dat zákazníkům (AP1)

Zákonné povinnosti

Tato aplikace je vytvořena za účelem bezplatného poskytování údajů z měření zákazníkům. Pokud by došlo k jejímu výpadku, mohla by být porušena vyhláška č. 82/2011 Sb. § 8. Postihy za neposkytnutí dat sice nejsou, ale mohlo by dojít k reklamacím a stížnostem zákazníků.

Řízení a provoz

Předpoklad je, že v případě výpadku dojde k většímu vytížení obsluhy, která zajišťuje přístupy a nahrávání dat z odečtového systému do aplikace, z důvodu většího počtu dotazů na data od zákazníků. Na provoz má její nefunkčnost přibližně střední dopad.

Ztráta důvěry

V případě delší nefunkčnosti aplikace by mohl být dopad na publicitu ČEZd střední. Uživateli aplikace je několik tisíc a velká část z nich si podle naměřených dat uložených v aplikaci kontroluje faktury za elektřinu.

Finanční zátěž

Jelikož jde o aplikaci, která nezasílá data k fakturaci a data z ní jsou určena pouze koncovým zákazníkům za účelem poskytnutí dat dle vyhlášky č. 82/2011 Sb. je otázkou, zda by mohlo dojít v souvislosti s nefunkčností aplikace až na nějaké sankce ze strany ERU. Zákazník totiž obdrží fakturu od svého dodavatele a nemůže si pouze zkontrolovat, zda faktura souhlasí se skutečně naměřenými daty.

Omezení důležitých služeb

Uživatelů aplikace je něco kolem 16 tisíc, takže dopad na zákazníka je na vysoké úrovni.

Tabulka 19 Hodnocení aplikace na poskytování dat zákazníkům

Označení	Zákonné povinnosti	Řízení a Provoz	Ztráta důvěry	Finanční zátěž	Omezení důležitých služeb	MTPD	MIDP	MTDL
AP1	Střední	Střední	Střední	Nízké	Střední	1W	1WW	1M

Zdroj: Vlastní zpracování

BTS operátora (BTS1)

Zákonné povinnosti

V případě výpadku jedné nebo více BTS může dojít k porušení vyhlášky u odesílání měsíčních údajů ke zúčtování odchylek.

vyhláška č. 408/2015 Sb. § 20, § 22

Pokud by došlo k výpadku na konci měsíce může dojít k výpadku komunikace s BTS na začátku měsíce, v tom případě musí být komunikace zprovozněna co nejdříve. Mohlo by se díky tomu stát, že nebudou dostupná data pro fakturaci a tím k porušení vyhlášky č. 408/2015 Sb. § 41.

Z těchto důvodů bylo riziko ohodnoceno jako střední.

Řízení a provoz

Při výpadku jedné BTS to může mít nízké dopady na provoz, protože by mohlo dojít pouze ke zhoršení konektivity a šlo by o elektroměr po delší době nějak

odečíst. V případě výpadku více BTS v jedné oblasti hrozí úplná ztráta konektivity, v tomto případě by se čekalo až mobilní operátor zprovozní komunikaci a zatím, by byla v případě potřeby použita náhradní data.

Pokud by však mobilní operátor prováděl rekonfiguraci BTS mohlo by dojít u starších SIM k úplné ztrátě signálu a muselo by dojít k jejich výměně což by vytížilo ve větší míře pracovníky v terénu. Tím pádem by byly střední dopady.

Ztráta důvěry

Ztráta důvěry v případě výpadku BTS hrozí malá, protože by se jednalo o malé počty zákazníků, které by výpadek postihl, navíc by to nebyla chyba přímo ČEZd. Proto je uveden dopad na nízké úrovni.

Finanční zátěž

Finanční zátěž souvisí především s tím, pokud by bylo nutné zvýšit počet výjezdů nutných k zprovoznění komunikace, z elektroměry. Dále pak z důvodu výměny starého zařízení za nové, protože je dost pravděpodobné že dojde na výměnu celého GSM modemu společně ze SIM za nový model.

Omezení důležitých služeb

Pro účel analýzy budeme brát jako referenční území Hradce Králové, kde je přibližně 43 BTS, od operátora, který zajišťuje služby pro ČEZd ohledně dálkového odečtu. Dále je zde cca 115 míst typu měření A, cca 902 míst typu měření B a 8 vzorků TDD. Díky těmto údajům jde vypočítat kolik by průměrně nebylo odečtených OM, v případě výpadku jedné BTS.

$$115+902+8/43\approx 24$$

V případě výpadku komunikace z BTS dojde k omezení služeb pro velmi málo zákazníků, proto je ohodnocené riziko dopadu jako nízké.

Tabulka 20 Hodnocení BTS operátora

Označení	Zákonné povinnosti	Řízení a Provoz	Ztráta důvěry	Finanční zátěž	Omezení důležitých služeb	MTPD	MIDP	MTDL
OS1	Střední	Střední	Nízké	Nízké	Nízké	1W	1WW	1M

Zdroj: Vlastní zpracování

8.2.3 CIA analýza naměřených dat ČEZd

CIA analýza slouží k posouzení, jak je pro firmu důležité informační aktivum. U této analýzy jsou posuzována informační aktiva spojená s naměřenými daty viz. Obr.16. Každý průběhový elektroměr měří LP15 a BW ovšem u některých je důležitost těchto informačních aktiv různá z tohoto důvodu je rozdělení Tabulky 21 provedeno s ohledem na důležitost informačního aktiva u jednotlivých typů měření. Další specifikum je typ měření B kde se odesílají DUF a LP60 u OM na dvou různých napěťových hladinách.

Tabulka 21 Vyhodnocení informačních aktiv

Typ měření	A	B	B	C (TDD)
Informační aktivum		Napěťová hladina VN	Napěťová hladina NN	
LP 15	[B; B; A]	[C; B; A]	[C; B; A]	[D; B; B]
BW	[C; B; B]	[C; B; B]	[B; B; A]	[D; B; D]
LP60	[B; B; B]	[B; B; B]	[C; B; B]	[D; C; B]
DUF VO	[B; B; B]	[B; B; B]	-	-
DUF MO	-	-	[B; B; A]	[B; B; B] *

Zdroj: Vlastní zpracování

* Pozn.: u vzorků TDD se data pro fakturaci z dálkového odečítání nevyužívají, odečet pro fakturaci se provádí stejným způsobem jako u typu měření C pracovníkem odečtů v terénu.

LP15

Pokud jde o data z měření LP15, tak je nejvíce rizikové měření typu A, protože se musí odesílat na OTE každý den a počítají se z něj fakturační data (DUF VO), navíc typ měření A mají velká odběrná místa. U typu měření B na napět'ové hladině VN je situace obdobná, akorát data z měření jsou odesílána jednou měsíčně a nevádí, když u nich na jeden den vypadne komunikace. U elektroměru typu měření B na napět'ové hladině NN profil LP15 neslouží k fakturaci, slouží pouze k měsíčnímu vyúčtování odchylek a případné kontrole, je také důležitý, ale pokud nebude nějaký den komunikovat, tak to tolik nevádí. U vzorků TDD typu měření C se data neodesílají na OTE a neslouží k fakturaci, ale poskytují se pouze EGU Brno k výpočtům, pokud by se vyskytoval u nějakého elektroměru vzorku TDD častý výpadek komunikace, tak je vždy provedena jeho výměna.

BW

U registrů elektroměru je situace opačná, kdy data z registru elektroměru na OM připojených na hladině VN jsou pouze kontrolní a jsou důležité pro ověření v AMS, údaje z nich se ale nikam neposílají. Na napět'ové hladině NN u typu měření B jsou registry důležité pro fakturaci a fakturuje se z nich odebraná spotřeba. U typu měření C TDD se fakturuje spotřeba z registrů, které jsou odečteny fyzicky u tohoto elektroměru na OM terénním pracovníkem.

LP60

Data u LP 60 se počítají z LP15, tím pádem jsou hodnoceny stejným způsobem jako LP 15 k příslušným typům měření a napět'ovým hladinám. U LP 60 je však z hlediska konzistence nižší hodnocení z důvodu, že lze LP60 vždy nechat v případě chyby přepočítat.

DUF VO

Vypočítává se z LP15 a je v něm uvedeno minimum údajů oproti DUF MO, je však důležitý pro fakturaci spotřeby na napět'ové hladině VN. Pokud bychom tedy měli k dispozici LP15, tak není problém si z něj zjistit či vypočítat všechny položky co jsou uvedeny v DUF VO.

DUF MO

Vzniká opisem položek faktury z účetního systému. Jsou v něm uvedeny všechny poplatky a platby za jednotlivé položky faktury a odebrané množství elektrické energie za určité období.

9 Shrnutí výsledků a doporučení

9.1 Výsledky BIA Analýzy a doporučení

U vstupní metriky BIA analýzy byly hodnoceny aplikace a systémy z pohledu dopadů na uživatele. V tomto případě měly největší dopad na uživatele Odečtový systém a Účetní systém, u těchto systémů by bylo vhodné se zaměřit na zabezpečení chodu. Pokud by vypadl jeden z nich zastavila by se činnost většiny uživatelů, kteří je mají při své práci za stěžejní. Ostatní aplikace spíše doplňují funkce jednotlivých systémů a nejsou v mnoha případech potřebné k jejich hlavním činnostem.

V případě hodnocení systémů dle jednotlivých vodiček je jasné, že největší dopad na firmu by byl v případě nefunkčního Účetního systému. Je to z důvodu velkého množství řešených úkonů, které mají souvislost s plněním legislativních požadavků, tento systém by neměl být mimo provoz déle než pár hodin. V případě tohoto systému by byla vhodná hodinová záloha.

V případě Odečtového systému je při výpadku největší problém s finančními dopady na ČEZd, protože se z něj zasílají veškerá data na OTE a za účelem fakturace. V případě výpadku je na tom stejně jako Účetní systém. Co se týká zálohy je nutné, aby byla maximálně po týdnu, protože data z průběhového měření v případě ztráty nelze nijak nahradit, naměřená data LP 15 se v elektroměru uchovávají přibližně jeden měsíc a pak se posupně paměť elektroměru přepisuje, u BW to je uloženo v paměti cca 15 hodnot což stačí přibližně na celý rok.

U aplikace určené k zasílání dat na OTE je důležité, aby její výpadek nebyl delší než pár hodin, a hlavně v termínech kdy je nutné zasílat měsíční či denní data na OTE z důvodu zúčtování odchylek. Záloha dat není úplně nutná všechny data k odeslání se načítají z odečtového systému.

Portál určený k poskytování dat zákazníkům je aplikace, která by při výpadku měla být zprovozněna nejlépe do několika dní. U této aplikace je již menší riziko finančních ztrát a není u ní důležitá častá záloha. V případě ztráty dat lze naměřená data opět stáhnout z Odečtového systému.

U BTS operátora se jedná vždy o jednotky kusů, stejně jako v případě výpadků jednotlivých míst. Záloha dat je zde dostatečná a je dána přímo pamětí elektroměru.

Doporučení:

- Odečtový systém

Bylo by vhodné vytvořit kopii systému, který by fungoval s omezenými funkcemi jako záložní v případě výpadku hlavního systému.

Uložená data zálohovat po týdnu a zabezpečit je co možná nejvíce proti smazání.

Systém provozovat na samostatném serveru, aby nemohl být výkonově omezen jinými systémy.

Zabezpečit data v systému proti neoprávněné manipulaci z venku.

- Účetní systém

Bylo by vhodné vytvořit kopii systému, který by fungoval s omezenými funkcemi jako záložní v případě výpadku hlavního systému.

Záloha by měla být co nejčastější, nejlépe každou hodinu.

Zabezpečit data v systému proti neoprávněné manipulaci z venku.

Zamezit vytváření systémových chyb, tak aby nedocházelo k problémům v systému u automatizovaných procesů

- Aplikace určená k zasílání dat na OTE

V případě výpadku provést opatření, aby bylo možné odeslat data na OTE náhradní cestou (vyexportovat data hromadně ze systému a zaslat je emailem).

Zabezpečit komunikaci s OTE pomocí vysoké úrovně zabezpečení například asymetrickým šifrováním.

- Portál určený k poskytování dat zákazníkům

Zabezpečit účty jednotlivých uživatelů proti zneužití (vyžadovat při zřízení vysokou úroveň hesla)

- BTS operátora

Vyřešit smluvně komunikaci mezi operátorem a ČEZd v případech změn a rekonfigurace nastavení technologie v BTS.

9.2 Výsledky CIA analýzy

U CIA analýzy byly brány v potaz především informační aktiva související s odečtem elektroměru a dat, u kterých tvoří základ odečet z elektroměru. Ze CIA analýzy vyplývá, že by se největší důraz měl klást na zdrojová data určená k fakturaci zejména jejich konzistenci, aby nemohla být zpochybněna jejich správnost. Jednotlivých informačních aktiv se zde liší zejména podle toho, jak často musí být k dispozici.

Důvěrnost je u všech informačních aktiv stejná, protože se vždy jedná o data zákazníků a mohou být nějakým způsobem zneužita. Nejvíce důvěrných údajů o fakturovaných datech je v DUF MO, kde jsou uvedeny i veškeré údaje o jednotlivých položkách a platbách jako ve faktuře. Naopak nejméně je důvěrnost ohrožena u LP60 typu měření C (TDD), ten neposkytuje dostatečný detail na to, aby se mohl k něčemu zneužít. Ohledně informačních aktiv se nedá nijak diferencovat zabezpečení podle důležitosti informačního aktiva, a to z důvodu, že by to přineslo větší náklady a složitost pro obsluhu systému pro ČEZd.

10 Závěr

Celá analýza byla zpracovaná na základě dlouholeté zkušenosti autora z oblasti dálkového odečtu elektroměrů a zajišťování dat pro fakturaci a OTE, v rámci uvedených systémů. Uvedené výsledky jsou také podloženy reálnými daty uvedenými v systému ČEZd. Všechna navrhovaná opatření jsou zvolena tak, aby nebyla příliš finančně náročná, a bylo je možné reálně provést.

Pokud by měly být brány v potaz práce podobného druhu, tak jich z oblasti popisující způsob a technologie dálkového odečtu najdeme spousty viz. kapitola 3 literární rešerše. Prakticky žádná ale neposkytuje pohled na odesílaná data z měření elektroměrů, z hlediska negativních dopadů na firmu při nefunkčnosti dálkového přenosu nebo systémů zajišťujících zpracování a odesílání dat z měření subjektům na trhu s energiemi a zákazníkům, dle platných zákonů a vyhlášek. Výsledkem práce je, že informační aktiva využívaná při dálkovém odečtu jsou pro ČEZd velmi důležitá, obzvláště v této době, kdy do pár let bude docházet k plošnému rozvoji AMM a dálkový odečet bude prakticky jediný způsob, jakým bude možné získat data pro fakturaci plateb za elektřinu. Dále z práce vyplývá, že pro ČEZd jsou jako informační aktiva nejdůležitější naměřená data elektroměru, na které by se měla zaměřit velká pozornost z hlediska zabezpečení. Jako nejdůležitější systém ze všech je účetní systém, který by měl mít častější zálohu, odečtový systém by zase neměl trpět výpadky, které by trvaly delší dobu, také by bylo vhodné se zamyslet nad náhradním způsobem odesílání dat na OTE v případech, kdy by nefungovala aplikace určená na odesílání naměřených dat na OTE. Podnětem k vytvoření této práce je také fakt, že se v budoucnu chystá změna ve vyhlášce, která by přikazovala PDS automaticky platit náhrady zákazníkům při nedodržení legislativních požadavků, dnes se toto děje pouze pokud se zákazník ozve.

V této práci se naopak záměrně nepopisuje například výpadek komunikace s elektroměrem u jednotlivých OM, a to z důvodu mizivého dopadu na provoz ČEZd, která provádí zprovoznění komunikace jako běžnou činnost.

Seznam zdrojů v bakalářské práci takového rozsahu je také o něco méně rozsáhlý, z důvodu zaměření na specifické téma, u kterého jsou využity z velké části zkušenosti autora.

Práce by mohla být ještě rozšířena o dopadovou analýzu systému, přes nějž se zasílají pracovní příkazy pro pracovníky v terénu, kteří spravují průběhové měření, nebo i jiné systémy využívané pro komunikaci se zákazníkem v rámci měření, to by však vydalo i na další samostatnou bakalářskou práci.

11 Použité zkratky

Zkratka	Popis
OPM	Odběrné/Předávací místo
OM	Odběrné místo
ELM	Elektroměr
MTP	Měřicí transformátor proudu
MTN	Měřicí transformátor napětí
VVN	Velmi vysoké napětí
VN	Vysoké napětí
NN	Nízké napětí
FVE	Fotovoltaická elektrárna
LP 15	Last profil (profil spotřeby/výroby v intervalu 15 minut)
LP 60	Last profil (profil spotřeby/výroby v intervalu 60 minut)
DUF MO	Doplňující údaj fakturace maloobděr
DUF VO	Doplňující údaj fakturace velkoobděr
BW	Billing value (registr elektroměru)
BTS	Base transceiver station (vysílač rádiových signálů)
GSM	Groupe Spécial Mobile (standart telekomunikační normy)
GPRS	General Packet Radio Service (služba umožňující u GSM telefonů internet)
AMR	Automated Meter Reading (automatický odečet měřidel)
AMM	Automated Meter Management (automatické řízení a odečet měřidel)
PLC	PowerLine Communication (úzkopásmový a širokopásmový přenos zpráv po elektrické síti)
BPL	Broadband over Powerline (vylepšená technologie širokopásmového přenosu zpráv po elektrické síti)
CSD	Circuit Switched Data (nejstarší metoda přenosu dat u mobilních sítí)
OBIS	Object Identification System (identifikační kódy registrů elektroměru)
TOU	Time of use (tabulka sloužící k nastavení sazby u elektroměru)

MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
ERU	Energetický regulační úřad
OTE	Operátor trhu s elektřinou
ČEZd	ČEZ Distribuce a.s.
PPDS	Připojovací podmínky distribuční soustavy
PDS	Poskytovatel distribučních služeb
TDD	Typový diagram dodávek
MTPD	Maximum Tolerable Period of Disruption
MIDP	Maximum Tolerable Data Loss
MTDL	Maximum Tolerable Data Loss
BIA	Business Impact Analysis
CIA	Confidentiality Integrity Availability
AMS	Autorizované metrologické středisko

12 Seznam použité literatury

- [1] *Úvod do liberalizované energetiky: Trh s elektřinou*. 2016. Praha: Asociace energetických manažerů. ISBN 978-80-260-9212-4.
- [2] ČEZ Distribuce a.s. ČEZ Distribuce [online]. Děčín: FG Forrest, 2020 [cit. 2020-08-04]. Dostupné z: <https://www.cezdistribuce.cz/>
- [3] OTE, a.s. *OTE: Spojujeme trhy a příležitosti* [online]. Praha: CGI IT Czech Republic, 2018 [cit. 2020-08-04]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz>
- [4] ERU. *ERU: Energetický regulační úřad* [online]. Jihlava: ERU, 2020 [cit. 2020-08-04]. Dostupné z: <https://www.eru.cz>
- [5] Elektrotechnická měření. Praha: BEN - technická literatura, 2002. ISBN 80-7300-022-9.
- [6] Automatizace.hw: rady a poslední novinky z oboru [online]. Praha: HW server, 2007 [cit. 2020-08-02]. ISSN 1803-6392. Dostupné z: <https://automatizace.hw.cz>
- [7] Zdroje napětí. Studijní materiály elektro: pro učební obor elektrikář – slaboproud [online]. Teplice: Střední škola stavební a strojní Teplice, 2013 [cit. 2020-08-02]. Dostupné z: <http://www.mbest.cz>
- [8] Elektro Průmysl [online]. Brno, 2019 [cit. 2020-08-02]. ISSN 2571-0761. Dostupné z: <https://www.elektroprumysl.cz>
- [9] Profi elektrika. *Elektrika* [online]. Šlapanice u Brna: Elektrika.info, 2020 [cit. 2020-08-05]. Dostupné z: <https://elektrika.cz>
- [10] *Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů*. ČR: ERU, 2000.
- [11] *Vyhláška č. 408/2015 Sb. o pravidlech trhu s elektřinou*. ČR: ERU, 2015.
- [12] *Vyhláška č. 540/2005 Sb. o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice*. ČR: ERU, 2005.
- [13] *Vyhláška č. 82/2011 Sb. o podmínkách měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny*. ČR: MPO, 2011.
- [14] *Zákon č. 505/1990 Sb. Zákon o metrologii*. ČR: MPO, 1991

Zadání bakalářské práce

Autor:	Radomír Werner
Studium:	I1700279
Studijní program:	B6209 Systémové inženýrství a informatika
Studijní obor:	Informační management
Název bakalářské práce:	Dopady dálkových měření elektrické energie
Název bakalářské práce AJ:	Impacts of remote metering of electricity

Cíl, metody, literatura, předpoklady:

Cílem práce je provést analýzu systémů měření elektické energie, způsobů jejich komunikace a procesy řízení výpadků dat.

V teoretické části autor představí kategorie měření elektrické energie a technologie využívané pro jejich dálkové odečty. Následně provede dopadovou analýzu (BIA) při jejich výpadku s ohledem na OTE a navrhne systémové a organizační opatření pro eliminaci dopadů výpadků komunikace vůči OTE.

<https://www.ote-cr.cz/cs> [online]. OTE, a.s., 2018 [cit. 2019-02-14]. <https://www.cezdistribuce.cz/> [online]. ČEZ Distribuce, a. s., 2019 [cit. 2019-02-14]. Pravidla provozování DS - 2019 [online]. ČEZ Distribuce, a. s.: ČEZ Distribuce, 2019 [cit. 2019-02-14]. Dostupné z: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/energeticka-legislativa/pravidla-provozovani-ds/ppds-2019.html>

Garantující pracoviště:	Katedra informačních technologií, Fakulta informatiky a managementu
Vedoucí práce:	Mgr. Josef Horálek, Ph.D.
Oponent:	doc. Ing. Vladimír Soběslav, Ph.D.
Datum zadání závěrečné práce:	21.10.2019

Oskanované zadání práce