



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Finanční model poskytování dat ze Smart Meteringu obci

Financial model of data delivery from Smart Metering to municipality

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Juan Zamphiropoulos

Bc. Kateřina Ruschaková

Praha 2019

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Ruschaková** Jméno: **Kateřina** Osobní číslo: **434693**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Finanční model poskytování dat ze Smart-Meteringu obci

Název diplomové práce anglicky:

Financial model of data delivery from Smart-Metering to municipality

Pokyny pro vypracování:

1. Analýza současného stavu Smart-Meteringu v ČR
2. Možnosti využití dat ze SM pro obce a distributora
3. Návrh variant technických řešení
4. Výběr optimální varianty
5. Finanční model

Seznam doporučené literatury:

MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU. Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG). 2015.
ASOCIACE ENERGETICKÝCH MANAŽERŮ. Úvod do liberalizované energetiky: Trh s elektrinou [online]. 2. Praha, 2016 [cit. 2019-01-25]. ISBN 978-80-280-9212-4.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Juan Zamphiropolos, E.on Distribuce a.s.

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

Datum zadání diplomové práce: **12.02.2019**

Termín odevzdání diplomové práce: **24.05.2019**

Platnost zadání diplomové práce: **20.09.2020**

Ing. Juan Zamphiropolos
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) oboru/katedry

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

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studentky

Prohlášení

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

V Praze dne

.....

Bc. Kateřina Ruschaková

Poděkování

Touto cestou bych ráda poděkovala vedoucímu této práce Ing. Juanu Zamphiropolosovi za cenné rady a vedení této práce. Dále poděkování patří celému týmu Inovačních projektů E.ON Distribuce za konzultace z oblasti chytrého měření. Dále bych chtěla poděkovat Ing. Miroslavu Vítkovi, CSc. za čas, který mi věnoval. A v neposlední řadě bych chtěla poděkovat celé své rodině za podporu během studia.

Abstrakt

Tato práce analyzuje možnosti využití dat ze Smart Meteringu pro zákazníky, a to konkrétně pro obce. V úvodu práce je provedena analýza legislativy a současného stavu zavádění inteligentního měření v České republice. Dále jsou v práci řešeny a oceněny benefity, jak pro zákazníky, tak pro distributora. Následně jsou popsány možnosti technického řešení a vybrání optimální dodavatelé jednotlivých komponent technického řešení. Poslední část práce je věnována ekonomickým modelům z pohledu distributora i zákazníka včetně citlivostní analýzy nejdůležitějších parametrů.

Klíčová slova

Smart Metering, Evropská unie, státní správa, úspory energie, energetický management, NAP SG.

Abstract

This work analyzes possibilities of using data from Smart Metering for customers, specifically for municipalities. At the beginning of the thesis, an analysis of legislation and the current state of implementation of smart metering is performed in Czech Republic. Furthermore, the thesis deals with and evaluates benefits, both for customers and for the distributor. Then there are described possibilities of technical solution and chosen optimal suppliers of individual components of technical solution. The last part is devoted to economic models from the perspective of distributor and customer, including sensitivity analysis of the most important parameters.

Key words

Smart Metering, European Union, Government, Energy Savings, Energy Management, NAP SG.

Obsah

Prohlášení	5
Poděkování	7
Abstrakt	8
Klíčová slova	8
Abstract	8
Key words	8
Seznam zkratk.....	12
Úvod	13
1. Analýza současného stavu zavedení Smart Meteringu v České republice	14
1.1 Vize EU v oblasti Smart Meteringu.....	15
1.2 Studie Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice ČR	18
1.3 Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG).....	19
1.4 Vyhláška o měření.....	21
1.5 Pilotní projekty.....	21
1.5.1 Pilotní projekty ČEZ distribuce	21
1.5.2 Pilotní projekty PRE distribuce	21
1.3.3 Pilotní projekty E.ON distribuce	22
1.6 Kybernetická bezpečnost	22
2. Možnosti využití dat ze Smart Meteringu pro obce a distributora	24
2.1 Představení projektu Smart Energy Gateway	24
2.2 Benefity pro obce.....	25
2.2.1 Snížení nákladů za elektrickou energii	25
2.2.2 Zvýšení spolehlivosti dodávek	25
2.2.3 Širší nabídka tarifů	26
2.2.4 Možnost sledování průběhu spotřeby v téměř reálném čase.....	26
2.3 Benefity pro distributora.....	26
2.3.1 Získání přesných údajů o síti a OM.....	26
2.3.2 Zvýšení spolehlivosti dodávek	27
2.3.3 Optimalizace procesů na straně distributora	27
2.3.4 Lepší cílení marketingu	28
2.4 Benefity pro ostatní účastníky trhu.....	28
2.5 Vyhodnocení benefitů.....	28
2.4.1 Snížení nákladů za elektrickou energii	29
2.4.2 Zvýšení spolehlivosti dodávek.....	31

2.4.3	Širší nabídka tarifů	33
2.4.4	Možnost sledování průběhu spotřeby v téměř reálném čase	36
2.4.5	Získání přesných údajů o síti a OM	37
2.4.6	Optimalizace procesů na straně distributora	38
2.4.7	Lepší cílení marketingu	39
3.	Návrh variant technických řešení.....	40
3.1	Požadavky softwarovou část řešení.....	40
3.2	Požadavky na hardwarovou část řešení.....	41
3.3	Varianty řešení	43
4.	Výběr optimální varianty.....	45
4.1	Kritéria hodnocení	45
4.2	Stanovení vah kritérií.....	46
4.3	Hodnocení variant	46
4.3.1	Použité metody hodnocení	46
4.3.2	Výběr elektroměru	47
4.3.3	Výběr komunikace	49
4.3.4	Výběr operátora	50
4.3.5	Výběr portálu.....	50
5.	Finanční model.....	51
5.1	Metoda hodnocení.....	51
5.2	Vstupní předpoklady	51
5.2.1	Diskont	51
5.2.2	Doba hodnocení	52
5.2.3	Počet zapojených OM.....	52
5.2.4	Náklady.....	54
5.2.5	Výnosy.....	54
5.3	Business modely technického řešení.....	55
5.4	Finanční model pilotního projektu	58
5.4.1	Finanční model z pohledu distributora	58
5.4.2	Finanční model z pohledu obce.....	59
5.4.3	Vyhodnocení pilotního projektu	59
5.5	Finanční model s plošnou instalací	60
5.5.1	Plošná instalace z pohledu distributora.....	60
5.5.2	Plošná instalace z pohledu obcí.....	61
5.6	Povolené náklady distributora.....	61
5.7	Citlivostní analýza	62

5.7.1 Citlivostní analýza na změnu diskontu	63
5.7.2 Citlivostní analýza kurzu eura.....	64
5.7.3 Citlivostní analýza velikost množstevních slev	64
5.7.4 Citlivostní analýza na cenu za mobilní data.....	65
5.7.5 Změna dodavatele komunikace	66
5.7.6 Zhodnocení citlivostních analýz	67
Závěr	68
Literatura	71
Seznam obrázků.....	73
Seznam tabulek	73
Přílohy.....	74
Příloha č.1: Sazby u referenčních obcí	74
Příloha č.2: č. 480/2012 Sb. Energetický audit.....	74
Příloha č. 3: Podklady pro více kriteriální hodnocení	75
Příloha č.4: Náklady distributora	78

Seznam zkratek

Zkratka	Vysvětlení
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMM	Advance/Automatic Meter Management
AMR	Automatic Meter Reading
ASEK	Aktualizovaná státní energetická koncepce
CF	Cash flow
ERÚ	Energetický regulační úřad
EU	Evropská unie
HDO	Hromadné dálkové ovládání
IRR	Vnitřní výnosové procento
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
NAP SG	Národní akční plán pro Smart Grids
NPV	Čistá současná hodnota
OM	Odběrné místo
OTE	Operátor trhu
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PPS	Provozovatel přenosové soustavy
TDD	Typové diagramy dodávky
SM	Smart Meter
SMDC	Smart Metering Data Center
VO	Veřejné osvětlení
TOU	Time of Use
CPP	Critical Peak Pricing
RCF	Roční ekvivalentní hotovostní tok
PTR	Peak Time Rabat
RTP	Real Time Pricing
WACC	Vážený náklad kapitálu

Úvod

Cílem této práce je analyzovat zavedení Smart Meteringu a možnosti využití dat, které poskytuje, a to konkrétně pro skupinu odběratelů jako jsou obce, které spravují větší množství odběrných míst. Dalším požadavkem je finanční přiměřenost tohoto řešení. U takovýchto subjektů by bylo vhodné, kdyby mohly mít přehled o spotřebě ve svých odběrných místech na jednom místě, a tak efektivně vyhodnocovat svou spotřebu a případně i její úspory. Česká republika má problém s plněním požadavků na energetickou účinnost a Smart Metering může být jedním z nástrojů pro efektivnější hospodaření s energií.

V první části práce jsou popsány základní evropské a české legislativní dokumenty věnující se zavádění chytrého měření. Stejně jako v ostatních oblastech je totiž česká legislativa ovlivňována požadavky Evropské unie. Zásadní v této oblasti je zejména Směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh a její nová úprava, která byla schválena v rámci Zimního energetického balíčku. Nejdůležitějším českým dokumentem v oblasti chytrého měření je Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG), který se věnuje několika oblastem nových technologií v energetice včetně chytrého měření a stanovuje cíle a směřování v zavádění této technologie.

Druhá kapitola je věnována benefitům plynoucím ze zavedení Smart Meteringu. Analýza benefitů je nezbytná, protože zavádění této technologie by mělo být pro všechny zúčastněné subjekty ekonomicky efektivní. Nejprve jsou benefity popsány, a to jak pro obce (zákazníka), tak pro distributora a následně jsou finančně vyhodnoceny. Některé benefity nelze vyjádřit finančně, což ale neznamená, že by neměly být brány v potaz.

V další kapitole jsou popsány základní požadavky na elektroměr, komunikaci a webový portál a vybrání možní dodavatelé. Následně jsou za pomoci vícekritériálního rozhodování vybráni optimální dodavatelé dílčích komponent. Pro rozhodnutí je nejprve nezbytné stanovit hodnotící kritéria, která se dají v základu rozdělit na ekonomická, technická a uživatelská. Pro každou komponentu jsou stěžejní jiná kritéria, což zohledňují stanovené váhy pro jednotlivé skupiny kritérií.

V závěru práce je vytvořena finanční analýza produktu včetně citlivostní analýzy na změnu nejdůležitějších parametrů. Finanční analýza je provedena jednak pro pilotní projekt, do kterého by se zapojilo 75 odběrných míst, tak i pro plošnou implementaci, pokud by se tato technologie osvědčila během pilotního projektu.

1. Analýza současného stavu zavedení Smart Meteringu v České republice

Dnešní svět si již bez elektrické energie nedokážeme představit. Aby mohl trh s elektřinou správně fungovat, je nezbytné elektřinu měřit. Za tímto účelem má každé odběrné místo od distributora nainstalovaný elektroměr. Elektroměry si za dobu své existence prošly značným vývojem. Historicky první elektroměry měřily stejnosměrný proud (ampérhodiny) a byly galvanického typu. Další možností bylo využití elektrolytických elektroměrů. S příchodem střídavého proudu ve 20. století se začaly používat indukční elektroměry. V průběhu let se měnil tvar, rozšiřovaly se funkce a zvyšovala přesnost, ale základní princip zůstal stejný. S těmito elektroměry se můžeme setkat i dnes, ale postupně jsou nahrazovány elektronickými elektroměry.

Měření elektřiny je možné rozdělit na přímé a nepřímé, a to dle rozsahu měřených příkonů. U přímého měření prochází veškerá měřená elektřina přímo přes elektroměr tzn. nejsou zde instalovány měřící transformátory. Tento druh měření se využívá převážně na hladině nízkého napětí, kde je jím osazeno 99 % odběrných míst maloodběru. U velkých příkonu není možné, aby byl elektroměr vyroben na tak vysoké hodnoty proudu a napětí. Z tohoto důvodu se využívá měření nepřímé, kde se využívají měřící transformátory. Měřící transformátor sníží velikost proudu na maximálně 5 A. Skutečný odběr se zjistí vynásobením spotřeby daným koeficientem.

Provozovatelé sítí z důvodu efektivního vynakládání nákladů na provoz, obsluhu a obnovu ovládají vybrané spotřeby (akumulační nebo topná zařízení), popřípadě výrobu k vyrovnání zatížení v síti. Aby byli distributoři schopni zohlednit odebrání elektrické energie ve špičce a mimo ni, jsou nastaveny pro tyto období odlišné tarify, které jsou měřeny pomocí dvoutarifních elektroměrů. Dříve byly tyto časy pevně stanoveny a elektroměry byly vybaveny spínacími hodinami, které přepínaly jednotlivé tarify. V současnosti jsou elektroměry ovládány pomocí HDO, které je mnohem flexibilnější. Inteligentní měřící technologie budou v tomto ohledu ještě flexibilnější při zavedení vícetarifních systému.

Novým konstrukčním prvkem elektroměrů jsou komunikační moduly, které slouží pro dálkovou komunikaci, přenos dat a povelů mezi datovou centrálou a elektroměrem. Komunikační modely jsou dnes již standardem u elektroměrů na napěťových hladinách VVN a VN (tzv. měření typu A a B). Na hladině NN jsou v současnosti instalovány komunikační modely pouze u převodových měření a u OPM s malými zdroji. Ostatní odběrná místa na hladině NN nejsou vybavena komunikací a jejich odečet je provádět fyzicky alespoň jednou ročně.[17]

Smart Metering je základním pilířem pro chytré sítě, tzv. Smart Grids. Smart Metering funguje na principu vzájemné komunikaci mezi odběrným místem a distributorem. Díky inteligentním sítím bude možné efektivně, automaticky a spolehlivě řídit elektrickou síť na úrovni distribuce. Smart Metering je v České republice značně limitován systémem hromadného dálkového ovládání (HDO). Aby totiž byl Smart Metering implementován musí být jeho implementace ekonomicky efektivní a musí tedy přinést dostatečné benefity. Ve většině členských států je benefitem právě schopnost řídit soustavu, což v ČR poměrně spolehlivě funguje díky HDO, čímž se omezuje část benefitů plynoucích ze Smart Meteringu. S řízením soustavy souvisí také úspora nákladů za elektrickou energii, neboť ovládání spotřebičů bývá zvýhodněno nižší sazbou za silovou elektřinu a poplatek za distribuci. HDO je vybaveno pouze jednosměrnou komunikací od distributora k zákazníkovi, zatím co Smart Meter disponuje oboustrannou komunikací. Zásadní rozdíl je v tom, že HDO nic neměří a neposkytuje zákazníkovi žádná informace a spotřeba je řízena distributorem. Naopak u Smart Meteringu je možné, aby se zákazník aktivně zapojil a přizpůsobil svou spotřebu dle dat z elektroměru nebo aktuální nabídky. HDO vysílá signály pro připojení, nebo odpojení zátěže, která je na HDO připojena, a dokáže přepínat mezi nízkým a vysokým tarifem. HDO je v současnosti schopné částečně regulovat soustavu a spotřebitelé jsou na jeho využívání zvyklí. Aktuálně je systémem HDO vybaveno více než 1 milion odběrných míst. [4]

Potřeba zavést inteligentní měření roste s rostoucím počtem výroby z decentrálních zdrojů, a především intermitentních zdrojů. V posledních letech se zvyšuje počet obnovitelných zdrojů (OZE) a to zejména fotovoltaických elektráren. Tyto zdroje mají garantovaný přednostní výkup vyrobené elektřiny. Vyrobenou elektřinu jsme schopni predikovat, ale tyto predikce nejsou nikdy stoprocentně přesné. Soustava se s těmito nepředpokládanými dodávkami musí vyrovnat. Z tohoto důvodu mají všichni výrobci měření typu S, tedy průběhové měření. Další rozvoj průběhového měření nastane s pozvolným rozvojem elektromobility, neboť dobíjecí stanice budou muset být měřeny průběhově.

1.1 Víze EU v oblasti Smart Meteringu

V mnoha oblastech jsou cíle České republiky ovlivňovány cíli Evropské Unie. Energetika a Smart Metering v tomto pohledu není výjimkou. O Smart Meteringu se zmiňuje například ve směrnici 2009/72/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou. Podle směrnice by měly všechny členské státy podněcovat modernizaci svých distribučních sítí zaváděním inteligentních sítí. Pro rozhodnutí je nezbytné zavádění chytrého měření ekonomicky posoudit a zavádět ho pouze pokud bude ekonomická analýza pozitivní. Ekonomická analýza měla být zpracována

nejpozději do září 2012. Podle této směrnice by mělo být po pozitivní analýze osazeno do roku 2020 inteligentními měřidly 80 % odběrných míst. [1]

Dalším dokumentem zmiňující Smart Metering je směrnice 2012/27/EU o energetické činnosti. Energetická účinnost je velkým tématem EU, a je jedním z hlavních cílů EU v oblasti energetiky. Je totiž jasné, že čím účinnější zařízení budeme mít, tím bude nižší spotřeba elektřiny. Ve směrnici je zmíněn Smart Metering jako možné opatření ke zvyšování účinnosti.

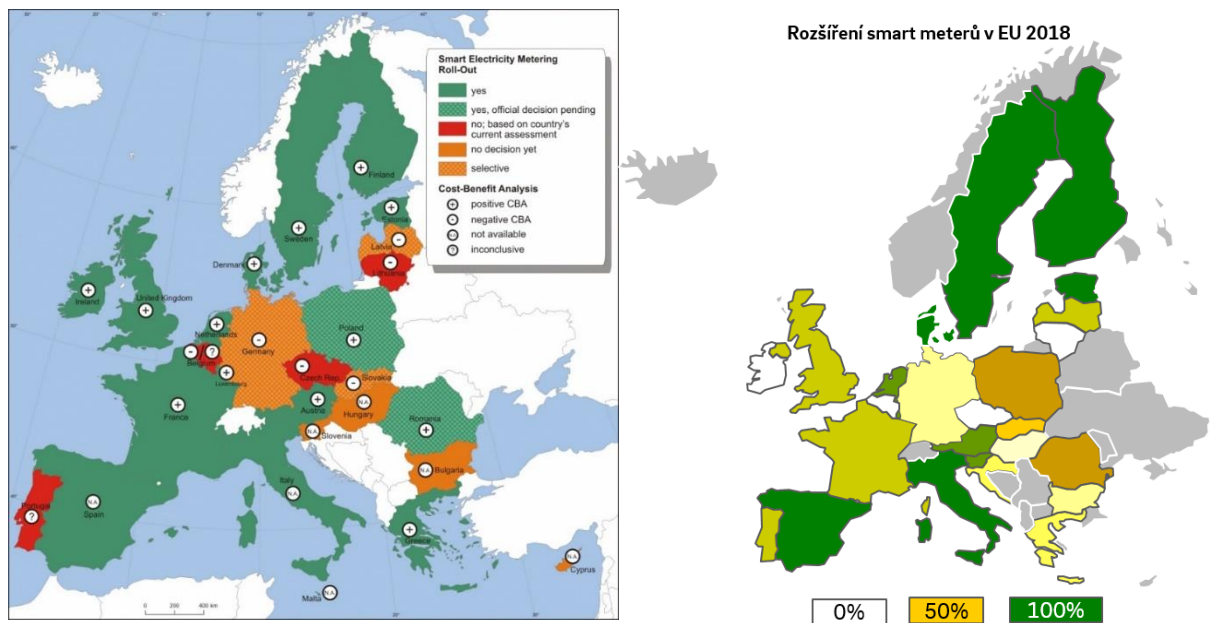
Poprvé je téma Smart Meteringu ve větší míře řešeno legislativně v rámci Zimního energetického balíčku. Členské státy by měly definovat, které subjekty (PPS, PDS, dodavatelé, různá uskupení, servisní společnosti) by měly dostat přístup k datům o měření spotřeby samozřejmě se souhlasem spotřebitele. Návrhy nestanovují žádná opatření nebo doporučení v oblasti organizace správy dat. V této oblasti existují tyto varianty, buď budou sběr a distribuci dat provádět provozovatelé distribučních soustav, nebo může být použit model datového centra. Nehledě na zvolený organizační model nesmí být poskytování dat ze Smart Meteringu diskriminační. Dále by měly členské státy definovat společný datový formát a transparentní postup přístupu k údajům pro způsobilé strany. To je důležité proto, aby se podpořilo konkurenční prostředí na maloobchodním trhu a nevníkaly nadměrné administrativní náklady pro způsobilé strany. [14]

Součástí Zimního balíčku je i nová směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh, která přináší nové požadavky na harmonogram zavádění chytrého měření v jednotlivých členských státech. Novým prvkem například je, že pokud vyjde negativní ekonomická analýza, musí se zopakovat nejdéle za 4 roky. Naopak pokud vyjde ekonomická analýza pozitivně, klade si směrnice za cíl dokončit 80% implementaci do 7 let. Další novinkou je možnost pro zákazníky požádat si o Smart Meter, jakmile bude směrnice implementována, tzn. v prosinci 2020 a distributor má povinnost mu elektroměr nainstalovat nejpozději do 4 měsíců od jeho žádosti. Další novinkou je, že zákazníci, kteří mají nainstalovaný Smart Meter, mohou žádat po svém dodavateli energie dynamický tarif. Některé požadavky zůstávají stejné jako ve směrnici z roku 2009 jako například požadavek na stanovení implementačního plánu nebo standardů, které musí elektroměry splnit.[7]

Smart Metering je nově zmiňován i v revizi směrnice o energetické účinnosti. Směrnice uvádí, že by zákazníci odebírající elektřinu a zemní plyn měli být vybaveni měřiči, které přesně odráží jejich skutečnou spotřebu energie a poskytuje informace o skutečné době používání, pokud to bude technicky a finančně únosné a úměrné potencionálním úsporám. Průběhové měření by se postupně mělo rozšířit i na dálkové vytápění, chlazení a teplou užitkovou vodu. Tyto měřiče by

měli být nainstalovány nejpozději do 1. ledna 2027, pokud členské státy neprokáží, že není instalace nákladově efektivní. [25]

Většina států EU implementuje technologii Smart Meteringu úplně nebo alespoň částečně. Existují jen 4 výjimky, a to Česká republika, Belgie, Portugalsko a Litva. Tyto státy v rámci provedených studií v roce 2012 nenašly dostatečné benefity ze zavedení Smart Meteringu, a proto se rozhodly plošně SM nenasazovat a pouze pokračovat v testování v rámci pilotních projektů. Výjimkou v těchto státech je Portugalsko, které se i přes negativní finanční analýzu rozhodlo Smart Metering částečně implementovat. Další výjimkou je Irsko, kde finanční analýza vyšla pozitivně, ale k implementaci ještě nedošlo. Na následujícím obrázku jsou v levé části znázorněny výsledky cost benefit analýzy z roku 2012 a v pravé části stav implementace Smart Meteringu v roce 2018.



Obr. 1 Smart Metering technologie v EU [7]

Největší pokrok v oblasti chytrého měření dosahuje Švédsko, kde se pomalu končí životnost první generace elektroměrů a připravuje si instalace elektroměrů druhé generace. Technické specifikace nových elektroměrů jsou stále v diskuzi.[7]

Dalším zajímavým příkladem může být Německo, kde legislativa stanovuje povinou instalaci Smart Meterů u spotřebitelů s roční spotřebou nad 6 MWh, velkých výroben a u konečných spotřebitelů v nových a rekonstruovaných budovách. U ostatních spotřebitelů je doporučeno používat elektroměry, do kterých je možné doplnit komunikaci později. V Německu probíhá

plošná implementace postupně na základě standardní výměny elektroměru (16 let). Plošná implementace by měla být dokončena do roku 2032.[7]

Je vhodné zmínit, že zavádění chytrého měření zavádí i státy mimo Evropskou unii jako například USA, Norsko nebo Švýcarsko. [18]

1.2 Studie Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice ČR

Na základě požadavků směrnice 2009/72/ES byla v roce 2012 zpracována studie na posouzení všech přínosů zavedení Smart Meteringu v České republice. Výsledky posouzení bylo negativní kvůli záporným hodnotám NPV u všech zúčastněných subjektů. [11]

Ze studie vyšlo několik doporučení. Studie doporučuje nezahajovat plošné zavedení Smart Meteringu do roku 2018, ale pokračovat pouze v provozování tohoto typu měření a technologickém vývoji v rámci pilotních projektů. Dále studie doporučuje rozšířit možnosti využití systému HDO tak, že by bylo HDO doplněno o tarify bez přímého řízení spotřebičů založeném jen na předávání ekonomických signálů zákazníkům. Studie dále doporučuje oddálit implementaci inteligentního měření minimálně do roku 2018 a do této doby stanovit technické a legislativní podmínky pro zajištění kybernetické bezpečnosti tohoto systému a znovu provést studii proveditelnosti a stanovit plán případného plošného zavádění inteligentních systému měření. [11]

Negativní závěr studie má několik důvodů. V České republice jsou oproti ostatním zemím odlišné výchozí podmínky pro zavádění AMM. V současné době totiž funguje dvoutarifní produkt pro vytápění a akumulaci a díky HDO je možné i účinně a spolehlivě řídit spotřebu. Zároveň v ČR efektivně funguje systém zálohovaných plateb, díky kterému se nevyskytuje zásadní problém s neplatiči a netechnické ztráty jsou na nízké úrovni. Je tedy možné říci, že významná část přínosů AMM se již v současnosti využívá, systém je odolný vůči kybernetickým útokům a je velmi spolehlivý. [11]

Je tedy doporučeno počkat s plošnou implementací inteligentních měření a zejména sledovat vývoj cen za měřící přístroje, protože v době vytváření této studie byly ceny za přístroje na poměrně vysoké úrovni. [11]

Studie doporučila stanovit národní standardy a předložit implementační plán, to ale do dnešní doby nebylo splněno. Od roku 2012 došlo k velkým změnám v oblasti AMM jako je pokles cen technologie nebo rostoucí význam přínosů. Ekonomická analýza ovšem nebyla přehodnocena, a tak od roku 2012 v podstatě nedošlo k žádnému zásadnímu pokroku v implementaci.[18]

1.3 Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG)

V oblasti Smart Grids stanovuje cíle České republiky Národní akční plán pro Smart Grids (NAP SG) z února 2015. Vytvoření NAP SG vychází z požadavků ASEK. V dokumentu jsou vytyčeny cíle na jednotlivá období, které budou popsány v této kapitole. NAP SG se věnuje několika oblastem jako je například elektromobilita či obnovitelné zdroje, ale pro účel této práce budou popsány pouze cíle v oblasti měření.

V současné době je v České republice osazeno inteligentními měřidly (elektroměry s průběhovým měřením) 61 % spotřeby, jedná se o odběrná místa s typem měření A a B. U těchto odběrných míst se předpokládá zachování a další rozvoj současné koncepce průběhového měření. Technický upgrade tedy čeká místa, kde průběhové měření v současnosti není, což jsou odběrná místa s typem měření C.

Implementace nových funkcionalit plynoucích z implementace Smart Meteringu se promítne do stávajících procesů distributorů, toků a zpracování dat včetně jejich poskytování účastníkům trhu s elektřinou a do nákladů. Do regulované platby za distribuci se promítnou pouze funkcionality související s poskytováním distribuce a zajištěním a přenosem dat nezbytných k zajištění trhu s elektřinou do systému OTE. Data pro zajištění dalších funkcionalit nad rámec regulovaných činností distributora budou poskytovány zákazníkovi, který se rozhodne, komu a k zajištění jaké funkcionality je bude poskytovat.

Zásadní podmínkou pro zavedení inteligentního měření je nejen ekonomická přijatelnost řešení, ale také vyřešení standardů jak v oblasti měřidel, tak v oblasti jejich komunikace (komptabilita) a také legislativy. **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.**

Předpokládané výdaje na zavedení AMM ukazuje následující tabulka:

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

Tab. 1 Předpokládané výdaje na zavedení AMM v jednotlivých letech [2]

Do roku 2019 budou výdaje ve výši 550 mil. Kč vynaloženy na instalaci měřidel AMM/AMR montovaných na základě přání zákazníka a navýšení kapacity datových centrál. Uvažuje se zde zájem 2 % zákazníků. Dále se zde uvažují výdaje ve výši 1 644 mil. Kč nad rámec běžné obnovy na pilotní projekty k ověření vlastností nové generace měřících přístrojů a dalších komponent u 3 % zákazníků. V období 2020–2029 jsou výdaje převzaty z dokumentu Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice ČR z roku 2012.

U segmentu MOO i MOP se v delším časovém horizontu předpokládá, že díky poklesu cen technologií dojde k nahrazování statických elektroměrů inteligentními měřidly. Rychlost této výměny bude závislá na výše zmíněných cenách technologie a legislativních požadavcích regulačních autorit. V návaznosti na ekonomickou analýzu je potřebné vyhodnotit následující možnosti postupu:

- Postupné nasazování modulárních elektroměrů (nejprve bez komunikace) tak, aby po rozhodnutí o implementaci stačilo pouze doplnění komunikačního modulu na OM a nebyla potřeba výměna velkého množství elektroměrů
- Vytvoření standardů na vybavení elektroměrů včetně doplňkových prvků jako je limitér nebo odpojovač a komunikačních standardů

Dále je nezbytné zpracovat harmonogram rozvoje systému s dálkovým přenosem dat. Pro zpracování dat bude možné využít volnou kapacitu stávajících datových centrál, pokud by byl zájem zákazníků vyšší, je nezbytné zpracovat postup navýšení kapacity těchto centrál.

V oblasti měření jalové energie se uvažuje s měřením pouze u odběratelů kategorie C v segmentu MOP, tedy malooběr podnikatelé, neboť tyto odběratelé významně ovlivňuje toky jalové energie. Z tohoto důvodu by měly získat MOP s nepřímým měřením průběhové měření činné a jalové energie. Odběratelé typu C s přímým měřením ovlivňují tyto toky výrazně méně, přestože často není dodržen účinník. Z tohoto důvodu je potřeba ověřit vhodnost nasazování měření jalové energie na větším vzorku odběratelů.[2]

NAP SG také uvažuje o zkrácení intervalu vyhodnocování měření na 15 minut. Toto zkrácení by reagovalo na změny v sousedních státech, kdy většina z nich (Rakousko, Německo, Slovensko) již používá 15minutový interval. Rozdílnost intervalů by mohla být překážkou v harmonizaci trhů, která patří mezi hlavní priority EU. Harmonizace trhů by se týkala například trhu s regulační energií. Zkrácení intervalu vyhodnocování by také zvýšilo spolehlivost celé soustavy, neboť by se

zpřesnilo hodnoty odhadovaných dodávek. Na zkrácení intervalu ohodnocování by muselo navazovat i zkrácení obchodních intervalů, aby toto opatření mělo smysl. Podle zprávy o průběžném plnění NAP SG by k zavedení 15-ti minutovému intervalu mělo dojít nejpozději v roce 2025. [2]

1.4 Vyhláška o měření

Aktuálně je připravována nová verze vyhlášky o měření, která bude řešit technickou specifikaci chytrých elektroměrů. Vyhláška by měla vejít v platnost v průběhu roku 2019. [7]

1.5 Pilotní projekty

V současné době se zavádí Smart Metering v České republice pouze ve formě pilotních projektů. Cílem těchto projektů je ověřit funkčnost přístrojů od různých dodavatelů a prozkoumat výhody a nevýhody této technologie na menším vzorku odběrných míst. Všechny distribuční společnosti provedly nějakou formu pilotních projektů, liší se ale v rozsahu těchto projektů.

1.5.1 Pilotní projekty ČEZ distribuce

Velkým pilotním projektem společnosti ČEZ je Smart region Vrchlabí. Tento projekt vznikl od roku 2010 v rámci celoevropského projektu Grid4EU. Vrchlabí bylo vybráno z několika důvodů. Tato oblast má ideální velikost a jsou zde možnosti začlenění obnovitelných zdrojů a výstavby několika kogeneračních jednotek. Další výhodou je blízkost Krkonošského národního parku, a tudíž možnost ověření ekologických faktorů chytrých sítí. Ve Vrchlabí došlo k unifikaci hladin VN z 10 kV na 35 kV a začlenění dobíjecích stanic pro elektromobily. Distribuční síť je automatizovaná a online monitorovaná, také dokáže reagovat na poruchy v soustavě. Pro komunikaci je testováno využívání bezdrátových technologií. V rámci projektu se bude testovat možnost přechodu do ostrovního režimu, aniž by došlo k přerušení napájení. V rámci projektu se uvažuje s osazením 5 000 OM inteligentním měřením. [4]

Pokud chce v současnosti zákazník vyšší typ měření není mu nainstalován Smart Meter, ale pouze elektroměr typu B. Zákazník pak následně platí jednak za instalaci i provozní náklady dle příslušného ceníku. Momentálně je cena instalace 4 200 Kč/OM a provoz následně zákazníka stojí 373 Kč/měsíc. [22]

1.5.2 Pilotní projekty PRE distribuce

PRE distribuce v oblasti Smart Meteringu proběhlo několik pilotních projektů jako ostatní distribuční společnosti. Tyto projekty probíhali mezi roky 2014 a 2019. V rámci těchto projektů

bylo nasazeno do sítě celkem 705 jednofázových a 1781 třífázových chytrých elektroměrů. Během projektů se testovala zejména BPL a PLC komunikace.¹

Možnost instalace chytrého měření (komunikačního modulu) nabízí obchodník Pražská Energetika svým zákazníkům, kteří se nacházejí zároveň na území PRE Distribuce. Tato služba umožňuje zákazníkům sledovat průběh spotřeby na webovém portále a zároveň si mohou zákazníci zvolit druh fakturace (měsíční nebo roční). U měsíční fakturace zákazníci platí skutečnou spotřebu za daný měsíc, a ne již zálohy jako u roční fakturace. U roční fakturace pak žádná změna oproti současnosti není. Tuto službu nabízí PRE za 149 Kč bez DPH měsíčně za každé odběrné místo. [23]

1.3.3 Pilotní projekty E.ON distribuce

První pilotní projekt v oblasti Smart Meteringu započal vy roce 2006. Instalace technologie proběhla ve čtyřech obcích v blízkosti Brna, a to v Ivanovicích, Křižanovicích u Vyškova, Vyškově a Rousínově. Celkem bylo nainstalováno 3782 přímých elektroměrů, 43 součtových a převodových elektroměrů a 31 datových koncentrátorů. Elektroměry pocházely od čtyř dodavatelů. Cílem bylo otestování elektroměrů od jednotlivých dodavatelů. Závěrem bylo, že žádný z dodavatelů nesplnil požadavky z hlediska funkcí a vybavení. V této době byla ještě technologie velmi drahá, a tak byl projekt v roce 2008 ukončen. [7]

V polovině roku 2019 by měl být spuštěn nový pilotní projekt v oblasti Smart Meteringu, do kterého se zapojí na 27 tisíc domácností. Instalace chytrých měřidel bude probíhat u vybraných domácností na Písecku, ve čtvrti Brno-Nový Lískovec a město Pacov. Investice by měla přesáhnout hodnotu 100 milionů korun. Bude to tedy projekt, který zatím v Česku nemá obdoby. [5]

V současnosti může zákazník dostat vyšší typ měření, pokud o něj požádá. Takovýmito zákazníkům se instaluje elektroměr s měřením typu B. V tomto případě musí zákazník zaplatit za elektroměr a následně platí i za přenos dat. Platba za elektroměr činí 2 100 Kč a provozní náklady jsou 4 000 Kč ročně. [7]

1.6 Kybernetická bezpečnost

Moderní trendy v energetice jako jsou Smart Metering nebo Smart Grids přinášejí benefity pro všechny zainteresované strany. O benefitech bude pojednávat následující kapitola. Díky Smart Meteringu budou mít zákazníci i distributoři přesné informace o spotřebě v odběrných místech, což je potřeba pro řízení distribuční soustavy. Bohužel by tyto informace ocenili i subjekty, které by za normálních okolností neměly mít k těmto informacím přístup. Z odcizení dat by totiž tyto

¹ Zdroj: e-mailová komunikace s Ing. Martinem Vycpálkem z PRE Distribuce

subjekty mohly získat citlivé informace o odběratelích, jako například to, že rodina odjela na dovolenou a je tedy doba na nevíтанou „návštěvu“. Na straně distributora existuje ještě větší riziko, a to například narušení informačního systému falešnými daty nebo napadení virem, tyto skutečnosti by mohly vést ke kolapsu distribuční sítě. Dále zde může být riziko manipulace se zátěží (HDO), kdy by mohlo dojít například k zablokování elektrických topení během zimního období na distribučním území a nechat tak zákazníky bez tepla. Na všechny tyto možné scénáře se musejí distributoři připravit v rámci kybernetické bezpečnosti. [12]

Z výše uvedených důvodů vydala v roce 2016 Evropská unie dvě prohlášení, která obsahují právní pokyny v oblasti kybernetické bezpečnosti. V srpnu 2016 byla vydána Směrnice o opatřeních k zajištění bezpečnosti sítí a informačních systémů a od členských států se vyžaduje implementace do legislativy do 21 měsíců. Podle legislativy budou energetické společnosti klasifikována jako provozovatelé kritické infrastruktury, z čehož plyne povinnost přijmout postupy řízení rizik a případné incidenty hlásit příslušnému národnímu úřadu. Zároveň skupina SM-CG (Smart Meter Co-ordination Group) založená evropskými organizacemi pro normalizaci vytvořila seznam minimálních požadavků na komponenty AMI. Tento seznam v oblasti Smart Meteringu obsahuje devět minimálních požadavků týkajících se komponent systému od elektroměrů až po head end systémy. Vysoká úroveň zabezpečení je nezbytná pro kladní přijetí inteligentních technologií veřejností. [13]

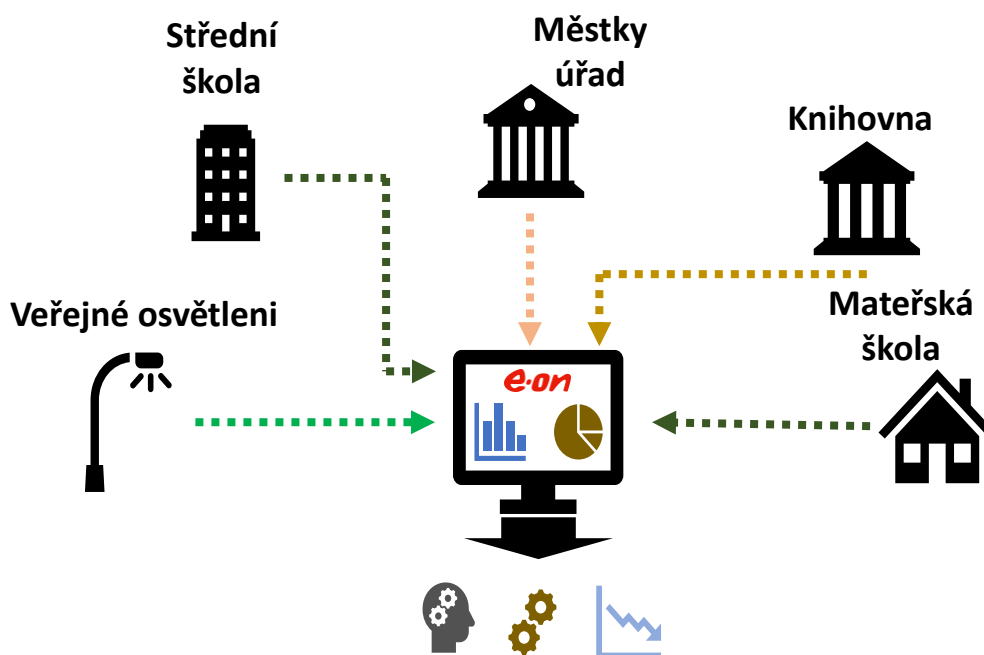
2. Možnosti využití dat ze Smart Meteringu pro obce a distributora

Aby bylo možné plošně zavádět technologii Smart Meteringu, je nutné, aby investice do této technologie byly ekonomicky efektivní. Pro posouzení ekonomické efektivity je nutné stanovit veškeré benefity, které z této technologie plynou, a to jak pro obce, tak pro distributora. Zároveň je potřeba tyto benefity ekonomicky ocenit. Popis a analýza jednotlivých benefitů bude provedena v této kapitole.

2.1 Představení projektu Smart Energy Gateway

Tato služba zpřístupňuje informace o spotřebě elektrické energie koncovým zákazníkům z oblasti B2B nebo B2M trhu. Předpokládaným zákazníkem jsou obchody, banky, městské organizace (školy, nemocnice, úřady, knihovny atd.), které mají větší množství odběrných míst. Je navrženo realizovat odečty v 15minutových intervalech, ale tento interval je možné změnit.

Zákazníci budou mít možnost sledovat naměřené hodnoty ze všech svých odběrných místech na webovém portálu. Budou mít možnost sledovat spotřebu v čase pomocí přehledných grafů. Další možností bude individuálně si nastavit notifikace v případě překročení určité hodnoty, a tím spotřebu aktivně řídit. [7]



Obr. 2 Představení Smart Energy Gateway [7]

2.2 Benefity pro obce

2.2.1 Snížení nákladů za elektrickou energii

Podle § 9 zákona č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií jsou organizační složky obcí povinni podrobit své energetické hospodářství a budovy energetickému auditu. Tato povinnost je vázaná na celkovou roční spotřebu energie a je vyhláškou č. 480/2012 Sb. stanovena na 1 500 GJ. [3]

Díky kvalitnějšímu a častějšímu monitoringu bude možné v rámci energetického auditu navrhnout pro jednotlivé budovy efektivnější možnosti pro úspory energie, a tím i nákladů za ni. Pokud se obce rozhodne činit nějaká úsporná opatření, je možné na tyto opatření získat dotaci. Dotace lze čerpat například z Operačního programu životního prostředí 2014-2020. Dotace z tohoto programu jsou cíleny na kraje, obce státní organizace, vysoké školy apod. Jedná se o investiční dotace například na zateplení budov nebo výměnu tepelného a elektrického zdroje. Tato dotace značně sníží poměrně vysoké vstupní investice. [15]

Další možností pro snížení nákladů za elektrickou energii je úprava velikosti hlavního jističe, od které se odvíjí značná část celkové platby za elektřinu. Velikost hlavního jističe se odvíjí od maximálního odběru. U velkého množství odběrných míst je hodnota jističe předdimenzovaná. Díky sledování průběhu spotřeby v čase by bylo možné optimálně nastavit velikost hlavního jističe. Platba za jistič momentálně činí přibližně 6 % z celkové platby za elektrickou energii. [18]

2.2.2 Zvýšení spolehlivosti dodávek

V rámci Smart Grids se uvažuje s celkovým „zinteligentnění“ sítě. To znamená, že všechny významné body sítě budou opatřeny komunikací. Pokud tedy dojde k nějaké poruše, bude snadnější odhalit příčinu problému a také ho rychleji vyřešit a odstranit. To pro odběratele znamená, že budou kratší dobu bez elektrické energie, tudíž ušlá přidaná hodnota nebude tak vysoká. Pokud totiž dojde k neočekávané odstávce, zaměstnavatel stále zaměstnancům platí, i když fakticky nepracují. U průmyslových podniků by měl urychlený zásah pozitivní vliv na business continuity. I když by nedošlo k plošnému zavádění chytrých prvků, může to distributorovi pomoci s odstraňováním poruchy. V současnosti totiž distributor o poruše neví, dokud ho zákazník neinformuje. Při zavedení inteligentního měření by se beznapěťový stav zobrazil přímo dispečerovi.

2.2.3 Širší nabídka tarifů

V souvislosti se Smart Grids se často mluví o dynamických tarifech, tzn. možnost přizpůsobování spotřeby aktuální ceně elektřiny trhu. V tomto případě se jedná o cenu za silovou elektřinu, kterou zákazníkům stanovuje obchodník. Tento fakt by také mohl snížit náklady za elektřinu. Je otázkou, do jaké míry se dokáže obec přizpůsobit aktuální ceně elektřiny. Obce mají jasně stanoveny úřední hodiny, takže pro ně by bylo lepší najít vhodný tarif, pokud se změní tarifní soustava. V obecním majetku ovšem nejsou jen budovy, ale také veřejné osvětlení. Do budoucna se dá přepokládat, že přibudou například nabíjecí stanice pro elektromobily. V tomto případě by se již dalo uvažovat o přizpůsobování spotřeby aktuální ceně elektřiny.

Podle nové směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou mají zákazníci právo požadovat dynamický tarif, pokud mají instalovaný Smart Meter.

2.2.4 Možnost sledování průběhu spotřeby v téměř reálném čase

Možnost sledovat spotřebu v reálném čase může mít hned několik výhod. Pokud má obec svého energetika, tento člověk může data analyzovat (provádět tzv. Energy Management). Tímto způsobem může například porovnávat jednotlivé budovy podobného typu. A tak může dojít k optimalizaci spotřeby. Pokud se bude spotřeba u typově podobných budov výrazně lišit, může dojít k urychlené výměně zařízení. V současné době má obec k dispozici na faktuře spotřebu pouze jednou za rok. Pokud ale probíhá měření průběžně, lze tak objevit sezónní trendy ve spotřebě, a odhalit neefektivní zařízení.

Dále bude pro zákazníky možnost nastavit si alarm, který bude hlídat výši spotřeby nebo cenu elektřiny. Zákazník se poté rozhoduje, zda přizpůsobí svou spotřebu dle aktuální ceny či nikoli. Tímto způsobem je možné optimalizovat náklady za energie.

2.3 Benefity pro distributora

2.3.1 Získání přesných údajů o síti a OM

Získání přesných údajů o odběrném místě a síti je nezbytné pro efektivní řízení sítě. Díky komunikaci na jednotlivých zařízeních lze předejít nebo rychleji odstranit poruchu v síti. Tato potřeba je v posledních letech stále aktuálnější zejména kvůli zapojování nových prvků do elektrizační soustavy, jako jsou decentralní zdroje, OZE nebo možného nárůstu počtu elektromobilů a dobíjecích stanic v následujících letech.

Každý Smart Meter dokáže sledovat a vyhodnocovat velké množství hodnot, jako jsou například: napětí, proud, frekvenci, činný a jalový výkon, posuv fází atd.

Zavedení Smart Meteringu by pomohl distributorům také odhalit neoprávněné odběry, se kterými ale v České republice nejsou výraznější problémy.

Pokud by byl Smart Metering implementován plošně, bylo by díky získaným informacím o odběratelích a síti možné optimalizovat plánování rozvoje a obnovy distribuční soustavy.

Dalším benefitem ze získání přesných údajů o odběrných místech může být zpřesnění typových diagramů dodávky (TDD) u jednotlivých odběratelů. V současnosti jsou TDD jediným způsobem predikce spotřeby u OM s neprůběhovým měřením (typ měření C). TDD se dělí do 8 kategorií podle distribučních sazeb jednotlivých OM, které se slučují podle podobnosti typu odběrů. Tyto diagramy totiž neuvažují různé atypické chování zákazníků. Pokud by byl Smart Metering implementován získal by distributor přesnější data a mohlo by tak vzniknout více typových diagramů nebo upravit skupiny zákazníků pro jednotlivá TDD a došlo by ke zpřesňování predikce spotřeby elektrické energie. Tyto data se předávají OTE, ze kterého data využívají další subjekty na trhu s elektřinou. Tyto údaje by mohly využívat například obchodníci s elektřinou. Pro ně by tak bylo snazší plánovat nákup elektřiny, a tím by pro ně nevníkaly tak velké odchylky, za které obchodníci musejí platit.

2.3.2 Zvýšení spolehlivosti dodávek

Zvýšení spolehlivosti je benefit jak pro zákazníka, tak pro distributora. Pokud totiž dojde k neplánovanému přerušení distribuce elektřiny na hladině NN, musí být dodávka obnovena do 18 hodin (resp. 12 hodin na území hl. města Praha). Pokud dodávka nebude obnovena do této lhůty, musí distributor poskytnout zákazníkovi náhradu podle § 5 vyhlášky č. 540/2005 Sb. o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb elektroenergetice. Tato náhrada činí ve výši 10 % z roční platby za distribuci, maximálně však 6 000 Kč v sítích do 1 kV. V současné době nemá distributor o zákaznících s měřením typu C prakticky žádné informace v reálném čase. Poruchu je tedy možné zjistit pouze pokud zákazník problém nahlásí. Díky komunikaci na zařízeních v distribuční síti bude jednodušší odhalit poruchu a rychleji ji odstranit. [6]

2.3.3 Optimalizace procesů na straně distributora

Zavedení Smart Meteringu bude mít na straně distributora za důsledek snížení velkého množství provozních nákladů. Jedním z nich může být snížení mzdových nákladů. Například již nebude nutné každoročně ručně odečítat elektroměry. Dále zde bude méně nákladů na call centra při řešení problémů zákazníků, jelikož pracovníci budou schopni v některých případech vyřešit problém okamžitě bez nutnosti technika v terénu. Distributor totiž bude vědět, zda se problém týká pouze jednoho OM, nebo jestli se problém týká větší oblasti.

2.3.4 Lepší cílení marketingu

Lepší cílení marketingu úzce souvisí se získáním přesných informací o OM. Díky těmto informacím může distributor lépe koncipovat své produkty, pokud zná přesnější chování svých zákazníků. Distribuční společnosti jsou ale ve svém podnikání značně omezeni Energetickým regulačním úřadem, a tudíž lepší cílení marketingu se týká spíše obchodníků s elektřinou než distributorů. Předávání dat musí zůstat transparentní, aby všichni obchodníci měli stejné informace. Nemělo by docházet k tomu, že by obchodníci u distribučních společností byli zvýhodněni oproti ostatním. Všechna měřená data by se i nadále měla odesílat do OTE a ten se na takové množství dat bude muset připravit.

2.4 Benefity pro ostatní účastníky trhu

Z ostatních účastníků trhu má největší benefity obchodník. Pro obchodníky je zásadním benefitem plynoucí ze Smart Meteringu možnost získání dat o přesném průběhu spotřeby v jednotlivých hodinách. Díky tomu je možné zavádět nové tarify nebo dokonce v každé hodině účtovat zákazníkům rozdílnou cenu. Pokud by došlo k plošnému zavedení této technologie, mohl by obchodník díky přesnějším predikcím snižovat své náklady za odchylku. Toto platí pouze za podmínky, že zákazník umožní obchodníkovi přístup ke svým datům.

Dalším subjektem, který by tato data ocenil je OTE a.s., který vyúčtovává poplatky za odchylku ostatním subjektům. Díky průběhovému měření by pokuty za odchylku byly spravedlivěji rozpočítány, neboť v současnosti se průběh spotřeby pro odběratele s neprůběhovým měřením modeluje pomocí TDD, které nejsou vždy zcela přesné.

2.5 Vyhodnocení benefitů

Pro vyhodnocení benefitů jsem se rozhodla napočítat modelový příklad na městě Týn nad Vltavou. Předpokládám, že výsledky půjde zobecnit i na další obce, protože většina obcí má podobnou skladbu spotřeby.

Výsledná cena elektřiny se skládá z několika složek. Pro každý benefit je potřeba počítat s jinými složkami ceny. Některé benefity se totiž budou vztahovat pouze k ceně silové elektřiny, jiné zase ke všem platbám vázaným na spotřebu. Obecně lze rozdělit složky ceny na regulované a neregulované. Neregulované platby si stanovuje sám obchodník, regulované složky určuje Energetický regulační úřad (ERÚ). Rozdělení těchto složek je uvedeno v následující tabulce.

Neregulované složky ceny	Regulované složky ceny
Platba za silovou elektřinu [Kč/MWh]	Platba za distribuci [Kč/MWh]
Stálá platba za OM [Kč/měsíc]	Platba za systémové služby [Kč/MWh]

	Platba za POZE [Kč/MWh] nebo [Kč/A/měsíc]
	Platba za jistič [Kč/měsíc]
	Činnost OTE [Kč/měsíc]
	Daň z elektřiny [Kč/MWh]

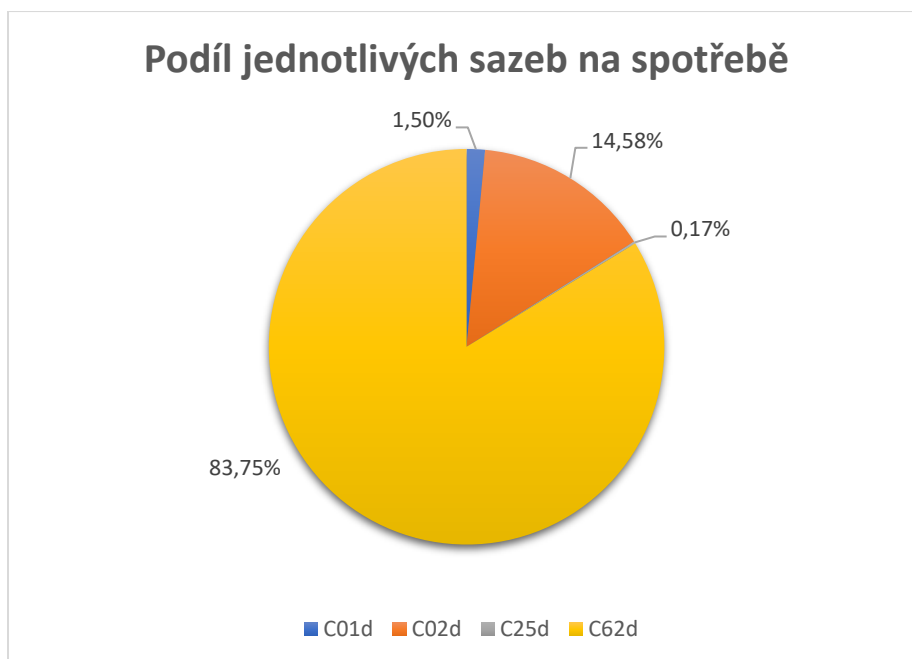
Obr. 3 Složky ceny elektřiny [20]

Dále je nezbytné rozlišovat jakou mají jednotlivé složky jednotku, neboť některé položky mají fixní charakter a jiné jsou vázány na množství odebrané elektřiny. Při výpočtu energetických úspor se ve většině případů využijí pouze složky vázané na odebrané množství, protože jedinou fixní položkou, kterou může zákazník ovlivnit je platba za jistič. [20]

2.4.1 Snížení nákladů za elektrickou energii

Snížení nákladů za elektrickou energii je v tomto bodu chápáno z dlouhodobého hlediska. Krátkodobé optimalizace spotřeby budou řešeny v jednom z následujících bodů. Tento benefit lze ocenit částí úspory plynoucí z konkrétních opatření, která budou pro každou obec individuální. Opatření obvykle vycházejí z doporučení energetického auditu. Opatření jsou individuální a nelze je kvantifikovat, protože každá obec má jinak zařízené své budovy (způsob vytápění, úspornost spotřebičů). Spotřeba v daném roce je také značně ovlivňována nejrůznějšími faktory, přičemž mezi nejvýznamnější se řadí počasí. Vliv počasí je nezbytný do auditu zahrnout, to znamená, že by se nemělo vycházet z hodnot spotřeby pouze pro aktuální rok, ale je potřeba vzít v potaz delší časové období. Dříve byla výrazně vyšší spotřeba v zimních měsících. V poslední době se vyrovnává spotřeba v zimních a letních měsících kvůli čím dál většímu využívání klimatizací. Je otázkou kolik z úspor z energetického auditu lze přiřadit jako benefit z přesnějšího měření díky Smart Meteringu, protože i v dnešní době se audity dělají u OM s neprůběhovým měřením. V pesimistickém scénáři by se tento benefit vůbec neuvažoval a úspory by se přiřadily jen energetickému auditu. To ovšem nemění nic na faktu, že bude pro auditorské společnosti energetický audit jednodušší zpracovat. Navíc každé opatření by se mělo vyhodnotit, zda splňuje předpokládané úspory, což díky průběhovému měření bude pro obce jednodušší.

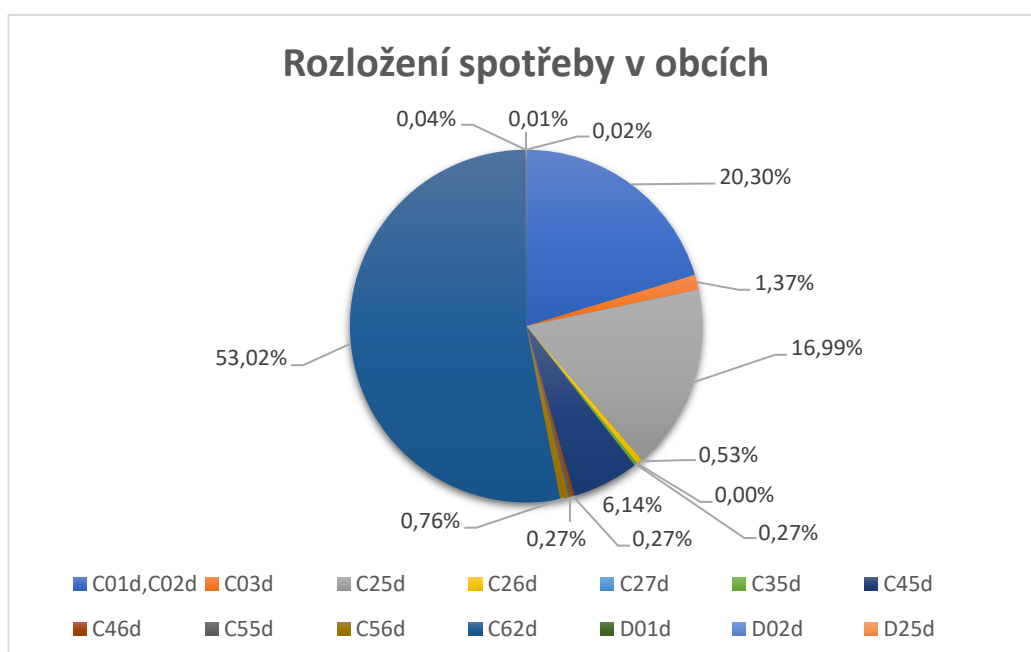
Pro vyhodnocování možných úspor je nezbytné si uvědomit, jaké sazby se v dané obci vyskytují. Pro Týn nad Vltavou je podíl jednotlivých sazeb na spotřebě zobrazen na následujícím grafu.



Obr. 4 Podíl jednotlivých sazeb na spotřebě v Týně nad Vltavou

Z grafu je patrné, že 83,75 % spotřeby připadá na veřejné osvětlení (VO), a proto by zde byl největší prostor pro úspory. Dále 16 % spotřeby připadá na jednotarifní odběrná místa a pouze 0,17 % na dvoutarifní odběrná místa s akumulacím ohřevem vody.

U obcí se mohou objevovat i další sazby jako například C25d, C45d nebo C46d. Z tohoto důvodu jsem provedla analýzu všech obecních odběrných míst v obcích na území E.ON distribuce. Rozložení spotřeby podle jednotlivých sazeb je znázorněn na následujícím grafu.



Obr. 6 Podíl jednotlivých sazeb na spotřebě v obcích

Z grafu je patrné, že při pohledu na všechny obce, klesá podíl veřejného osvětlení na 53 %. Ve větší míře se projevují sazby C01d, C02d a C25d. Podíl C01d a C02d je dohromady 20 %, C25d se na spotřebě v obcích podílí 17 %. Ostatní sazby jsou se projevují v řádech desetin procenta.

2.4.2 Zvýšení spolehlivosti dodávek

Pokud dojde k přerušení dodávky, přichází zákazník o přidanou hodnotu. Aby bylo možné tento benefit ocenit, je nejprve nutné znát, jak často dochází k neočekávaným poruchám v distribuční síti. Jako ukazatelé spolehlivosti dodávek se nejčastěji používají ukazatelé SAIDI a SAIFI.

SAIDI ukazatel průměrné doby přerušení dodávek elektřiny pro všechny zákazníky DS. SAIDI lze získat ze vztahu:

$$SAIDI_S = \frac{\sum_{h=nn}^{VVN} \sum_j t_{sjh}}{N_s} \text{ [min/rok/zákazník]}$$

N_s je celkový počet zákazníků

t_{sjh} je doba přerušení u události j

N_s je celkový počet zákazníků [10]

SAIFI je ukazatel četnosti přerušení dodávek v soustavě v hodnoceném období. Hodnotu ukazatele získáme ze vztahu:

$$SAIFI_S = \frac{\sum_{h=nn}^{VVN} \sum_j n_{sjh}}{N_s} \text{ [počet/rok/zákazník]}$$

j odpovídá jednotlivým událostem

n_{sjh} je počet zákazníků postižených událostí j na hladině h a

N_s je celkový počet zákazníků [10]

Hodnoty těchto parametrů pro E.ON distribuci jsou uvedeny v následující tabulce.

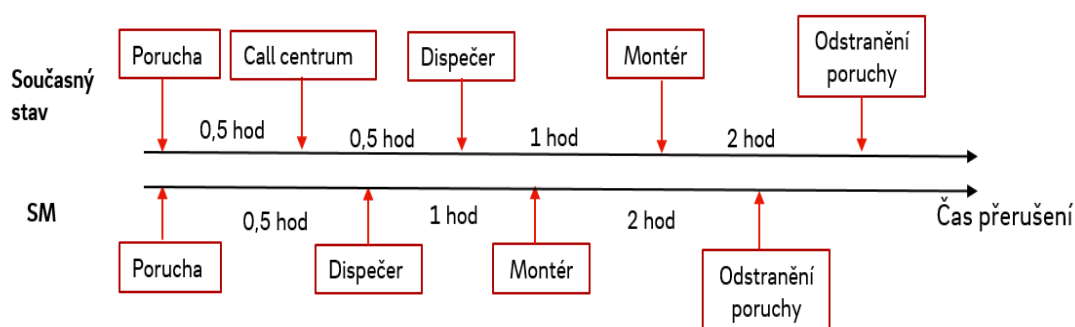
SAIDI [min/rok/zákazník]	466,68
SAIFI [počet přerušení/ rok]	2,34
Průměrná doba trvání jednoho přerušení [min]	199,17

Tab. 2 Ukazatelé spolehlivosti sítě E.ON distribuce za rok 2017 [8]

V rámci zavádění Smart Meteringu nelze příliš očekávat, že by se snížil počet přerušení. K přerušení totiž nejčastěji dochází vlivem špatného počasí nebo plánovaných prací. Komunikace na jednotlivých odběrných místech sítě by ale mohla zkrátit hodnotu SAIDI. V hodnotě SAIDI jsou

zahrnutý jak doba plánovaného přerušení, tak neplánovaného. Doba plánovaného přerušení byla v roce 2017 157 minut, a v předcházejících letech se příliš nelišila. Proto budu uvažovat pouze zkracování doby neplánovaného přerušení dodávek. To na hladině NN v roce 2017 činilo 309 minut. Doba neplánovaného přerušení je pro každý rok velmi odlišná a závisí zejména na počasí. V předcházejících letech byla doba neplánovaného přerušení kratší. Průměrná doba neplánovaného přerušení za poslední 3 roky byla 175 minut.

Bez Smart Meteringu distributor nemá tušení, že je u zákazníka nějaký problém, dokud zákazník nezavolá na informační linku. Průběh vyřizování problému je znázorněn na následující časové ose:



Obr. 7 Průběh odstraňování poruchy

Díky komunikaci v elektroměru nebude nutné, aby zákazník volal na informační linku, neboť dispečer dostane z elektroměru informaci o přerušení dodávky. V tomto případě by se zkrátil čas potřebný na odstranění poruchy alespoň o 0,5 hodiny. V průměru ročně nastanou 2,34 poruchy, což by činilo roční zkrácení doby neplánovaného přerušení alespoň o 1,2 hodin. To by znamenalo snížení doby přerušení o 15 % oproti aktuálnímu stavu.

Takováto výše úspory bude mít na obce pravděpodobně minimální dopad, což mi bylo potvrzeno během konzultace s městem. Tento benefit by byl zajímavější pro firmy, pro které by služba byla také vhodná.

V roce 2017 byla doba přerušení přibližně 8 hodin. Za tento rok nedošlo k vyplacení žádných náhrad u zákazníků. To může být způsobeno dvěma faktory. Buď distributor nepřekročil dobu trvání přerušení danou vyhláškou, což nelze poznat z průměrné hodnoty délky přerušení, nebo si zákazníci nezažádali o náhradu. To, že distributor neměl žádné náklady za přerušení dodávek, neznamená, že možné zkrácení této doby nebude mít vliv na snížení ostatních nákladů. Úspory mohou nastat například díky snížení počtu hovorů na zákaznickou linku. Tato část bude ohodnocena v části Optimalizace procesů na straně distributora.

2.4.3 Širší nabídka tarifů

V souvislosti se Smart Meteringem se mluví také o dynamickém tarifu, který se chystá nabízet i společnost E.ON v rámci pilotního projektu. Tento typ tarifu je rozšířen zejména v USA, kde podle dat z tamního trhu šetří domácnostem 150 \$ ročně, což v přepočtu činí téměř 3 500 Kč. Podle simulací pro český trh by bylo možné ušetřit stovky až tisíce korun. Podobných úspor by bylo možné dosáhnout i u obcí. [9]

Pro využívání výhod dynamického tarifu je nezbytné mít v odběrném místě Smart meter a ovladač pro chytrou domácnost, přes který se ovládají zásuvky, bojler, klimatizace, topení a mnoho dalších. U řízení spotřeby nesmí docházet k omezení komfortu zákazníka, proto do dalších spotřebičů bychom zařadili ty, které již dnes mají možnost odloženého zapnutí jako jsou pračka nebo myčka. U ostatních spotřebičů jako je například televize by se měl zákazník rozhodovat sám na základě uvážení aktuální ceny a svých potřeb. Řízení spotřeby může fungovat třemi způsoby. Jednou z možností je, že bude spotřebitel informován například den předem v jakých hodinách by byla možnost snížit spotřebu, a pokud tak učiní bude mít v tuto dobu elektřinu levnější. Druhou možností je, že bude spotřeba ovlivňována operátorem bez účasti zákazníka. Systém by byl analogií dnešnímu systému HDO. Třetí variantou je individuálně nastavený automat podle požadavků zákazníka. Zde by bylo možné nastavit limitní hodnoty ceny, při kterých by docházelo k zapnutí nebo vypnutí spotřebičů. [9]

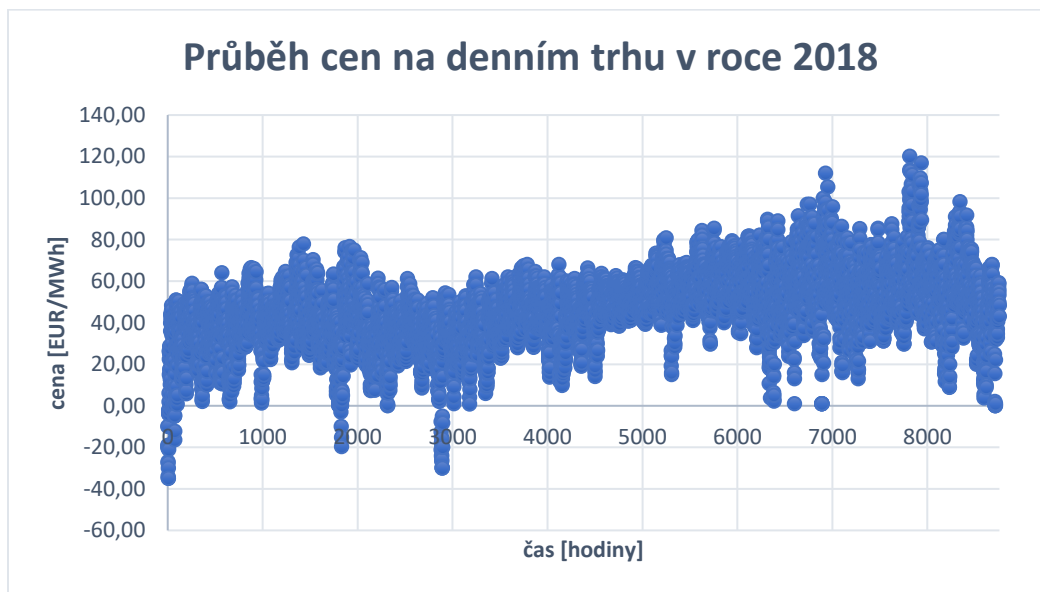
Existuje několik typů dynamických tarifů. Jedním z nich je Time Of Use (TOU), který funguje na principu střídání špičkových a mimošpičkových sazeb. TOU je prakticky dnes používané HDO. Další možností je Critical Peak Pricing. Tento typ sazby se používá většinou jako doplněk TOU. Funguje na principu nastavení vyšší ceny po dobu trvání kritické události. Počet CCP událostí je obvykle omezován na počet 10-15 ročně. Třetí možností je Peak Time Rebate (PTR), logika tohoto tarifu je analogická s CPP, zákazníci jsou odměňováni za snížení své spotřeby v době špičky. Využívá se obvykle tam, kde CPP nelze použít z politických nebo regulatorních podmínek. Posledním typem je Real Time Pricing (RTP), u kterého cena kopíruje tržní cenu. Využití tohoto typu je obdobné jako obchodování na burze a vyžaduje větší zapojení zákazníka.

Pokud se bavíme o dynamickém tarifu rozdíl by zákazník poznal pouze v ceně silové elektřiny. Průběh spotřeby lze modelovat pomocí TDD, které jsou nejpřesnějším odhadem, který je dnes dostupný. Benefit lze napočítat jako rozdíl platby za silovou elektřinu dle aktuálního ceníku obchodníka a průběhu spotřeby oceněné dle průběhu cen na denním trhu.

Týn nad Vltavou je povinno podle zákona o veřejných zakázkách dodavatele energie soutěžit, protože výše platby za elektrickou energii přesahuje hodnotu 2 miliony Kč. Na období 2018-2019 vyhrála soutěž společnost Centropol s následujícími cenami za silovou elektřinu:

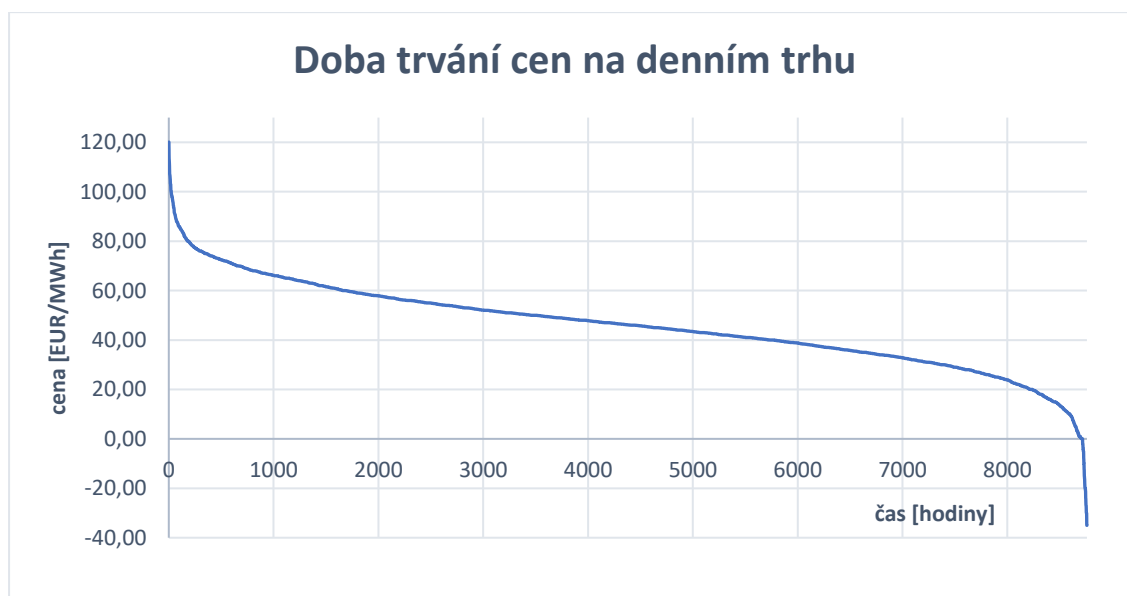
- C01d,C02d: 1313 Kč/MWh
- C62d: 873 Kč/MWh

Průběh cen elektřiny na denním trhu znázorňuje následující graf.



Obr. 8 Průběh cen elektřiny na denním trhu 2018 (zdroj: OTE Roční zpráva o trhu 2018)

Zajímavý není pouze průběh cen během trhu, ale i doba trvání cen, kterou znázorňuje následující graf.



Obr. 9 Doba trvání cen elektřiny na denním trhu 2018 (zdroj: OTE Roční zpráva o trhu 2018)

Doba trvání je zajímavá spíše ze statistického hlediska. Ukazuje nám dobu trvání cen nad konkrétní hodnotou během roku. Z toho lze posuzovat, jak velký vliv mají extrémní hodnoty, které se na trhu vyskytují. Přesto, že vidíme výskyt extrémních cen jako 120 EUR/MWh nebo -40 EUR/MWh, modus hodnot byl 47 EUR/MWh.

Pro veřejné osvětlení bude benefit následující. Aktuální stav plateb za silovou elektřinu je získán pronásobením ceny za silovou elektřinu (873 Kč/MWh) a celkovou spotřebou za všechna OM se sazbou C62d (637,5 MWh). Tímto výpočtem je získán celkový náklad za silovou elektřinu v hodnotě 556 525Kč.

Simulace spotřeby probíhá přepočtem pomocí vzorce:

$$O_h = O_r \frac{r_h}{\sum_{h=1}^{8760} r_h} \quad [19]$$

Kde, O_h je hodinová spotřeba, O_r je roční spotřeba zákazníka a r_h je normalizovaná hodnota TDD pro danou hodinu. [19]

Při simulaci průběhu spotřeby za pomoci TTD a pronásobením hodinových cen z denního trhu je získána teoretická hodnota celkového nákladu na silovou elektřinu při využití RTP v hodnotě 692 960 Kč. Elektřina se obchoduje v EUR/MWh, proto je nezbytné tyto hodnoty převést na Kč/MWh. Jako kurz jsem použila průměrný kurz Kč/EUR za rok 2018, který byl 25,64 Kč/EUR. V tomto případě by obec na dynamickém tarifu prodělala a zaplatila by o 136 tisíc více. Tato ztráta je způsobena výjimečně nízkou cenou za silovou elektřinu u stávajícího dodavatele. Průměrná cena za MWh u dynamického tarifu je 1090 Kč/MWh, což je téměř o 200 Kč/MWh více, než si účtuje aktuální dodavatel. Tento fakt značí, že městu se podařilo vysoutěžít opravdu výhodnou cenu.

Podobně by bylo možné napočítat možné úspory i pro OM se sazbou C01d a C02d. Problém u těchto OM je, že průběh spotřeby během dne ne zcela odpovídá současným TDD. Je to ovšem v současnosti nejlepším odhadem, a proto z něj i přes nedostatky budu pracovat. Výpočet probíhá analogicky jako u sazby C62d. V tomto případě by k úspoře došlo a byla by ve výši **7 000 Kč/rok**, což činí úsporu 180 Kč/OM. Průměrná cena u dynamického tarifu by v tomto případě byla 1256 Kč/MWh.

U veřejného osvětlení by se očividně dynamický tarif nevyplatil a u jednotarifních OM by bylo diskutabilní, zda by úspora 7 tis. ročně stála za riziko spojené s dynamickým tarifem. Každý zákazník si musí odpovědět na otázku, od jaké výše úspory by akceptoval riziko a zvolil tento druh tarifu. Takto malá výše úspor je způsobená tím, že město musí dodavatele energie soutěžit, a

tudíž může dosáhnout velmi nízkých cen energie. U malých obcí, které dodavatele nesoutěží lze očekávat ceny dle standardních ceníků a zde by mohla tedy úspora být větší. Zároveň je nutné zmínit, že nelze zaručit, že se nezmění ostatní položky na faktuře za elektřinu. Obchodník by totiž tímto způsobem mohl přijít o značnou část zisku, a proto je možné, že by se navýšil poplatek za odběrné místo. Poplatek za odběrné místo je totiž jediný, který může obchodník ovlivnit vyjma cen silové elektřiny. Tuto změnu v současnosti nelze odhadnout, a proto ji nebudu započítávat.

Malá výše těchto úspor zároveň značí velmi výhodnou smlouvu s aktuálním dodavatelem. Takto nízké ceny u dodavatelů elektřiny nejsou standardní. Pokud by bylo počítáno ceník velkých obchodníků jako je E.ON Energie, Pražská energetika nebo ČEZ prodej mohla by tato úspora být mnohonásobně větší, neboť cena za MWh je přibližně o 400 Kč vyšší, než město aktuálně platí.

U ostatních typů dynamických tarifů není možné tento benefit vyhodnocovat bez znalosti časových pásem jednotlivých tarifů a příslušných cen pro jednotlivé tarify. Navíc pro Týn nad Vltavou by to nemělo smysl, protože jediný další typ sazby, který se ve městě vyskytuje je C25d, který se podílí na spotřebě pouze 0,17 %.

Obchodník nemusí nabídnout zákazníkům pouze dynamický tarif. Pokud se zákazník rozhodne poskytnout obchodníkovi data o průběhu jeho spotřeby, může obchodník poskytnout zákazníkovi výhodnější fixní částku za silovou elektřinu. Pokud bude mít obchodník přesná data, bude se mu u těchto zákazníků snižovat možná pokuta za odchylku, a to by se v ceně zákazníkům mělo projevit. V tomto případě alespoň na úrovni úspory z dynamického tarifu.

2.4.4 Možnost sledování průběhu spotřeby v téměř reálném čase

Do tohoto benefitu by patřily opatření plynoucí z odhalení neefektivních zařízení. Je složité kvantifikovat, jak často se může objevit neefektivní zařízení a výše úspory by se lišila od typu zařízení. Velká část spotřeby elektřiny v obcích připadá na veřejné osvětlení. U většiny obcí se podíl veřejného osvětlení na celkové spotřebě pohybuje mezi 50 a 80 %. Proto by zde byl i největší prostor pro úspory nákladů za energii. U veřejného osvětlení lze pozorovat i největší neefektivitu v obcích, jelikož není výjimečné, že pouliční lampy svítí i během dne. A tento problém se může řešit pouze, pokud tuto skutečnost někdo nahlásí, což se ve většině případů neděje. Díky monitoringu spotřeby lze tyto věci odhalit a vyřešit prakticky okamžitě.

Pro ocenění tohoto benefitu uvedu modelový příklad. Jedna lampa veřejného osvětlení má příkon 125 W. Běžně se pohybuje využití VO kolem 4 000 hodin ročně. V modelovém případě budu uvažovat, že problém se bude týkat pouze jedné lampy, která bude svítit celoročně, protože nikdo nenahlásil její poruchu. To znamená, že bude svítit o 4640 hodin více než by standardně

měla. Pro výpočet jsem uvažovala tarif C62d, který městu poskytuje Centropol. Pro výpočet benefitu stačí pronásobit složek elektřiny vázané na množství odebrané elektřiny (cena za silovou elektřinu, poplatek za distribuci, systémové služby, poplatek za POZE a daň z elektřiny) hodnotu spotřeby. V tomto případě by byla úspora **1 498 Kč/rok**. I u tohoto benefitu bude záležet na velikosti obce, neboť od velikosti se bude odvíjet počet VO. Pro příklad si můžeme vzít obec Týn nad Vltavou s 8 000 obyvateli a rozlohou 43 km². Tato obec má na svém území 1 275 lamp veřejného osvětlení. Ve většině případů je VO ovládáno pomocí HDO, ale i přesto se stává, že některé lampy svítí i během dne. Je jistě možné, že zde bude více než 1 lampa, která svítí v hodiny, kdy to není potřeba. V práci budu počítat s 2 lampami, a tedy s úsporou 3000 Kč/rok.

Co se týče veřejného osvětlení neměli bychom se dívat jen na úsporu finančních prostředků za energie. Protože se může stát i opačný problém s VO, než je popsán ve výše uvedeném odstavci. Druhá varianta je ta, že VO nesvítí v noci, což sice snižuje finanční náklady, ale tento fakt má negativní důsledky. Správné osvětlení veřejných prostorů snižuje kriminalitu, vandalismus nebo také počet dopravních nehod. Toto jsou benefity, na které by se nemělo zapomínat, ale jsou problematicky ocenitelné, a ve své práci je nebudu uvažovat. [16]

Samozřejmě je zde prostor pro optimalizaci i v ostatních OM v obcích, nedá se ale předpokládat, že by úspory dosáhly úrovně úspor na veřejném osvětlení.

I přes nižší benefity může probíhat správa majetku, tedy porovnávání stejných typů budov například na měsíční bázi, kde je možné odhalit možný nestandardní průběh spotřeby, na což bude zákazník informován, aby mohl zareagovat.

Benefit jsem konzultovala přímo s městem a ukázalo se, že by město velmi ocenilo možnost sledování spotřeby za všechna odběrná místa na jedné webové stránce. V současnosti město nemá energetika ani žádný systém EnMS, a tak má sledování spotřeby energie několik lidí ve většině případů správci budovy. Pokud má budova svého správce je zde snaha odečítat elektroměr alespoň jednou za měsíc. U ostatních budov, které svého správce nemají, se ve většině případů sleduje spotřeba jen na faktuře.

2.4.5 Získání přesných údajů o síti a OM

V současné době má distributor stejně jako zákazník informace o spotřebě elektrické energie pouze jednou ročně, jelikož většina odběrných míst v obcích má typ měření C. To znamená, že průběhové měření je zde nahrazováno TTD. Výhodné je, že přes 80 % spotřeby u obci připadá na veřejném osvětlení, které je podle TTD možné přesně predikovat. U zbývajících spotřeby je to komplikovanější. Další větší skupinou jsou OM s tarifem C01d a C02d, které spadají do kategorie

TDD 1. TDD 1 uvažuje průběh spotřeby po celý den, ale u obecních budov lze očekávat větší spotřebu pouze od 7 do 17 hodin, poté zde bude spotřeba jen ze stand-by modu. To znamená, že předpokládaná spotřeba příliš neodpovídá realitě a díky Smart Meteringu by byly tyto průběhy zpřesněny. Dále se v obcích vyskytují OM se sazbami C25d a C45d, což jsou odběrná místa s akumulacími spotřebiči nebo přímotopy. Zde jsou TDD poměrně přesné, neboť průběh spotřeby odpovídá akumulaci nebo topení.

Tato skutečnost není benefitem jen pro distributora, ale též pro obchodníka. Ten by byl díky přesnějším datům lépe bilancovat svou pozici, a tak snižovat odchylku. Což má velký dopad na náklady, neboť pokuty za odchylku jsou velmi vysoké.

Získání přesných údajů o síti a OM znamená pro distributora především možnost optimalizovat investice do obnovy a rozvoje distribuční sítě. To je v současnosti problematické ocenit, neboť optimalizace investic závisí na vývoji spotřeby v dané oblasti, což je aktuálně složité odhadnout. Zároveň se s tímto benefitem je možné počítat pouze při plošné implementaci chytrého měření, a proto z tohoto důvodu nebudu tento benefit v práci uvažovat.

2.4.6 Optimalizace procesů na straně distributora

Pod optimalizací procesů na straně distributora se skrývá velké množství činností. Je možné sem zařadit například zrušení nutnosti každoročních odečtů elektroměrů, optimalizace práce call center a mnoho další. Pro přehlednost jsou tyto procesy vypsány i s oceněním v následující tabulce. Tyto benefity byly oceněny již v rámci předchozích pilotních projektech a jsou převzaty z interní dokumentace.

Proces	Úspora	jednotka
Snížení počtu dotazů zákazníků	3	Kč/ks
Snížení počtu omluv	4	Kč/ks
Prodání klasických elektroměrů	12	Kč/ks
Snížení nákladů za pravidelné odečty	47	Kč/ks

Tab. 3 Ocenění optimalizace procesů [7]

Snížení počtu dotazů zákazníků vyplývá z analýzy hovorů na call centrum za rok 2011. Stanovená cena se odvíjí od počtu a délky hovorů a odhadovaného zkrácení tohoto počtu. Za rok 2011 proběhlo 525 900 hovorů. Nejvíce zákazníci volali ohledně konzultace plateb, u kterých se odhaduje snížení počtu takovýchto hovorů o 40 %. Velké množství hovorů se také týkalo informací a přepisu odběrného místa, tento počet by se měl snížit o 10 %. Dále zákazníci volali během poruch, u kterých je odhadováno snížení počtu hovorů o 2 %. V příloze jsou uvedeny všechny druhy hovorů včetně jejich odhadovaných snížení. Z těchto údajů pak vyplývá kalkulace 3 Kč/kus.

Lze ovšem počítat s tím, že během prvních let zavádění nejprve náklady na call centra vzrostou z důvodu dotazů zákazníků.

Omluvy zákazníkům se týkají jejich vyúčtování. V současnosti je náklad na jednu omluvu 25 Kč. Je odhadováno, že díky snížení počtu omluv klesne tento náklad o 17 %. Tedy benefit ze snížení počtu omluv vychází na 4 Kč/kus.

Kalkulace za prodání klasických elektroměrů vychází z prodejů kalibrovaných i nekalibrovaných elektroměrů z předcházejících období. Výsledné ocenění je vypočítáno jako průměrný zisk z prodeje elektroměrů podělený počtem odběrných míst. Tato hodnota tedy odpovídá průměrnému zisk z prodeje klasických elektroměrů na jedno odběrné místo. Tyto elektroměry se prodávají subjektům, kteří je využívají pro podružné měření. Podružné měření využívají například chatové nebo zahrádkářské kolonie či garáže, které mají pouze jeden elektroměr a podružné měření slouží k rozpočítání celkových nákladů na dílčí subjekty.

Snížení nákladů za odečty vycházejí z ceny, kterou si momentálně účtuje dodavatelská firma za jeden odečet. Tato položka již nebude nadále potřeba. Stejná úspora může nastat za nepravdivé odečty, ke kterým dochází například při změně dodavatele elektrické energie.[7]

2.4.7 Lepší cílení marketingu

Jak již bylo zmíněno v popisné části této kapitoly, distribuční společnosti mají kvůli regulaci značně omezené možnosti ve svém podnikání. Data ze Smart Meteringu pro cílení marketingu by spíše využili obchodníci s elektřinou. Navíc je distributor omezen ve svém podnikání distribučním územím, z čehož plyne, že počet zákazníků není ovlivněn marketingem distributora. Proto v následných analýzách nebudu počítat s žádnými výnosy za lépe cílený marketing. I přes to díky výše zmíněným benefitům může zákazník vnímat společnost pozitivněji, což ovšem v případě distributora nelze finančně ocenit.

3. Návrh variant technických řešení

Samotné technické řešení se skládá ze softwarové (webový portál) a hardwarové části (elektroměr, komunikace). V níže uvedeném textu jsou definovány základní požadavky distributora a legislativy na dílčí komponenty. Následně jsou vybráni možní dodavatelé.

3.1 Požadavky softwarovou část řešení

Pro zákazníka (obec) je důležité mít přehledný software, aby mohl sledovat a vyhodnocovat si statistiky o svých odběrných místech. V současnosti je k dispozici několik aplikací pro Energy Management, které by bylo možné využít. Případně by bylo možné data odesílat do stávajícího SW pro energetický management, pokud ho obec vlastní. Další možností je, že si E.ON vyvine svou vlastní aplikaci. Elektroměr je sice schopen sledovat velké množství hodnot, ale pro zákazníka je zásadní velikost spotřeby. Ostatní měřené veličiny jsou důležité spíše pro distributora. Co se týče spotřeby v aplikacích bývají dostupné tyto statistiky:

- aktuální spotřeba
- celkové spotřeba za aktuální období (měsíc/rok)
- spotřeba za zvolené období
- porovnání se spotřebou ve stejný den v předcházejícím období.
- zobrazení například 3 místa s největší spotřebou, protože ty jsou, co se týká nákladů nejdůležitější.
- informace o ceně elektřiny (odhadované náklady)

Aplikace nemusí sledovat pouze spotřebu elektřiny, ale všech energií (teplo, plyn, voda), pokud je odběrné místo vybavené inteligentním měřícím přístrojem pro tyto veličiny. Což by poskytlo spotřebitelům ještě více informací o celkové spotřebě energií a umožnilo by ještě více optimalizovat spotřebu energie.

Pokud by si E.ON nechal vytvořit speciální aplikaci a nevyužíval dostupné aplikace pro energetický management, měl by se zaměřit zejména na to, co od aplikace požaduje zákazník. Z tohoto důvodu byl zpracován v prosinci 2018 průzkum, kterého se zúčastnilo 65 zástupců municipalit a 154 firem, pro které by byl produkt také vhodný. Většině dotázaných přijde služba užitečná, pokud by byla zdarma. Ukazuje se, že služby by ocenily zejména zákazníci s větší spotřebou nebo větším počtem odběrných míst. Zároveň se z průzkumu ukázalo, že by zákazníci ocenili vyčíslenou spotřebu nejen v MWh, ale rovnou i přepočítanou na náklady za energii. To může být způsobeno tím, že údaj v MWh je pro zákazníky poněkud abstraktní. Dále by bylo

vhodné mít nastavené alarmy na neobvyklou výši odběru nebo poruchy. V neposlední řadě by bylo možné informovat o změnách času spínání nízkého a vysokého tarifu.

Další požadavky na portál jsou, aby byl umožněn vstup alespoň pro 100 uživatelů, což by pro potřeby pilotního projektu mělo být dostačující. A dále musí být možno připojit alespoň 10 000 komunikačních modulů. Pokud se služba osvědčí a bude o ni zájem je uvažováno s tím, že by portál fungoval pod Distribučním portálem.

3.2 Požadavky na hardwarovou část řešení

Česká republika nespĺnila požadavky směrnice a do současné doby nevytvořila standardy pro Smart Metry. Z tohoto důvodu budu vycházet z požadavků, které byly kladeny na elektroměry v obdobných pilotních projektech. Část z těchto požadavků vychází z požadavků legislativy, část z požadavků PDS. V této části je důležité zmínit, že některé funkcionality zajišťuje elektroměr a některé komunikační modul. Komunikační modul v tomto případě zajišťuje níže uvedené SM funkcionality.

Z legislativních požadavků patří mezi nejdůležitější ES prohlášení o shodě plynoucí ze Zákona č. 22/1997 Sb. Dále musí elektroměr splnit zkoušky (rychlé přechodové jevy, rázové impulsy, napěťové impulsy, vysokofrekvenční magnet. pole, elektrická pevnost) dle platných norem. [7]

Mezi základní požadavky se řadí zejména životnost přístroje, které je požadována alespoň 15 let. Po celou tuto dobu musí elektroměr splňovat všechny technické požadavky. Dalším požadavkem je úroveň krytí, která je vyžadovaná na úrovni IP54 a třída ochrany 2. IP54 znamená odolnost u nebezpečného dotyku pro jakoukoli pomůcku, ohledně prachu musí být odolný částečně a zároveň musí být odolný vůči stříkající vodě ze všech stran. Dále musí být elektroměr chráněn vůči vlivu externího magnetu, a to zejména jeho metrologická část a napájecí jednotka. Co se týká třídy přednosti, je požadována třída A nebo B. Dále musí elektroměr splnit teplotní rozsah použití od -40 °C do 70°C. Odolnost proti zkratu musí být alespoň 30x maximální proud. Elektroměr musí mít možnost minimálně 4 tarifů, to bude v tomto případě řešeno na úrovni komunikačního modulu. S postupným rozvojem malých OZE je potřeba, aby elektroměr rozlišoval směr toku energie (odběr/dodávka). Další požadovanou funkcí je limitér, který je schopen dálkově omezit odebíraný výkon. Další měřené veličiny jsou proud, napětí a činný i jalový výkon. Dále je v požadavcích distributora baterie, která zajišťuje synchronizaci času po ztrátě napájení. To v tomto případě také řeší komunikační modul.[7]

Mimo tyto základní požadavky je kladen důraz zejména na SM funkcionality. Základním požadavkem z této kategorie je dálkový odečet dat pomocí SIM komunikace (LTE, GPRS). Dále musí být možno elektroměr dálkově odpojit a znovu připojit. Vyžaduje se měření jak činné, tak jalové složky energie. Měřicí interval musí být v intervalu od 1 do 60 minut. Dále musí být elektroměr schopen přepínat jednotlivé tarify, alespoň 12krát během dne. V neposlední řadě musí být možná dálková parametrizace či nastavení alarmů.[7]

Modulární vs. Nemodulární řešení komunikačního rozhraní

Základní dělení konstrukčního řešení je možné uvažovat o dvou variantách provedení. Řešení můžeme rozdělit na modulární nebo nemodulární.

Modulární řešení komunikace je takové, kdy funkcionality komunikace je vyřešena na vyjímatelné a nahraditelné komponentě – modulu, který je v elektroměru volitelnou částí. To může být výhodou při výměně vadné části. Pokud bude komunikační modul stačí ho jednoduše vyměnit za nový kus bez výměny celého elektroměru. Problém u tohoto řešení může být v tom, že elektroměr a komunikační modul jsou dodávány každý od jiného dodavatele, což v případě závady může působit potíže kvůli zodpovědnosti jednotlivých dodavatelů. [7]

U nemodulárního řešení je již komunikace součástí základního vybavení elektroměru a je jeho nedílnou součástí. V případě závady je tedy potřeba vyměnit celý elektroměr, což může být bráno jako značná nevýhoda. U tohoto typu řešení je nezbytné mít komunikační technologii jednoznačně definovanou již při výrobě, což znamená značnou přípravu a rozhodnutí o vhodnosti konkrétního typu komunikace. To může způsobit větší množství chyb elektroměrů z důvodu nefunkční komunikace zejména v počáteční fázi implementace. Mezi jednoznačnou výhodou se řadí to, že elektroměr je dodáván i s komunikací od jednoho dodavatele, takže se PDS vyhne sporům mezi dodavateli ohledně zodpovědnosti za chybu. [7]

V rámci tohoto projektu bylo rozhodnuto o vyzkoušení modulárního řešení, kdy jako komunikační modul bude využit Smart Energy Gateway (SEGW), který se využívá v německém modelu Smart Meteringu. Výhodou tohoto řešení je zejména možnost připojení více elektroměrů k jednomu komunikačnímu modulu, čímž je možné optimalizovat náklady na odběrné místo. A dále výše uvedené výhody modulárního řešení.[7]

SEGW má 3 komunikační rozhraní, a to:

- WAN (Wide Area Network): WAN zajišťuje komunikaci s dodavatelem komodit, distributorem a dodavatelem aplikací

- HAN (Home Area Network): HAN zajišťuje komunikaci se smart aplikacemi a zařízeními. Dále poskytuje zákazníkovi o spotřebě a stavu zařízení.
- LMN (Local Meterological Network): LMN komunikuje s měřicími zařízeními. [7]

Využití tohoto modelu má několik výhod. Řešení je modulární a elektroměr je možné doplnit i o jiné moduly, například modul pro FVE nebo dobíjecí stanici. Komunikaci je také možné propojit s plynoměrem případně vodoměrem, a tak komplexně sledovat spotřebu těchto komodit. Řešení s přenosem dat pomocí GPRS/LTE umožňuje sledovat měřená data prakticky online, což může využít jak distributor, tak zákazník. Distributor díky tomuto může poskytovat více produktů, zákazník by se pak mohl v budoucnu účastnit například trhu s flexibilitou, protože u ní bude potřeba mít data online. Další výhodou je to, že v Německu se blíží rozsáhlá implementace této technologie, což by mohlo zvýšit konkurenci mezi dodavateli a výrazně snížit cenu. V neposlední řadě je možné tuto technologii nasadit prakticky okamžitě a na libovolném místě, protože technologie není závislá na vzdálenosti OM od sebe jako například technologie s komunikací pomocí PLC.

3.3 Varianty řešení

Varianty možných řešení jsou sestaveny jako všechny kombinace dílčích částí technického řešení (elektroměr, komunikace, síť, portál). Jako optimální varianta bude v následující kapitole stanovena jako kombinace nejlepších dílčích dodavatelů.

U elektroměru připadají v úvahu 4 dodavatelé, kteří splňují podmínky pro SM v Německu. Jsou to Logarex, Iskra a Landis. V oblasti komunikace byli vybráni dodavatelé Byzance, Teco a PPC. U sítě v ČR existují pouze tři dominantní dodavatelé, a to O₂, T-Mobile a Vodafone. A v poslední řadě u zákaznického portálu se uvažuje o společnostech Byzance a AVE2, které jsou vázány na dodání komunikačního modulu. Varianty řešení jsou tedy libovolná kombinace dodavatelů dílčích komponent řešení.

Přehled dodavatelů včetně sledovaných parametrů je uvedena v následující tabulce:

ELEKTROMĚŘ	požadavek	Logarex	Iskra	Landis
životnost [roky]	15	15	15	15
IP	IP54	IP54	IP54	IP54
konstrukční provedení	Tříbodové dle DIN 4385 DIN 43859	Ano	Ano	Ano
vnější rozměry	DIN 43857(přímé jednofázové elektroměry do 60 A), DIN 43859 (přímé třífázové elektroměry do	Ano	Ano	Ano

	100A)			
pomocné svorky	ano	ano	ano	ano
dimenze pomocných svorek	6 až 25 mm ²	ano		ano
třída přesnosti	A nebo B	A / B	A/B	B/ A
teplotní rozsah [°C]	-40	-40	-40	-25
	70	70	70	55
vlastní spotřeba	<2,5 VA	<2,5 VA	<2,5 VA	<2,5 VA
referenční proud	5	5	5	5
I _{max}	60 (100)	100	100	100
I _{min}	0,25	0,25	0,25	0,25
struktura registů dle OBIS	U,I,+P,-P,+A,-A	U,I,+A,-A		U,I,+A,-A,
Měření činné i jalové složky	ano	Pouze činná	Činná i jalová	Pouze činná
požadavky na LCD	7+0	6+0	9+0	7+0
baterie	ano	Ne	Ne	Ne
limitér	Ano	Ne	Ne	Ne
Cena [EUR]	MIN	50	60	70

Tab. 4 Požadavky na elektroměr a možní dodavatelé [7]

KOMUNIKAČNÍ MODUL	požadavek	BYZANCE	TECO	PPC
dálkový odečet	GPRS/LTE	Ano	Ano	Ano
dálkové odpojení/připojení	Ano	Ne	Ne	Ne
archivace dat	40 dní	40	40	40
pravidelný odečet	dle plánu	Ano	Ano	Ano
Počet tarifů	Min. 4	>4	>4	>4
přepínání tarifů	12x za 24 hod	libovolně	libovolně	libovolně
dálková parametrizace	Ano	Ano	Ano	Ano
alarm	Ano	Ano	Ano	Ano
IPV 6	Ano	Ano	Ano	Ano
Ověření komunikace s ELM	Ano	Ano	Ne	Ano
Ověřený dodavatel		2	1,5	1,5
Cena	MIN	2000	9000	6500

Tab. 5 Požadavky na komunikaci a možní dodavatelé [7]

CLOUD/PORTÁL	požadavek	BYZANCE	AVE2
možnosti zpracovat data o průběhu spotřeby	Ano	Ano	Ano
odhad nákladů	Ano	Ano	Ano
zobrazování podle OM	Ano	Ano	Ano
počet uživatelů	100	Libovolně	Libovolně
max počet komunikačních modulů	10000	Libovolně	Libovolně

Tab. 6 Požadavky na portál a možní dodavatelé [7]

4. Výběr optimální varianty

Výběr optimální varianty se bude skládat ze 4 dílčích úloh, a to z výběru elektroměru, komunikace, sítě a samotného portálu, u které budu uvažovat, že obec nemá žádnou aplikaci na energetický management. Optimální varianta pak bude určena jako kombinace nejlepších dílčích řešení.

4.1 Kritéria hodnocení

Kritéria hodnocení je možné rozdělit do tří hlavních skupin, a to na **technická, ekonomická a uživatelská**.

Pro elektroměr jsou zásadní kritéria technická a ekonomická. Technická kritéria je nezbytné rozdělit dle typu stupnice. Velké množství kritérií je měřeno pouze v nominální stupnici, tzn. zda elektroměr požadavek splňuje či nikoli. Z tohoto důvodu je u těchto kritérií přiřazeno hodnocení 1 (splnil), nebo 0 (nesplnil). Následně je počítáno hodnocení a sestavenou pořadí dodavatelů, a tedy převedení na jedno kritérium s pořadovou stupnicí. Do těchto kritérií spadá: IP, konstrukční provedení, vnější rozměry, pomocné svorky a jejich dimenze, struktura registrů, baterie, přesnosti. Další skupina kritérií je měřena v poměrové stupnici. To znamená, že jsme schopni určit, o kolik je daná varianta lepší než jiná. Do těchto kritérií spadá životnost, požadavky na LCD (počet zobrazovaných míst na displeji), vlastní spotřeba, referenční, minimální a maximální proud, a cena. Poslední skupinou jsou kritéria měřena v intervalové stupnici. Do této kategorie se řadí teplotní rozsah, který jako jediný může nabývat i záporných hodnot. Ekonomické kritérium je zde pouze cena elektroměru, která je uváděna v poměrové

U komunikace stejně jako u elektroměru se velké množství kritérií měří v nominální stupnici. Z tohoto důvodu je následně opět tato skupina převedena do stupnice pořadové. Mezi tyto kritéria patří dálkový odečet dat, dálkové připojení/odpojení OM, dálková parametrizace, ověření a alarm. V pořadové stupnici je dále měřeny reference dodavatelů. Ostatní kritéria jsou měřena v poměrové stupnici. Jsou to doba archivace dat, kolikrát denně je možné přepnout tarif a cena.

U sítě, tedy výběru operátora, hraje roli pouze cena, protože pokrytí LTE/GPRS mají v současnosti všichni operátoři.

Poslední úlohou je výběr dodavatele webového portálu. Zde je z technických parametrů důležité kolik komunikačních modulů je možné v portálu mít a kolik uživatelů má do portálu přístup. U portálu jsou nejdůležitější uživatelská kritéria. Zde je potřeba vzít v potaz zejména přání zákazníků, a to co by uvítali za poskytovaná data. V neposlední řadě je potřeba hledět i na ekonomické hledisko.

4.2 Stanovení vah kritérií

Jelikož jsou si elektroměry po technické stránce velmi podobné, bude největší důraz kladen na ekonomická kritéria. Uživatelská kritéria nebudou u elektroměru brána v potaz. Váha skupiny technických kritérií bude pak rozdělena mezi dílčí rovnoměrně. Obdobně bude hodnocena i komunikace. U webového portálu musí být kladen důraz zejména na uživatelská kritéria, aby pro zákazníky bylo co možná nejjednodušší využití portálu.

4.3 Hodnocení variant

4.3.1 Použité metody hodnocení

Pro všechny dílčí úlohy jsou vhodné stejné metody výběru, protože u všech úloh převažují poměrové stupnice. Z tohoto důvodu jsou vhodné následující metody: metoda globálního kritéria, bazické varianty, PATTERN, TOPSIS případně některá ze složitějších metod jako například ELECTRE III. Výpočet provedu všemi výše uvedenými metodami, aby bylo možné ověřit relevantnost výsledků. Pouze u výběru sítě (operátora) půjde o vyhodnocení cenových nabídek, jelikož jediný požadavek, který je na síť kladen.

Metoda globálního kritéria

Metoda globálního kritéria vybírá pořadí variant na základě kritériální podmínky:

$$\max_i \sum_{j=1}^m v_j f_{i,j}$$

Pro metodu je nezbytné, aby všechna kritéria byla maximální a v normovaném tvaru. [21]

Metoda bazické varianty

Metoda bazické varianty vybírá pořadí variant na základě kritériální podmínky:

$$\max_i \sum_{j=1}^m v_j z_{i,j} \quad , \text{ kde } z_{i,j} = \frac{f_{i,j}}{f_{b,j}}$$

Jako bazická varianta je volena nejčastěji jako nejlepší nebo průměrná hodnota daného kritéria. Všechna kritéria musejí být převedena na maximalizační [21]

Metoda PATTERN

Metoda PATTERN je speciální případem metody bazické varianty, kdy je za bázi volena minimální (nejhorší) hodnota daného kritéria. [21]

Metoda TOPSIS

Metoda TOPSIS vybírá jako nejlepší variantu, která má minimální váženou vzdálenost od ideální varianty a současně maximální váženou vzdálenost od bazické varianty. Hodnoty kritérií se normují dle vztahu:

$$f'_{i,j} = \frac{v_j f_{i,j}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n f_{i,j}^2}} \quad [21]$$

Následně se určí hodnoty vážených normovaných kritérií H_j pro ideální variantu a D_j pro bazickou variantu dle vztahů:

$$H_j = \max_i f'_{i,j} \quad D_k = \min_i f'_{i,j}$$

Poté je nezbytné spočítat vzdálenosti d^+ od ideální varianty a d^- od bazické varianty pro každou variantu podle vzorce:

$$d_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^m (f'_{i,j} - H_j)^2} \quad d_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^m (f'_{i,j} - D_j)^2}$$

Výsledné kritérium pro výběr optimální varianty má následující tvar.

$$\max_i \frac{d_i^-}{d_i^- + d_i^+}$$

Hodnoty kritérií mohou nabývat hodnot z intervalu $\langle 0;1 \rangle$, kde 0 patří bazické variantě a 1 ideální variantě.[21]

Metoda ELECTRE III

Metoda ELECTRE pracuje s jedním prahem citlivosti, který automaticky během výpočtu mění. Výhodou je, že uživatel tento práh nemusí stanovit. Nevýhodou metody může být její složitý matematický aparát, ze kterého může pramenit nedůvěra běžného uživatele k výsledkům hodnocení. [21]

4.3.2 Výběr elektroměru

U elektroměru je potřeba zmínit, že všichni dodavatelé mají nedostatky, které nejsou v souladu požadavků distributora. Tyto nedostatky se týkají zejména požadavků, které nejsou na německém trhu vyžadovány (dálkové odpojení, limitér apod.). Pro zjednodušení je uvažováno, že v rámci pilotního projektu by tyto nedostatky nebudou překážkou, protože většina z nich by se dala odstranit, pokud by měl dodavatel jistotu, že bude odebrán větší počet kusů.

Pro výběr jsou váhy rozděleny následovně: ceně je přiřazena váha 0,5 zbylých 0,5 je rozděleno mezi kritéria rovnoměrně. Výsledky hodnocení jsou uvedeny v následující tabulce.²

Dodavatel	Metoda globálního kritéria	Metoda bazické varianty (báze=max)	Metoda bazické varianty (báze=průměr)	PATTERN	TOPSIS	ELECTRE III
Logarex	0,9293	0,948	1,071	1,26	0,7387	1,5
Iskra	0,9207	0,9207	0,0569	1,2833	0,4975	1,5
Landis	0,7087	0,7837	0,884	1,0413	0,0827	3

Tab. 7 Výběr dodavatele elektroměru³

Z hodnocení je patrné, že pro většinu metod vychází optimálně elektroměr Logarex, na druhém místě se s velmi malým odstupem umístil elektroměr od Iskry. Jako poslední se umístil elektroměr od firmy Landis, což je způsobeno především vysokou cenou. Pouze dle metody PATTERN se jeví elektroměr od Iskry lepší a podle metody ELECTRE III jsou oba elektroměry srovnatelné. Tyto výsledky mohou znamenat, že ceně byla přiřazena příliš vysoká váha, protože elektroměr od společnosti Iskra je v několika parametrech lepší. Z tohoto důvodu bude proveden výpočet ještě jednou s jinou distribucí vah. V tomto případě budou váhy rozděleny rovnoměrně mezi všechna kritéria. Výsledky hodnocení ukazuje následující tabulka.

Dodavatel	Metoda globálního kritéria	Metoda bazické varianty (báze=max)	Metoda bazické varianty (báze=průměr)	PATTERN	TOPSIS	ELECTRE III
Logarex	0,8667	0,9	0,9789	1,14	0,3673	2
Iskra	0,9833	0,9833	1,1093	1,3667	0,8604	1
Landis	0,6992	0,8331	0,9118	1,0667	0,219	3

Tab. 8 Výběr dodavatele elektroměru³

V tomto případě se změní pořadí a dle všech metod se jeví lépe elektroměr od Iskry, a to se značným odstupem od ostatních dodavatelů. Dle mého názoru je vhodnější brát v potaz výsledky druhé analýzy a nepřikládat tak velkou váhu ceně elektroměru. Obdobně totiž výsledky vycházejí, pokud je ceně přiřazena váha 0,4. V tomto případě jsou podle ELECTRE III elektroměry srovnatelné a metody TOPSIS je jediná, která vyhodnotila Logarex jako lepší. I do budoucna by se elektroměr od Iskry musel upravovat pro české podmínky a cena by se nemusela výrazně lišit, protože požadavků na úpravu nebude tolik jako u ostatních dodavatelů. Naopak u Logarex bude

² Podklady pro vyhodnocení jsou uvedeny v příloze č. 3.

³ Pro výpočty byl využit software dostupný na stránce: <http://ekonom.feld.cvut.cz/vhv->

muset být úprav více, což by mohlo mít vliv na cenu elektroměru. Z tohoto důvodu bych pro projekt zvolila elektroměr od společnosti Iskra.

4.3.3 Výběr komunikace

Pro prvotní hodnocení dodavatelů komunikace byly zvoleny váhy obdobně jako u výběru elektroměru (ceně byla přiřazena váha 0,5 a mezi ostatní kritéria byly váhy rozděleny rovnoměrně). Výsledky hodnocení ukazuje následující tabulka.

Dodavatel	Metoda globálního kritéria	Metoda bazické varianty (báze=max)	Metoda bazické varianty (báze=průměr)	PATTERN	TOPSIS	ELECTRE III
BYZANCE	0,9063	0,9688	1,4046	2,425	0,944	1
TECO	0,4826	0,5764	0,712	1,0417	0,056	3
PPC	0,6298	0,6923	0,8834	1,359	1935	2

Tab. 9 Výběr dodavatele komunikačního modulu³

Jako optimální se v tomto případě jeví dodavatel Byzance, který vyšel jako nejlepší podle všech metod. To je způsobena zejména nízkou cenou, které je přiřazena největší váha. Z tohoto důvod bude ještě výpočet ověřen pro případ, kdy by měla všechna kritéria stejnou váhu (tzn. 0,2 pro všechny kritéria). V tomto případě zůstávají vhodné stejné metody jako u předcházejícího výpočtu. Výsledky zobrazuje následující tabulka.

Dodavatel	Metoda globálního kritéria	Metoda bazické varianty (báze=max)	Metoda bazické varianty (báze=průměr)	PATTERN	TOPSIS	ELECTRE III
BYZANCE	0,85	0,95	1,1646	1,72	0,8243	1
TECO	0,6056	0,7556	0,8384	1,0667	0,1757	2
PPC	0,7769	0,8769	0,997	1,3436	0,4063	1

Tab. 10 Výběr dodavatele komunikačního modulu³

I v tomto případě se podle většiny metod jeví jako nejlepší komunikační modul od Byzance. Pouze u metody ELECTRE III jsou dle hodnocení srovnatelné moduly od Byzance a PPC. Oproti předcházejícímu rozdělení vah, jsou u všech metod menší rozdíly mezi Byzance a PPC.

Z výsledků hodnocení je vybrán komunikační modul od společnosti Byzance, i přes to, že to není známý dodavatel. Ostatním společnostem konkuruje zejména nízkou cenou. Z těchto důvodů bude vybrán pro realizaci pilotního projektu, a pokud se v rámci tohoto projektu osvědčí, mohl by dodávat komunikaci i pro rozsáhlejší implementaci tohoto řešení.

4.3.4 Výběr operátora

Jak již bylo zmíněno výše, u operátora je jediným rozhodujícím faktorem cena. Z tuzemských operátorů se nabízejí 3 dodavatelé.

O₂ si účtuje jednorázový poplatek za SIM 25 Kč a k tomu se platí měsíčně skutečně přenesená data, což pro tento případ vychází na 75 Kč/měsíc. U T-mobilu se sice neplatí pronájem SIM, ale pouze za datový balíček, a to 79 Kč/měsíc. Zdaleka nejlepší podmínky nabízí Vodafone, u kterého je jednorázový poplatek za SIM kartu ve výši 25 Kč/kus a následně je přiřazen balíček dat pro všechny SIM karty. Vodafone nabízí 1TB dat za cenu 605 Kč. Toto množství dat odpovídá měsíčnímu přenosu z 60 odběrných míst, a tedy měsíčnímu nákladu 10 Kč/OM. [7]

Z provedených propočtů se nejvýhodněji jeví Vodafone, který má výrazně nižší ceny než konkurence.

4.3.5 Výběr portálu

Portál musí být vytvořen speciálně pro pilotní projekt, protože není žádoucí dělat změny ve stávajících systémech, dokud nedojde k ověření technologie. Dodavatel portálu je vázán na dodavatele komunikace. Z tohoto důvodu bude portál pro pilotní projekt vytvářet společnost Byzance, který vychází finančně výhodněji. Další výhodou portálu od Byzance je to, že vzniká nově a je možné ho uzpůsobit na míru zákazníkovi. Pokud dojde k ověření technologie a bude o službu zájem, bude provedena úprava Distribučního portálu a zákazníci budou mít přístup ke statistikám na této stránce. O úpravě distribučního portálu by se uvažovala zhruba od 5 000 OM.

5. Finanční model

V této kapitole bude provedena ekonomická analýza navrženého technického řešení, a to jak z pohledu distributora, tak z pohledu zákazníka. Nejprve jsou představeny metody hodnocení a předpoklady finančního modelu. Následně je vytvořen samotný model a v závěru kapitoly je provedena citlivostní analýza.

5.1 Metoda hodnocení

Pro vyhodnocení finančního modelu jsem zvolila kritérium čisté současné hodnoty (NPV), respektive ročního nákladu vztaženého na odběrné místo. Pro výpočty jsou využity následující vzorce:

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_z} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - Investice [Kč] , \text{ kde } CF_t \text{ je hodnota cash flow v } t\text{-tém roce, } r \text{ je}$$

diskont

$$c = \frac{RCF}{\text{počet } OM} \left[\frac{Kč}{OM * rok} \right], \text{ kde RCF je roční ekvivalentní hotovostní tok}$$

$$RCF = NPV * a_{T_z}, \text{ kde } a_{T_z} \text{ je poměrná annuita}$$

Ostatní kritéria pro hodnocení efektivnosti investic jako je IRR nebo doba splacení nemají v hodnocení ze strany distributora smysl. Podle velikosti benefitů pro distributora lze předpokládat, že hodnota NPV bude záporná, a tudíž nelze tato kritéria spočítat.

5.2 Vstupní předpoklady

Finanční model ovlivňuje velké množství předpokladů, které mají zásadní vliv na výsledek analýzy. Tyto předpoklady budou zdůvodněny v této kapitole a na závěr bude provedena citlivostní analýza vybraných z nich.

5.2.1 Diskont

Jelikož se je projekt z oblasti distribuce, je diskont stanovován Energetickým regulačním úřadem (ERÚ). Pro distribuci elektřiny je stanoven WACC na hodnotu 6,44 % do roku 2020. Hodnota diskontu může být každoročně upravena. Podobná hodnota WACC lze očekávat i v následujícím regulačním období.[24]

Pro obce je stanoven diskont na hodnotu 2 %. Obce nemají mnoho příležitostí, jak investovat a od projektů realizovaných ve státní správě se neočekává velké zhodnocení. Z tohoto důvodu je diskont stanoven na úrovni inflace.

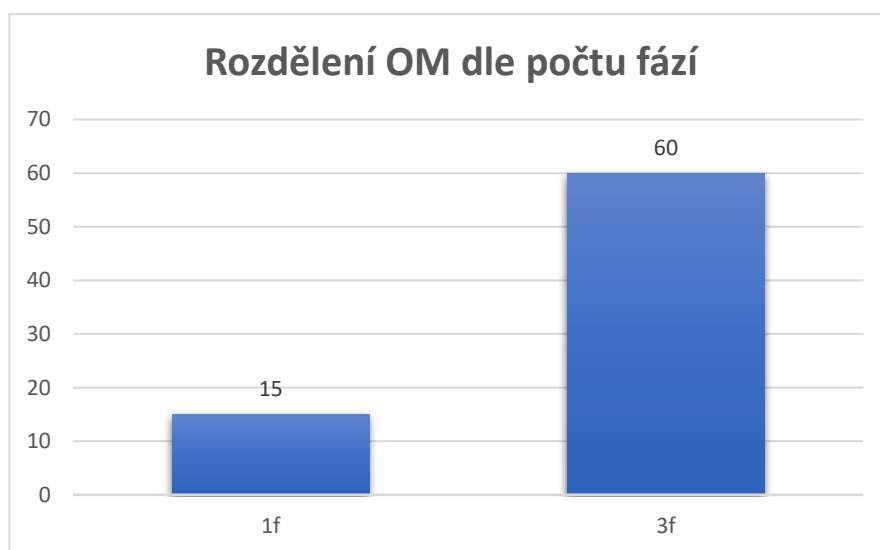
5.2.2 Doba hodnocení

Dobu hodnocení projektu jsem zvolila na 12 let, což odpovídá životnosti Smart Meteru. Po uplynutí této doby se budou Smart Metery cyklicky obměňovat.

5.2.3 Počet zapojených OM

V rámci pilotního projektu je počítáno se zapojením 75 odběrných míst. Týn nad Vltavou má sice 78 OM, ale 3 z nich mají typ měření B, a proto by se jich výměna ELM netýkala. V dalších částí výpočtů bude napočítán minimální počet OM, aby na projektu distributor neprodělal.

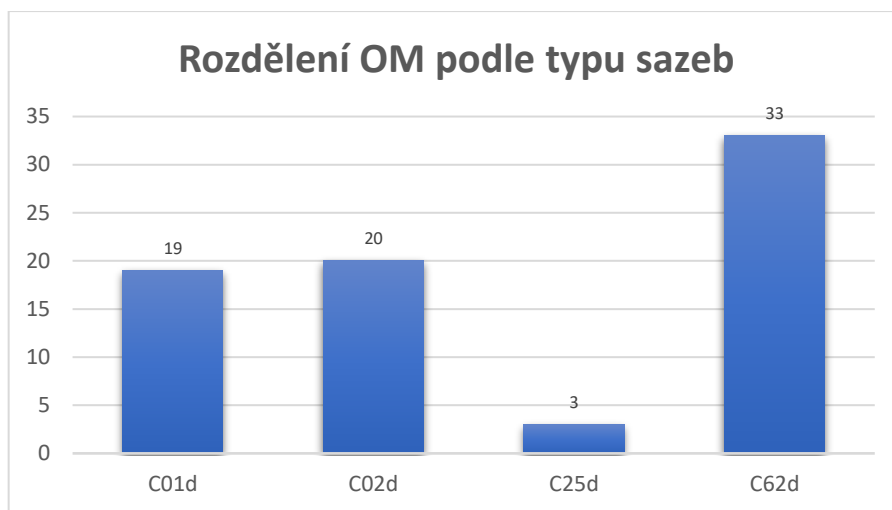
Pro výpočty je nezbytné rozdělení OM podle počtu fází, protože se liší některé náklady pro 1f a 3f odběrné místo. Struktura



odběrných míst dle počtu fází je znázorněn na následujícím grafu.

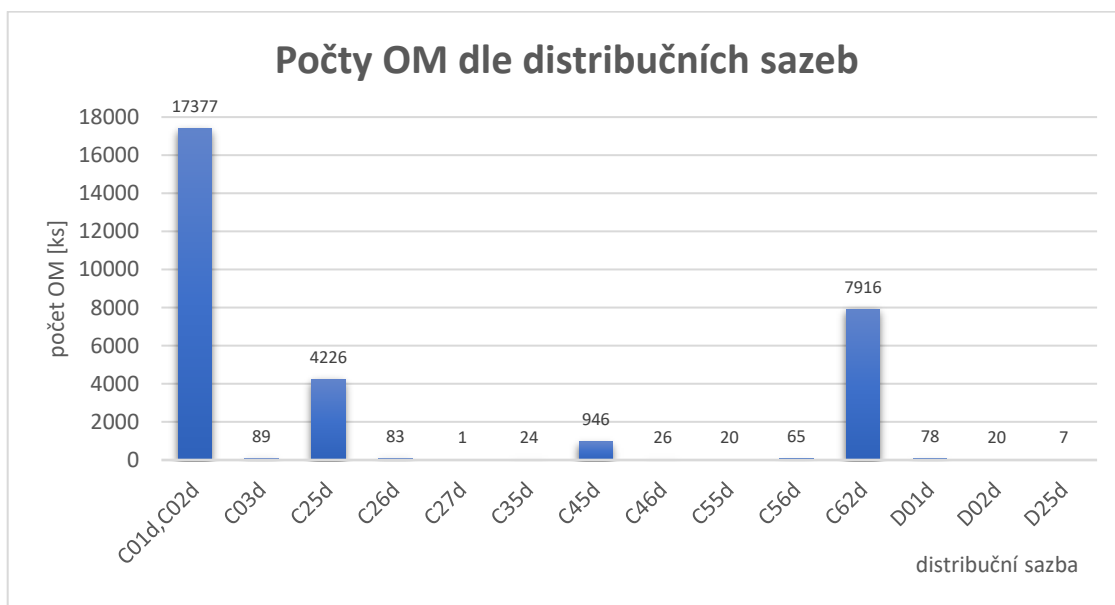
Obr. 10 Rozdělení OM dle počtu fází (pilotní projekt)

Další důležitou statistikou jsou sazby, které se v obci vyskytují. To je důležité pro rozlišení vícetarifních odběrných míst, protože zde je nezbytné provést demontáž HDO. Tato informace není důležitá jen kvůli HDO, ale také pro benefity. Například úspora z dynamického tarifu se, totiž týká pouze odběrných míst se sazbou C01d a C02D. Tyto údaje jsou převzaty z kapitoly 2 a jsou zobrazeny na následujícím grafu.



Obr. 11 Rozdělení OM dle typu sazeb (Pilotní projekt)

Potenciál této služby by byl nasazení této technologie u všech OM obcí na území E.ON distribuce. Na území distributora je celkem 2306 obcí s téměř 31 000 odběrnými místy. Přičemž 22 % OM má jednofázový elektroměr a 78 % třífázový. V rámci výpočtů bude počítáno i s touto možností. Počty míst s jednotlivými distribučními sazbami jsou zobrazeny na následujícím grafu.



Obr. 12 Počet OM s jednotlivými sazbami na celém území ECD

5.2.4 Náklady

Náklady pro distributora lze rozdělit na investiční a provozní. U obcí bude v některých variantách počítáno s náklady za poskytovanou službu, jinak zde zákazník žádné náklady nemá.

Investiční náklady (CAPEX)

Do investičních nákladů se řadí zejména náklady na pořízení Smart Meterů, komunikačních modulů a případně dodatkového modulu HDO+ včetně jejich instalace a ověření jakosti. Dále se do této kategorie řadí investice do IT systému.

Provozní náklady (OPEX)

Provozní náklady se liší v roce instalace a v ostatních letech až do konce životnosti elektroměru. V prvním roce jsou zde náklady spojené s výměnou stávajícího elektroměru, a to konkrétně na demontáž a likvidaci elektroměru a případně i HDO, dále ověření jakosti nových elektroměrů a jejich parametrizace. Pod parametrizací se rozumí úvodní nastavení komunikačního modulu, nahrání TOU tabulek apod. Pro všechny roky jsou pak stejné náklady na komunikaci (přenos dat), IT systémy (licence, pronájem softwaru, administrace systémů) a periodická kontrola OM, která musí proběhnout alespoň jednou za dobu platnosti ověření (tj. jednou za životnost elektroměru).

5.2.5 Výnosy

Pro distributora jsou jako benefity brány oceněné benefity z kapitoly 2 a poté případné platby za službu od zákazníků, které budou započítány pouze v některých variantách modelu.

Pro zákazníky jsou jako výnosy brány také benefity z kapitoly 2, a to za sledování spotřeby v reálném čase a širší nabídkou tarifů. U dynamického tarifu je uvažováno se stejnou výší úspory během let, neboť lze očekávat, že pokud porostou ceny na trhu, budou i obchodníci zvyšovat ceny, a tudíž bude rozdíl mezi těmito platbami stále stejný. Tato úspora bude rozdílná pro každou obec, protože se bude lišit jak cena obchodníka za silovou elektřinu, tak celková spotřeba i počet OM s danou sazbou. Nelze předpokládat, že by cena za silovou elektřinu byla nižší než u Týna nad Vltavou (1 313 Kč/MWh), se kterou bylo počítáno v kapitole 2. Z tohoto důvodu bude tato cena spodním odhadem ceny pro všechny obce na území E.ON Distribuce. Výše této úspory bude spočítán analogicky jako pro Týn nad Vltavou, tedy oceněním TDD cenami z denního trhu. V tomto

případě bude ceníková cena stejná jako pro Týn nad Vltavou, spotřeba 38 923 MWh a počet OM 17 377 ks. Za těchto předpokladů vychází úspora na 128 Kč/OM.

U úspor za sledování průběhu spotřeby, a tedy odhalování neefektivních zařízení, lze očekávat postupný nárůst tohoto benefitu se zvyšujícími se cenami elektřiny. V práci budu uvažovat, že ceny porostou o inflaci, kterou ČNB předpokládá na úrovni 2 %. Předpokládám, že se v každé obci podaří ušetřit alespoň 0,5 MWh v prvním roce, což odpovídá jedné lampě veřejného osvětlení, která by svítila během celého roku. U větších měst tyto úspory mohou být právě na veřejném osvětlení u malých obcí to bude spíše v jiných prostorách, protože o VO mají menší obce větší přehled. Dá se předpokládat, že hlavní úspora proběhne na začátku, kdy většinu bude detailně zajímat průběh spotřeby a je pravděpodobné, že dojde k odhalení neefektivit, jako například nezhasínání v místnostech, nevypínání přístrojů apod.

5.3 Business modely technického řešení

U technického řešení existuje několik možností, jak celý produkt sestavit. Všechny komponenty kromě elektroměru je možné si buď koupit, nebo pronajmout. Všechny tyto možnosti je potřeba zvážit, protože varianty se mohou výrazně lišit náklady. Jedinou komponentou, kterou v každém případě musí distributor vlastnit je elektroměr.

Všechny uvažované kombinace jsou přehledně uvedeny v následující tabulce.

	Vlastnická struktura				
	ELM	KOM	SIM	IT MDM	PORTÁL
Var 0	PDS		Operátor	Converge (datové úložiště A/B)	PDS
Var 1	PDS	PDS	Operátor	SMDC (Smart Metering Data Center)	PDS
Var 2	PDS	PDS	Operátor	Pronájem (Cloud)	PDS
Var 3	PDS	PDS	Operátor/Dodavatel		PDS

Tab. 11 Vlastnická struktura technického řešení

V nulové variantě je uvažováno, že by nebyl použit Smart Meter, protože by to nebylo finančně výhodné, ale byl by využit elektroměr s měřením typu B, které by bylo schopné takovýto produkt také poskytovat. Měření typu B je již osvědčená technologie, se kterou má distributor

zkušenosti a jsou zde ověřeni dodavatelé. Nevýhodou tohoto řešení je vysoká pořizovací cena elektroměrů a nutná úprava existujících systémů jako je Converge (úložiště dat) případně SAP.

Ve variantě 1 by distributor vlastnil všechny komponenty, tzn. elektroměr, komunikaci včetně SIM, úložiště i portál. V tomto případě by bylo možné rozšířit datové úložiště (SMDC), které se připravuje v rámci jiného rozsáhlého pilotního projektu. Pokud by k tomu došlo bylo by nezbytné počkat do poloviny roku 2020, kdy se plánuje vybudovat.

Varianta 2 se liší v tom, že by úložiště distributor fyzicky nevlastnil, ale pronajímal si cloud od nějakého dodavatele. Tato varianta má tu výhodu, že by nebylo nutné čekat na vybudování úložiště, ale bylo by možné nabízet produkt téměř okamžitě.

Ve variantě 3 by distributor vlastnil elektroměr včetně komunikace, ale přenos dat, jejich uložení a zpracování by zajišťoval dodavatel, který by je následně promítl na portál distributora. Tímto dodavatelem by mohl být E.ON TELCO, které skupině E.ON zajišťuje telekomunikace. U této společnosti je pravděpodobné zajištění nižší ceny než u konkurence, a především by se jednalo o ověřeného a spolehlivého dodavatele. Obdobně totiž již dnes E.ON TELCO spravuje pro E.ON Distribuce RTU.

Existují i jiné varianty a možná spolupráce s jinými dodavateli. Bylo by možné nechat si pronajímat jednotlivé komponenty, nebo skupinu komponent řešení. To z pohledu distribuční společnosti není vhodné, protože distributor chce mít pod kontrolou citlivá data svých zákazníků a veškeré práce chce mít zajištěné od svých zaměstnanců, kteří jsou na práci řádně vyškoleni.

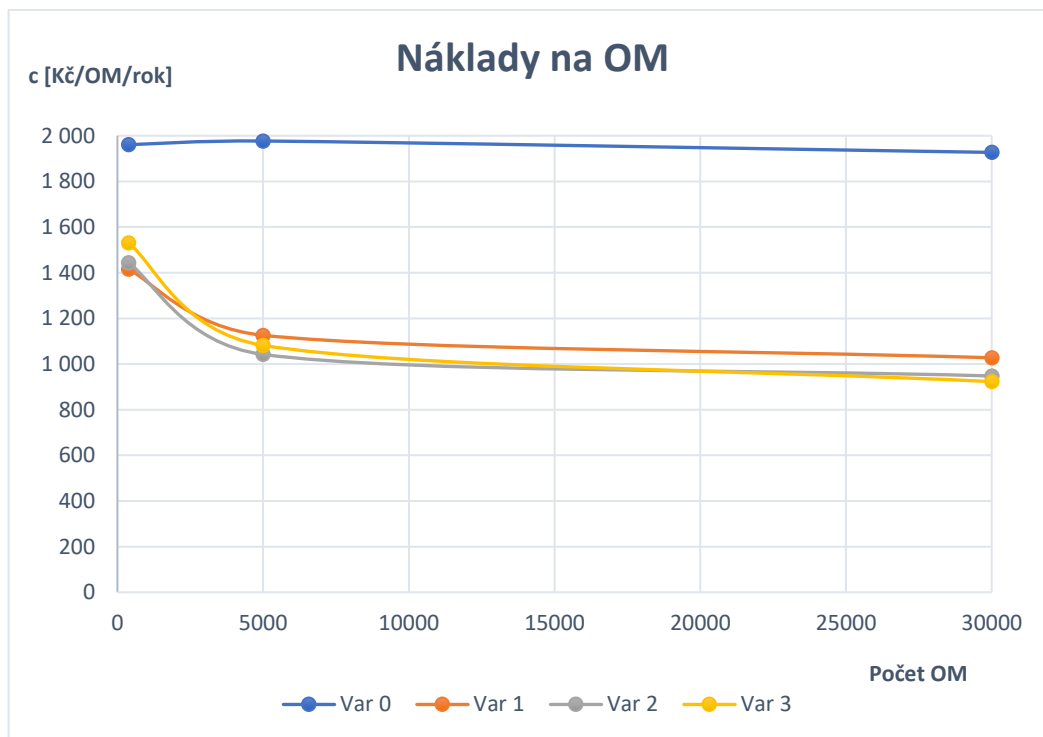
Všechny tyto varianty mají shodný efekt, proto je možné vyhodnotit tyto varianty pouze na základě nákladového NPV, respektive ročního nákladu na jedno odběrné místo. Varianty jsou napočítány pro tři možnosti podle počtu zapojených odběrných míst. První varianta uvažuje s 377 OM, což odpovídá 3 větším městům, a tedy rozsáhlejšímu pilotnímu projektu, druhá varianta je pro 5 000 OM a třetí odpovídá plošnému nasazení na obce a tedy 30 000 OM.

Výsledky finanční analýzy ukazuje následující tabulka a graf.

		Počet OM		
		377	5000	30000
Náklady distributora [Kč/OM/rok]	Var 0	1 961	1 977	1 927
	Var 1	1 416	1 126	1 027

	Var 2	1 443	1 042	948
	Var 3	1 531	1 082	923

Tab. 12 Vyhodnocení business modelů



Obr. 13 Vyhodnocení business modelů

Z grafu plyne, že realizace průběhového měření pomocí elektroměrů s měřením typu B nedává v žádném z uvažovaných scénářů smysl. To je způsobeno několika důvody. Jednak jsou to vysoké ceny elektroměrů a jednak jsou zde vysoké náklady na úpravu stávajících systémů, které jsou již poměrně staré, a proto je každá úprava finančně velmi náročná.

Pro pilotní projekt v rozsahu maximálně několik stovek OM se jeví výhodněji využít budované úložiště, ale pro větší počet zapojených OM by bylo výhodnější ukládat měřená data na Cloud. Další faktor, který nahrává využití Cloudu je to, že na vybudování úložiště by bylo nutné čekat až do poloviny roku 2020. Přenechání přenosu a zpracování dat na dodavatelské firmě se jeví výhodněji při zapojení více než 20 tisících OM, což je reálně dosažitelný počet.

Z tohoto důvodu je zvolen model s ukládáním dat na Cloud. Pokud se osvědčí technické řešení, zájem o službu se potvrdí a počet zapojených odběrných míst přesáhne 20 000, bylo by vhodné zvážit přenechání ukládání a zpracování dat na dodavatelskou firmu.

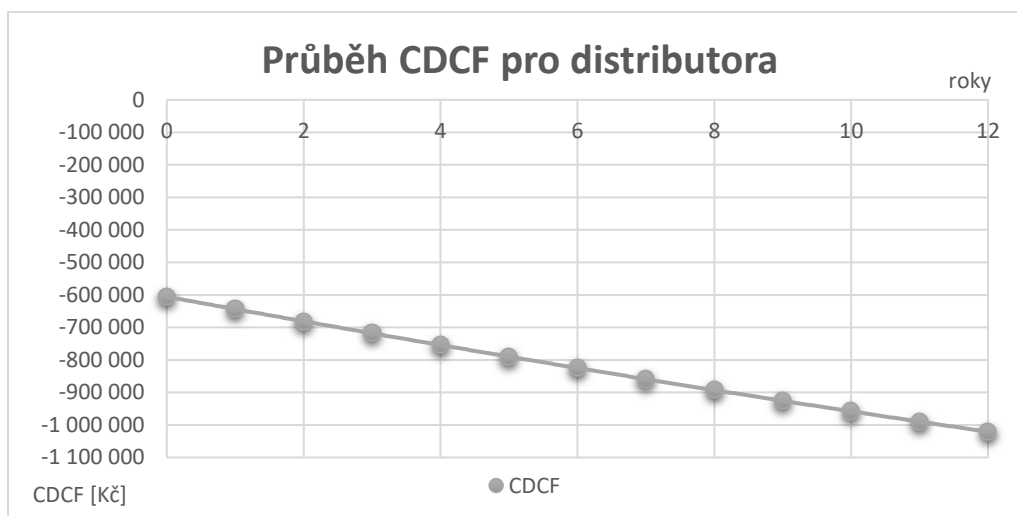
5.4 Finanční model pilotního projektu

Pilotní projekt bude realizován na již dříve zmíněném Týnu nad Vltavou a bude se tedy týkat 75 OM.

5.2.1 Finanční model z pohledu distributora

V tomto případě je uvažováno s tím, že všechny náklady ponese distributor bez jakékoli účasti zákazníka.

V tomto případě se nejeví projekt rentabilně, což je způsobeno zejména velkými investicemi do IT systému, které nemají šanci se zaplatit při tak malém počtu zapojených OM. NPV pilotního projektu činí -1 milionu Kč. Pokud je tato hodnota přepočítána na jedno OM, činí roční náklad distributora 2 052 Kč/OM/rok bez DPH. Průběh kumulovaných diskontovaných CF je zobrazen na následujícím grafu.



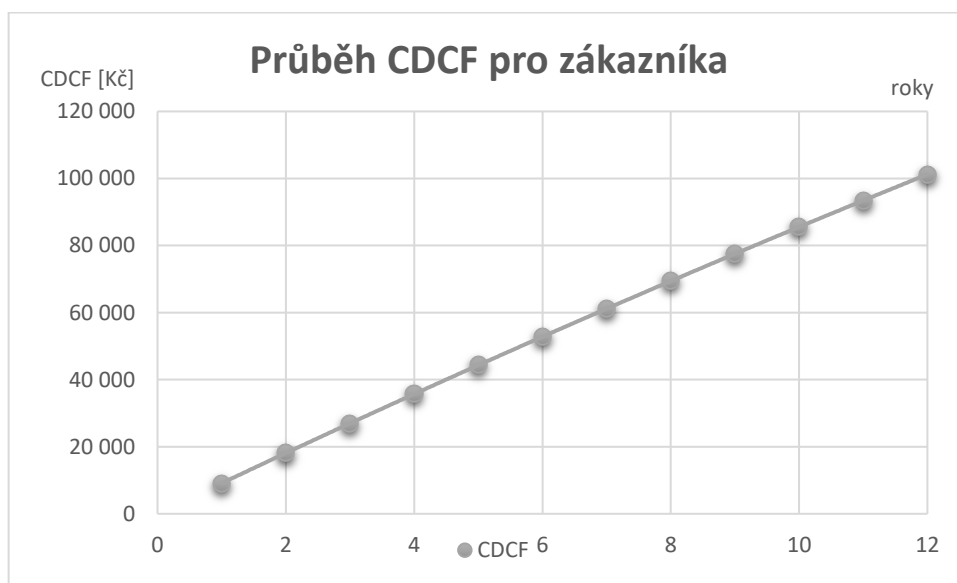
Obr. 14 Průběh CDCF v jednotlivých letech pro PDS (pilotní projekt)

Velikost povolených nákladů bude řešena v následující části kapitoly. Pokud dojde k legislativnímu rozhodnutí o plošné implementaci Smart Meteringu, měly by veškeré náklady být uznány do povolených nákladů. Pokud k tomuto rozhodnutí nedojde, může být tato služba náhradou chytrého elektroměru na vyžádání, za kterou v dnešní době zákazník platí, ale tato technologie by náklady pro zákazníky rapidně snížila. Tato cena by se ještě snížila o náklady na standardní měření, které si distributor může dát do nákladů.

V modelu je uvažováno, že zákazník za službu nic neplatí. Je ale možné, aby PDS tuto službu zpoplatnil, protože portál zobrazuje nadstandardní statistiky o OM. Z tohoto důvodu lze určit minimální cenu za OM, aby byl projekt pro distributora rentabilní. Poplatek bude stanoven tak, aby NPV bylo rovno nule. V tomto případě by musel zákazník platit oněch 2 052 Kč/ OM ročně.

1.2.2 Finanční model z pohledu obce

V úvodním výpočtu je uvažováno, že by obec za tuto službu neplatila žádný poplatek. V tomto případě by hodnota NPV za 12 let činila **101 tisíc**. Průběh kumulovaných diskontovaných Cash Flow je znázorněn na následujícím grafu.



Obr. 15 Průběh CDCF v jednotlivých letech

Pokud by měla obec za službu platit, nemělo by to pro ni být finančně nevýhodné. To znamená, že hodnota NPV by měla být nejhůře rovno nule. To nastává, pokud by byl poplatek za odběrné místo **128 Kč/rok**. Tato platba by snížila náklad distributora, ale není dostatečně zajímavá, neboť činí pouze 6 % z ročního nákladu na OM. V tomto případě jsou náklady na elektroměr nižší, než pokud by se těmto zákazníkům instaloval elektroměr s měřením typu B, který má roční provozní náklady 3 300 Kč a za instalaci zákazník zaplatí podle toho, zda je odběrné místo jednotarifní (1 770 Kč), nebo dvoutarifní (2 570 Kč) přičemž všechny ceny jsou bez DPH. Náklady za měření typu B, které se zákazníkovi účtují nejsou ale celým nákladem distributora. Tyto hodnoty jsou pouze vícenáklady, které má distributor s instalací spojené oproti instalaci klasického elektroměru.

1.2.3 Vyhodnocení pilotního projektu

I přes negativní výsledky finanční analýzy je dobré tuto technologii vyzkoušet v praxi. Mohla by se totiž stát alternativou nasazování chytrého měření v období před plošnou instalací.

V současné době zákazník, který chce průběhové měření, získá měření typu B, které není příliš vhodné. Zároveň nelze instalovat chytré elektroměry na izolovaná OM, které komunikují pomocí PLC technologie. Pro tyto typy použití by byl vhodný elektroměr, který komunikuje přes GPRS/LTE.

Velkou výhodou tohoto řešení je také možnost doplnit do elektroměru další moduly, které by v budoucnu mohly zákazníkům přinést další výhody. Takovýmto příkladem by mohly být moduly pro měření odběru dobíjecích stanic, které budou v budoucnu přibývat a mohly by být ve vlastnictví měst.

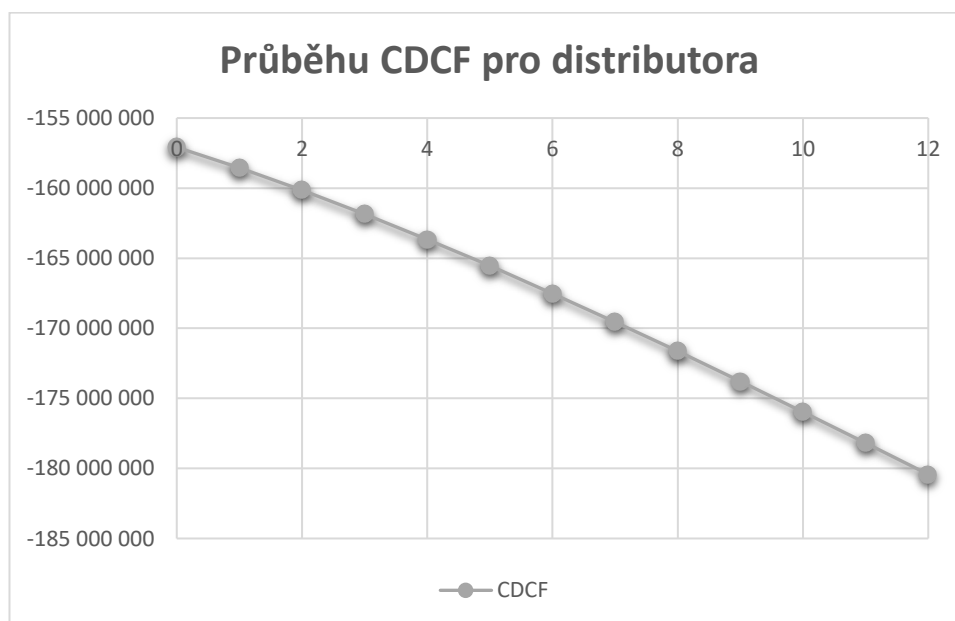
5.5 Finanční model s plošnou instalací

V této části je uvažováno, že by byl využit plný potenciál služby. To znamená, že by bylo zapojeno všech téměř 31 tis. OM, a tedy všech odběrných míst které má E.ON distribuce na svém území ve 2 300 městech a obcích. To pro distributora znamená navýšení nákladů oproti předcházejícímu případu zejména v oblasti IT, protože bude nutné zpracovávat mnohonásobně větší počet dat. Naopak je možné počítat s množstevními slevami na některé komponenty.

5.5.1 Plošná instalace z pohledu distributora

Ani takto se projekt nejeví rentabilně. Náklad na OM místo se v tomto případě rapidně snížil až na úroveň 881 Kč/OM/rok. Což znamená, že se roční náklad na OM snížil o 57 %. Toto snížení je způsobeno zejména rozpočítání investic do IT systémů na výrazně vyšší počet OM.

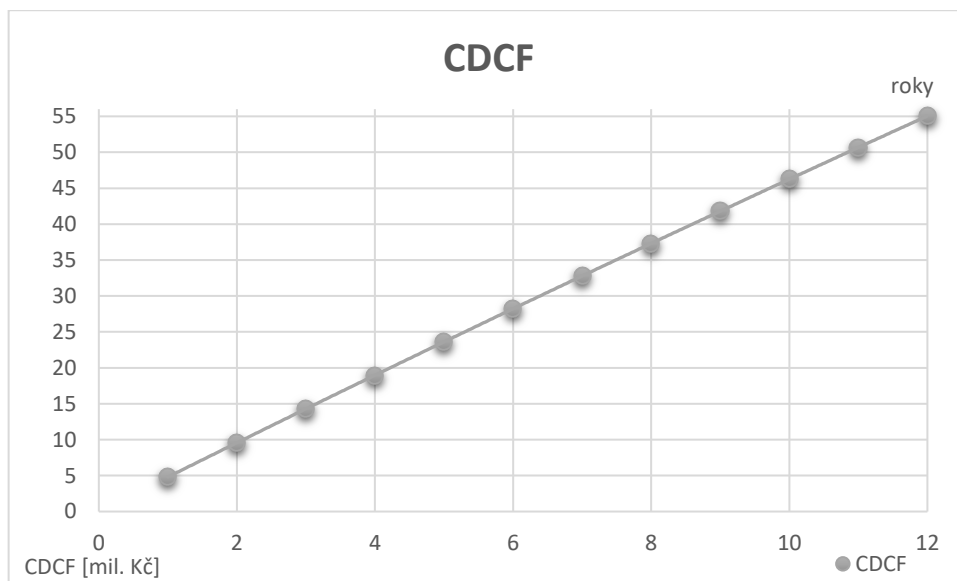
Průběh kumulovaných diskontovaných cash flow je znázorněn na následujícím obrázku.



Obr. 16 Průběh CDCF v jednotlivých letech u plošné instalace pro distributora

5.5.2 Plošná instalace z pohledu obcí

U plošné instalace za daných předpokladů vychází NPV pro jednu obec na hodnotu 24 tis. Kč. Celkové NPV za všechny obce pak vychází na 55 mil. Kč. Roční úspora na jedno OM má hodnotu 169 Kč/OM/rok. Průběh CDCF je znázorněn na následujícím obrázku.

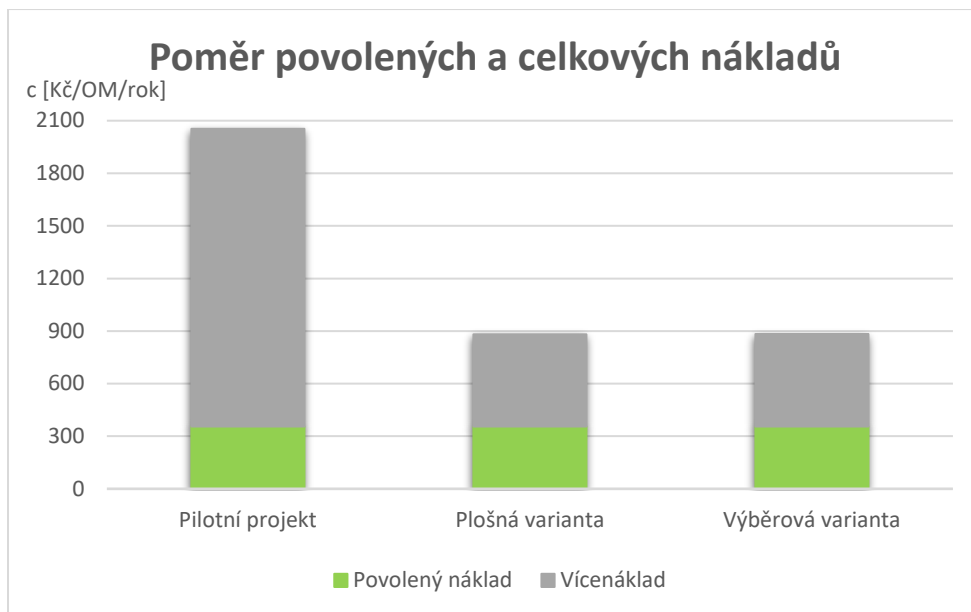


Obr. 17 Průběh CDCF pro zákazníky v plošné variantě

Nastává otázka, zda by obce do služby chtěly zařadit všechna svá OM, neboť některé z nich mají velmi nízkou spotřebu v řádech jednotek kWh. U těchto OM nemusí dávat smysl nasazování průběhového měření. Proto je možné, že by se obce soustředily pouze na OM se spotřebou alespoň vyšší než 1 MWh. V tomto případě by se zapojilo necelých 20 tis. OM. V tomto případě by byl roční náklad distributora na odběrné místo 884 Kč/OM/rok, což jen o 3 Kč vyšší než v plošné variantě, a instalace elektroměrů pouze na těchto místech by dávala větší smysl.

5.6 Povolené náklady distributora

Velikost uznatelných nákladů a jejich poměru ku celkovým nákladům distributora jsou důležité zejména kvůli velikosti poplatku za službu pro zákazníky. Co pro tento projekt bude uznáno do povolených nákladů není zcela vyjasněno. V nejhorším scénáři by se do povolených nákladů promítly částky za klasické elektroměry včetně nezbytných úkonů jako je demontáž, montáž, likvidace apod., protože se zákazníkům instaluje nestandardní typ měření. Zbytek nákladů by byly tzv. vícenáklady, které by platil zákazník případně distributor ze svého zisku.



Obr. 18 Citlivostní analýza na velikost povolených nákladů

V případě pilotního projektu pokryjí povolené náklady pouze 18 % z celkových nákladů, které distributor má. Distributorovi tak zůstanou každoroční vícenáklady 1678 Kč/OM/rok. Je pravděpodobné, že v rámci pilotního projektu by se zákazníkovi nic neúčtovalo, protože cílem je zejména ověřit funkčnost technologie.

U plošné a výběrové varianty je situace příznivější, kdy do povolených nákladů by bylo možné uznat až 40 % ročního nákladu distributora. To by činilo vícenáklad 526 Kč/OM/rok respektive 48 Kč/OM/měsíc. Takováto výše poplatku by již mohla být pro některá odběrná místa akceptovatelná.

Pokud by v následujících letech došlo k rozhodnutí o plošné implementaci Smart Meteringu, a tím k uznání SM jako standardní typ měření, měly by být všechny náklady uznané do povolených nákladů. V tomto případě by nebylo potřeba zákazníkům účtovat poplatky, pokud by zákazník nechtěl nějaké nestandardní služby, jako například měření v kratším intervalu, než je 15 minut, nebo promítat hodnoty na portál častěji.

5.7 Citlivostní analýza

Na výsledky finanční analýzy má vliv velké množství faktorů, které se mohou měnit z nejrůznějších důvodů. Z tohoto důvodu je potřeba provést citlivostní analýzu na parametry, na které mohou výsledky více či méně ovlivnit. Jednak je provedena analýza na změny parametrů, které ovlivňují velikost počáteční investice, jednak parametry ovlivňující pravidelné provozní náklady. Všechny tyto citlivostní analýzy jsou prováděny z pozice distributora a vyjadřují, kolik

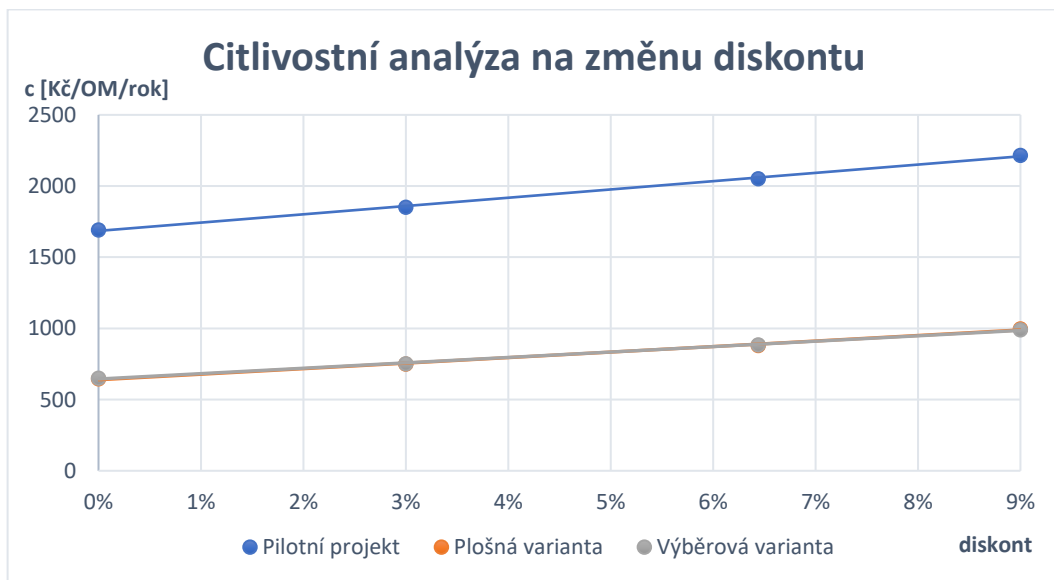
peněz by případně bylo vyžadováno po zákazníkovi. V tomto případě se jedná o celkové náklady, ne pouze vícenáklady.

Mezi tyto parametry mohou patřit zejména:

- Diskont
- Kurz eura
- Změna množstevních slev
- Cena za mobilní data
- Změna dodavatele komunikace

5.7.1 Citlivostní analýza na změnu diskontu

Prvním z vybraných parametrů, na které je provedena citlivostní analýza je diskont. Diskont je zásadní, neboť jeho hodnotu distributor nemůže ovlivnit, protože je stanoven Energetickým regulačním úřadem a každý rok se může změnit. Výsledky pro všechny uvažované varianty zobrazuje následující graf.



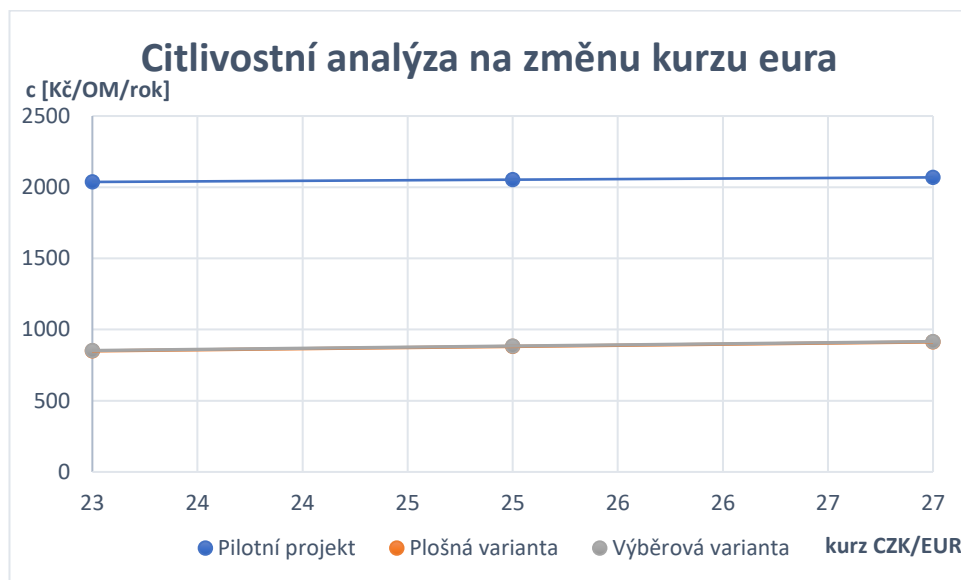
Obr. 19 Citlivostní analýza na změnu diskontu

Z grafu je patrné, že pilotní projekt je mnohem více ovlivňovaný změnou diskontu. Hodnoty se liší až o 525 Kč/OM/rok. Zatímco u plošné či výběrové varianty je toto rozpětí o 200 Kč/OM nižší. Dále je z grafu vidět, že hodnoty pro plošnou a výběrovou variantu jsou prakticky totožné. Změny diskontu se v tomto případě rozloží na diametrálně vyšší počet odběrných míst, a není tedy potřeba tolik zhodnotit investici na jednotlivých odběrných místech.

5.7.2 Citlivostní analýza kurzu eura

Kurz eura je důležitý, protože v eurech jsou nakupovány elektroměry. Z tohoto důvodu i malá změna může mít výrazný vliv na výsledky analýzy. Kurz byl měněn v rozmezí 23 až 27 Kč/EUR.

Výsledky citlivostní analýzy jsou zobrazeny na následujícím grafu.



Obr. 20 Citlivostní analýza na změnu kurzu eura

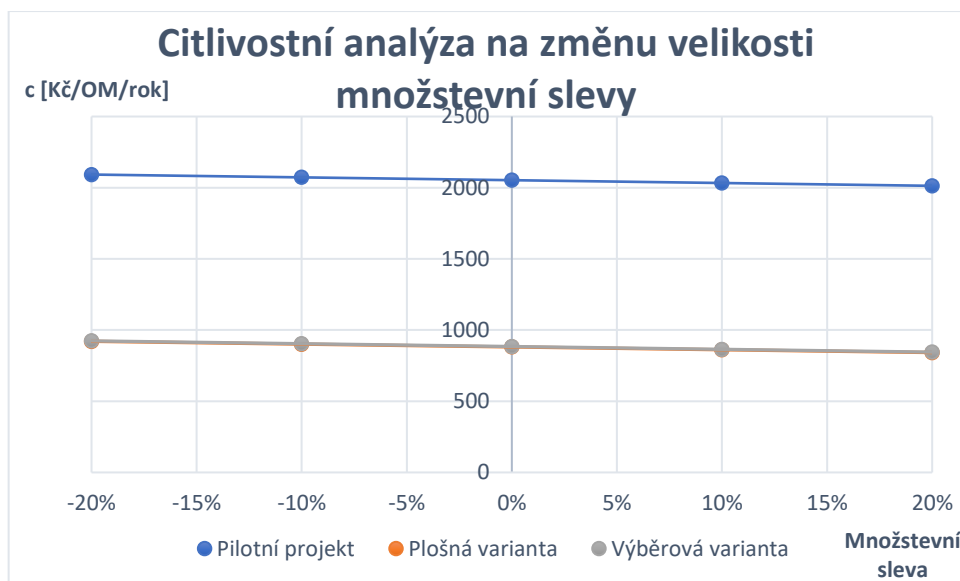
Z grafu je patrné, že kurz eura nemá tak výrazný vliv na výsledky finanční analýzy jako diskont v předcházející části. To je způsobeno tím, že investice vstupuje do nákladů postupně ve formě odpisů, a navíc je investice jednorázová, tudíž se tolik neprojeví. Změnu lze pozorovat i v tom, na jaké varianty změna působí. Změna diskontu působila více na pilotní projekt. V tomto případě je to přesně naopak. Hodnoty ročního nákladu mají pro pilotní projekt rozpětí 32 Kč/OM/rok, zatímco u plošné a výběrové varianty je toto rozpětí více než dvojnásobné. To je způsobeno velikostí investic v jednotlivých variantách

5.7.3 Citlivostní analýza velikost množstevních slev

Ve finanční analýze nebyly množstevní slevy na elektroměr uvažovány, protože pro plošné nasazování bude potřeba elektroměr drobně upravit. Předpokládala jsem, že náklady na tyto změny, pokryjí potenciální slevu, pokud by úpravy nebyly vyžadovány. Mohou ovšem nastat dvě situace, a to buď i přes úpravy dostane distributor množstevní slevu, nebo budou úpravy elektroměru drahé a cena elektroměru by mohla i vzrůst.

U komunikačních modulů není potřeba tuto analýzu provádět, neboť zde jsou ceny vyjasněny i pro větší počet zapojených odběrných míst.

Výsledky citlivostní analýzy jsou zobrazeny na následujícím grafu.

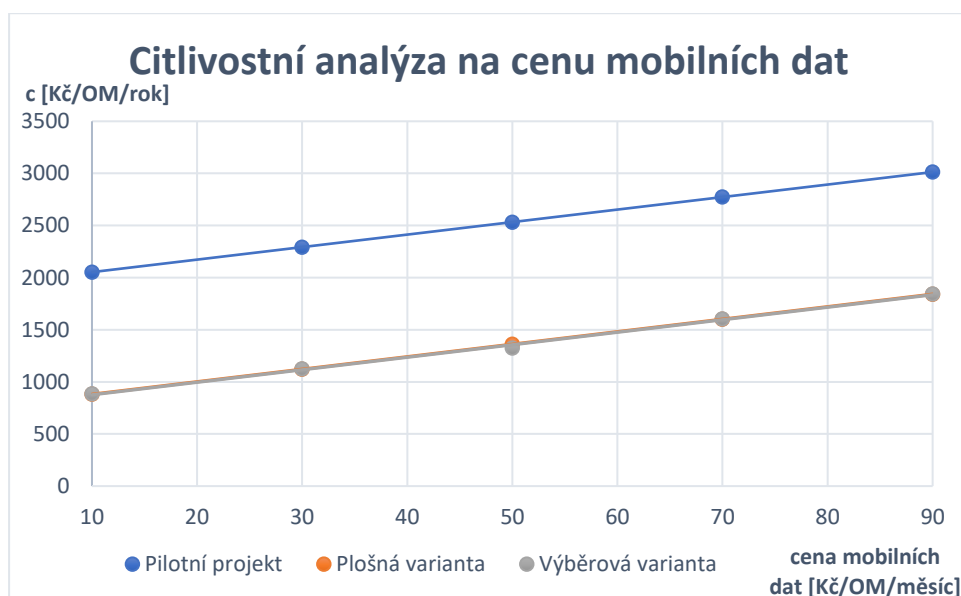


Obr. 21 Citlivostní analýza na změnu velikosti množstevní slevy

Z grafu je vidět, že změny množstevní slevy mají na výsledky podobný vliv jako změna kurzu eura, protože oba parametry se promítají do velikosti investice. Rozpětí mezi hodnotami činí 80 Kč/OM/rok.

5.7.4 Citlivostní analýza na cenu za mobilní data

Citlivostní analýza na cenu mobilních dat jsem zvolila, protože jsou to největší provozní náklady po celou dobu životnosti. Cena dat je jeden z důvodů proč se ve většině případů volí řešení s komunikací pomocí PLC. Rozmezí cen jsem zvolila od 10 do 90 Kč/OM/měsíc, což odpovídá cenám tuzemských operátorů. Výsledky citlivostní analýzy zobrazuje následující graf.



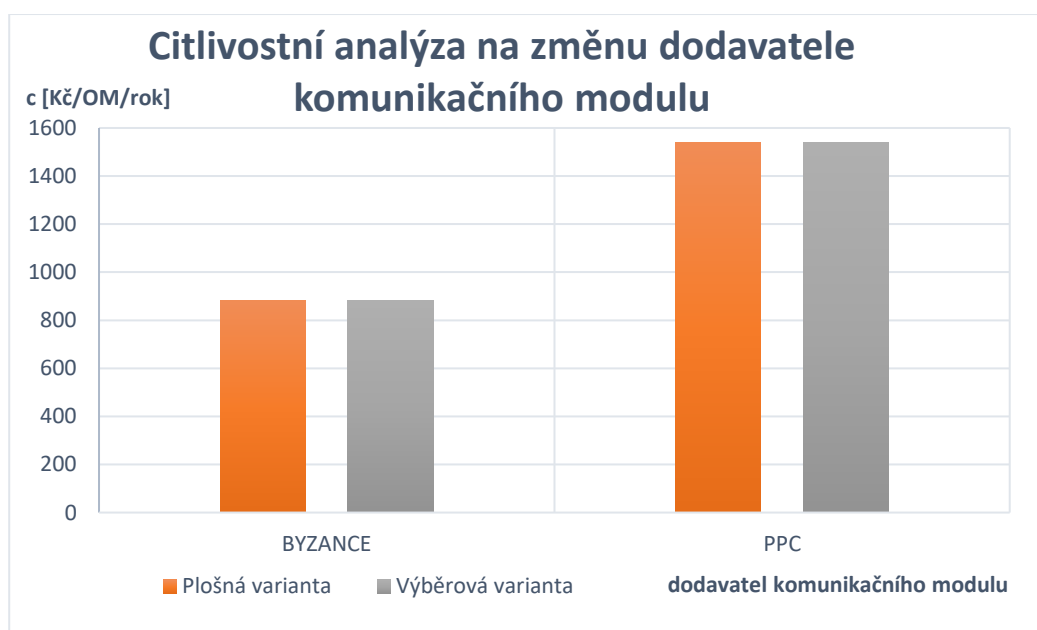
Obr. 22 Citlivostní analýza na cenu mobilních dat

Z grafu je patrné, že změna ceny za mobilní data má největší vliv ze zatím zkoumaných parametrů. Rozpětí hodnot je téměř 1000 Kč/OM/rok. Pokud by služba byla placena zákazníky, u pilotního projektu se náklady přibližují k nákladům za měření typu B. U plošné nebo výběrové varianty pak zůstává toto řešení stále výhodnější.

5.7.5 Změna dodavatele komunikace

Vzhledem k tomu, že společnost Byzance nemá dostatečné množství referencí, může se stát, že bude realizovat pouze pilotní projekt, ale pro nasazení ve větším počtu kusů bude vybrán jiný dodavatel. Podle výsledků hodnocení z 3. kapitoly se jako druhý v pořadí umístil komunikační modul od společnosti PPC s výrazně vyšší cenou. Z tohoto důvodu bude provedena citlivostní analýza i pro tento případ, který se ale bude týkat pouze plošné a výběrové varianty.

Výsledky zobrazuje následující graf.



Obr. 23 Citlivostní analýza na změnu dodavatele komunikačního modulu

Změna dodavatele komunikačního modulu by měla zásadní vliv na ekonomiku provozu. Ukazuje se, že je to jediný parametr ovlivňující investici, který má obdobný vliv jako cena za mobilní data. Rozdíl by v tomto případě byl téměř 700 Kč/OM/rok, což je jen o málo méně než v případě mobilních dat. Roční náklady by tedy vrostly o 73 %. Není ještě zcela jasné, jak velká by mohla být množstevní sleva na komunikaci od PPC při takto velkém počtu odebraných kusů, ta ovšem nebude mít na výsledky takový vliv. Pozitivní je, že i nadále je toto řešení finančně výhodnější než nasazení měření typu B.

5.7.6 Zhodnocení citlivostních analýz

Z provedených analýz plyne několik poznatků. Změna velikosti investice do elektroměrů nemá na výsledky příliš velký vliv. Naopak u komunikačního modulu by změna dodavatele nebo ceny měla zásadní vliv. To je způsobeno tím, že u komunikace je cenový rozestup mezi možnými dodavateli v řádech tisíců na rozdíl od elektroměru, kde je tento rozdíl v řádech stovek.

Mnohem větší vliv mají diskont a provozní náklady, a to především cena za mobilní data. Jak se z analýz ukázalo, tak mobilní data mají vůbec největší vliv na finanční stránku projektu. Z tohoto důvodu je nezbytné si na začátku vyjednat co nejlepší podmínky.

Závěr

V úvodní kapitole práce je popsán současný stav zavádění inteligentního měření. Zejména jsem se zaměřila na legislativní rámec, a to jak z hlediska Evropské Unie, tak národní legislativy. Z analýzy plyne, že ČR příliš neplní stanovené požadavky legislativy. Jako hlavní problém spatřuji, že od roku 2009, kdy vyšla Směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh, nebyly stanoveny jasné požadavky na tyto měřidla. Zároveň měl být podle této směrnice připraven implementační plán, který v současnosti vytvořen také není. Vzhledem k negativním závěrům ekonomické studie plošného zavádění z roku 2012 se v současnosti tato technologie nasazuje pouze v rámci pilotních projektů. Pokud bude chtít ČR implementaci nadále odkládat, bude nutné podle nové směrnice opakovat ekonomickou analýzu každé 4 roky.

Následující kapitola je věnována benefitům, které ze zavádění Smart Meteringu plynou. Tyto benefity jsou zaměřeny především na distributora a zákazníka (obce). Nejprve jsou jednotlivé benefity popsány a následně finančně vyhodnoceny. Nejzajímavější je z pohledu obce možnost sledovat průběh své spotřeby, a díky tomu optimalizovat spotřebu bez nutnosti odečítání hodnot z elektroměru zaměstnanci v kratším intervalech, než dostávají vyúčtování. Dále by mohly obce ocenit i dynamické tarify, kdy může být dosahováno velmi zajímavých výsledků. Úspora byla modelována na Real Time Pricing tarifu, který účtuje zákazníkům ceny, které jsou v danou hodinu na trhu. U tohoto typu tarifu je tak nezbytné upozornit, že nese značné riziko a je potřeba, aby zákazník uvážil, zda ho chce podstoupit. Pro distributora je největším benefitem získání přesných informací o OM a síti, díky čemuž je možné optimalizovat investice do obnovy a rozvoje distribuční sítě. S tímto benefitem je ovšem možné počítat pouze při plošném nasazování chytrého měření, a proto v práci nebyl uvažován. Nejvýraznějším benefitem tak z pohledu distributora je snížení nákladů díky tomu, že není potřeba nadále odečítat elektroměry ručně.

Třetí kapitola je věnována technickému řešení. Nejprve jsou stanoveny požadavky na dílčí části řešení (elektroměr, komunikace, síť, webový portál). Jelikož ještě nejsou zcela vytvořeny národní standardy na chytré elektroměry, jsou požadavky kombinací požadavků stávající legislativy a interních požadavků distributora. Poté následuje přehled možných dodavatelů a přesné parametry jejich řešení.

Následně jsou vybráni optimální dodavatelé pomocí metod vícekriteriálního rozhodování. Z těchto metod vycházejí následující dodavatelé jednotlivých komponent. Jako nejlepší elektroměr byl vyhodnocen elektroměr od společnosti Iskra. Jako dodavatel komunikačního modulu byla vybrána společnost Byzance. Pro přenos dat se nejvýhodněji jeví Vodafone. Portál bude pro pilotní projekt zpracován také společností Byzance a při ověření technického řešení by

se pro větší počet odběrných míst upravil Distribuční portál, kde mají v současnosti statistiky o odběrných místech k dispozici odběratelé s měřením typu A a B. O této úpravě by se uvažovalo při zapojení alespoň 5000 odběrných míst.

Poslední kapitola je věnována finančním modelům. Nejprve jsou popsány základní předpoklady. Poté je vyhodnocena optimální vlastnická struktura dílčích komponent technického řešení, protože jednotlivé komponenty si může distributor buď pronajímat, nebo koupit. Jako optimální se podle analýzy jeví nakoupení elektroměru a komunikačního modulu. Ukládání dat bude nejprve probíhat na Cloudové úložiště, a pokud by počet zapojených odběrných míst přesáhl 20 tisíc bylo by výhodné, aby ukládání a zpracování dat bylo přenecháno dodavatelské firmě.

Následně je vytvořen finanční model pilotního projektu, kdy se uvažuje se zapojením 75 odběrnými místy. Podle výsledků se nejeví projekt rentabilně, a to zejména z důvodu poměrně vysokých investic, které se nevrátí ani při zpoplatnění této služby. Respektive by poplatek byl tak vysoký, že by pravděpodobně mělo zájem pouze málo zákazníků. Pozitivní je, že roční náklady se dostávají pod úroveň nákladů, které se zákazníkovi účtují při službě elektroměru na vyžádání. Následně je vytvořen model s uvažováním zapojení všech odběrných míst u měst a obcí, které se nacházejí na území E.ON Distribuce. Ani v tomto případě není projekt rentabilní, ale roční náklady na odběrné místo jsou diametrálně nižší. V tomto případě činí roční náklad na odběrné místo 881 Kč ročně. Některé obecní budovy mají zanedbatelnou spotřebu (v řádech kWh), z tohoto důvodu je třetí model sestaven pouze pro odběrná místa se spotřebou vyšší než 1 MWh. V tomto případě by se do projektu zapojilo necelých 20 tisíc odběrných míst, a roční náklad pro distributora se liší jen zanedbatelně. Z pohledu zákazníka dává smysl zaměřit se spíše na budovy s větší spotřebou, a to zejména pokud by byla služba zpoplatněna. Dalším důležitým faktorem ovlivňující výsledky je velikost povolených nákladů. Jelikož není Smart Metering v současnosti standardním typem měření, nemůže si náklady na toto měření dát zcela do povolených nákladů. Je možné, aby si dal distributor do nákladů pouze náklady za standardní typ měření, v tomto případě za měření typu C. U pilotního projektu pokryjí povolené náklady pouze 17 % ročního nákladu. U plošné a výběrové varianty je situace výrazně pozitivnější a povolené náklady tvoří 40 % ročního nákladu. Zbylé vícenáklady musí hradit buď distributor ze svého zisku, nebo zákazník platbou za službu. U pilotního projektu lze očekávat, že více náklady bude hradit distributor, protože cílem je ověření funkčnosti této technologie. U plošné varianty vychází následně vícenáklad 40Kč/OM/měsíc, což již mohou být zákazníci ochotni za službu zaplatit.

U finanční analýzy se nelze rozhodovat jen na základě NPV, které v tomto případě vychází záporně pro všechny zvažované varianty. Je potřeba vzít úvahu, že o implementaci může

rozhodnout MPO a poté se bude vybírat varianta s nejméně záporným NPV, neboť v současnosti nedává žádná technologie Smart Meteringu kladné výsledky finanční analýzy. Zároveň pokud by se rozhodlo o plošné implementaci mohl by si distributor tyto náklady dát do povolených nákladů a službu by tedy nebylo nutné zpoplatnit, aby byla rentabilní.

Na závěr finanční části práce je provedena citlivostní analýza na změnu vybraných parametrů. Z provedené analýzy je patrné, že nejvíce výsledek ovlivňuje velikost diskontu a cena za mobilní data. Faktory, které ovlivňují velikost investice jako kurz eura nebo velikost množstevní slevy na elektroměr, nemají na výsledky tak zásadní vliv. Jediný faktor ovlivňující velikost investice, který má velký vliv na ekonomickou stránku celého projektu je dodavatel komunikačního modulu a jeho cena. To je způsobeno tím, že u elektroměrů mohou být rozdíly v ceně v řádech stovek korun, ale u komunikačního modelu je rozestup v ceně jednotlivých dodavatelů v řádu tisíců korun.

Literatura

- [1] SMĚRNICE EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY 2009/72/ES ze dne 13. července 2009 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 2003/54/ES [online]. 13.7.2009 [cit. 2018-10-20]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/463070/72_2009/7a531b49-555d-4cc0-a1b6-e780f5133b83
- [2] Ministerstvo průmyslu a obchodu. *Národní akční plán pro Smart Grids (NAP SG)* [online]. 2015 [cit. 2018-10-20]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52353/60358/633373/priloha003.pdf>
- [3] ŠRÁMEK, Václav. *Energetický audit – proč, jak a kdy* [online]. [cit. 2018-10-28]. Dostupné z: <https://moderniobec.cz/energeticky-audit-proc-jak-a-kdy/>
- [4] MOLEK, Tomáš. *Smart region Vrchlabí – první česká chytrá síť* [online]. [cit. 2018-10-29]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/smart-region-vrchlabi-prvni-ceska-chytra-sit/>
- [5] TRAMBA, David. *E.ON spustí inteligentní měření spotřeby. Investuje přes 100 milionů* [online]. [cit. 2018-10-29]. Dostupné z: <https://www.euro.cz/byznys/vime-kolik-propalime-1414193>
- [6] ERÚ. *Elektřina: 13. Je nějaký limit či sankce za neplánované přerušení dodávky?* [online]. [cit. 2018-10-29]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/cs/elektrina/castokladene-dotazy#11>
- [7] Eon Distribuce a.s. *Interní dokumentace* [online]. [cit. 2018-10-31].
- [8] E.ON distribuce. *Zpráva o dosažené urovně kvalitě* [online]. [cit. 2018-11-12]. Dostupné z: <https://www.eon-distribuce.cz/sites/default/files/2018-09/zprava-o-dosazene-urovni-kvality.pdf>
- [9] *Umožní dynamické tarify revoluci ve spotřebě elektřiny?* [online]. [cit. 2018-11-12]. Dostupné z: <https://www.ecofuture.cz/clanek/umozni-dynamicke-tarify-revoluci-ve-spotrebe-elektriny>
- [10] *Spolehlivost dodávek elektrické energie* [online]. [cit. 2018-11-12]. Dostupné z: http://www.odbornecasopisy.cz/data-ftp-user/konference/2015/AMPER_EproB_XIV/02-Prezentace_Paar_amper_v3.pdf
- [11] Ministerstvo průmyslu a obchodu. *1.2 Studie Ekonomické posouzení všech dlouhodobých přínosů a nákladů pro trh a jednotlivé zákazníky při zavedení inteligentních měřících systémů v elektroenergetice ČR* [online]. [cit. 2018-11-18]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2016/11/Ekonomick-e-posouzeni-AMM-elektro.pdf>
- [12] *Konference o kybernetické bezpečnosti a smart grids* [online]. [cit. 2018-11-21]. Dostupné z: http://automa.cz/cz/casopis-clanky/konference-o-kyberneticke-bezpecnosti-a-smart-grids-2011_10_44471_4861/s
- [13] Landis+Gyr Czech Republic. *EU zavádí první právní předpisy pro kybernetickou bezpečnost* [online]. [cit. 2018-11-21]. Dostupné z: <https://eu.landisgyr.com/blog-cz/eu-zavadi-prvni-pravni-predpisy-pro-kybernetickou-bezpecnost>
- [14] Landis+Gyr Czech Republic. *Evropský „Zimní balíček“ míří vysoko* [online]. [cit. 2018-11-30]. Dostupné z: <https://eu.landisgyr.com/blog-cz/evropsky-zimni-balicek-miri-vysoko>

- [15] *Operační program Životního prostředí: 5.1 - Snížit energetickou náročnost veřejných budov a zvýšit využití obnovitelných zdrojů energie* [online]. [cit. 2018-12-05]. Dostupné z: <http://www.opzp.cz/podporovane-oblasti/5-1-snit-energetickou-narocnost-verejnych-budov-a-zvysit-vyuziti-obnovitelnych-zdroju-energie?id=33>
- [16] TESARĚ, Jiří. *Veřejné osvětlení a jeho současný stav v České republice* [online]. [cit. 2018-12-12]. Dostupné z: <http://www.dvs.cz/clanek.asp?id=6437936>
- [17] ASOCIACE ENERGETICKÝCH MANAŽERŮ. *Úvod do liberalizované energetiky: Trh s elektřinou* [online]. 2. Praha, 2016 [cit. 2019-01-25]. ISBN 978-80-260-9212-4. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/kniha-trh-s-elektřinou.pdf>
- [18] BORKOVEC, Jiří. Vývoj chytrého měření v ČR. *Proenergy magazín*. (3/2018), 38-40.
- [19] KREJCAR, Rostislav. *Účastníci trhu, vyhodnocení odchylek, typy měření v elektroenergetice: teze přednášek RES č. 6 a 7 2018/2019* [online]. [cit. 2019-02-25].
- [20] BUDÍN, Jan. *Složky ceny elektřiny* [online]. [cit. 2019-02-26]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/trh-s-elektřinou/za-co-vsechno-platime-v-uctech-za-elektřinu/>
- [21] KNÁPER, Jaroslav a Jaroslav ŠAFRÁNEK. *Podklady k přednáškám z předmětu Systémové inženýrství a rozhodování* [online]. [cit. 2019-03-11].
- [22] *Ceník služeb ČEZ Distribuce, a. s.: ZMĚNA TYPU MĚŘENÍ NA ŽÁDOST ZÁKAZNÍKA D* [online]. [cit. 2019-03-25]. Dostupné z: https://www.cezdistribuce.cz/edee/content/file-other/distribuce/formulare/cenik/cenik-sluzeb_01022018.pdf?fbclid=IwAR3lUbi16FJpEO5NYR9DJQOz0rJ_NbFgm0DPS_go1zRC0CAvSFbN07LnAfs
- [23] *Chytré měření* [online]. [cit. 2019-03-25]. Dostupné z: <https://www.pre.cz/cs/firmy/sluzby-zakaznikum/technicke-sluzby-pre/chytre-mereni/>
- [24] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství* [online]. 2017, , 64 [cit. 2019-05-08]. Dostupné z: <http://www.eru.cz/documents/10540/3550177/Navrh-zasad-cenove-regulace-pro-VKP.pdf/4e6624b6-51c5-4547-86f1-e7875dc33d62>
- [25] EVROPSKÁ KOMISE. *SMĚRNICE EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY (EU) 2018/2002 ze dne 11. prosince 2018, kterou se mění směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti: článek 9* [online]. [cit. 2019-05-15]. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2002&from=EN>

Seznam obrázků

Obr. 1 Smart Metering technologie v EU [7].....	17
Obr. 2 Představení Smart Energy Gateway [7].....	24
Obr. 3 Složky ceny elektřiny [20].....	29
Obr. 4 Podíl jednotlivých sazeb na spotřebě v Týně nad Vltavou	30
Obr. 5 Podíl jednotlivých sazeb na celkové spotřebě v obcích.....	30
Obr. 6 Podíl jednotlivých sazeb na spotřebě v obcích.....	31
Obr. 7 Průběh odstraňování poruchy.....	32
Obr. 8 Průběh cen elektřiny na denním trhu 2018 (zdroj: OTE Roční zpráva o trhu 2018).....	34
Obr. 9 Doba trvání cen elektřiny na denním trhu 2018 (zdroj: OTE Roční zpráva o trhu 2018).....	34
Obr. 10 Rozdělení OM dle počtu fází (pilotní projekt)	52
Obr. 11 Rozdělení OM dle typu sazeb (Pilotní projekt).....	53
Obr. 12 Počet OM s jednotlivými sazbami na celém území ECD.....	53
Obr. 13 Vyhodnocení business modelů	57
Obr. 14 Průběh CDCF v jednotlivých letech pro PDS (pilotní projekt).....	58
Obr. 15 Průběh CDCF v jednotlivých letech	59
Obr. 16 Průběh CDCF v jednotlivých letech u plošné instalace pro distributora.....	60
Obr. 17 Průběh CDCF pro zákazníky v plošné variantě	61
Obr. 18 Citlivostní analýza na velikost povolených nákladů.....	62
Obr. 19 Citlivostní analýza na změnu diskontu	63
Obr. 20 Citlivostní analýza na změnu kurzu eura	64
Obr. 21 Citlivostní analýza na změnu velikosti množstevní slevy.....	65
Obr. 22 Citlivostní analýza na cenu mobilních dat	65
Obr. 23 Citlivostní analýza na změnu dodavatele komunikačního modulu.....	66

Seznam tabulek

Tab. 1 Přepokládané výdaje na zavedení AMM v jednotlivých letech [2]	19
Tab. 2 Ukazatelé spolehlivosti sítě E.ON distribuce za rok 2017 [8].....	31
Tab. 3 Ocenění optimalizace procesů [7].....	38
Tab. 4 Požadavky na elektroměr a možní dodavatelé [7]	44
Tab. 5 Požadavky na komunikaci a možní dodavatelé [7]	44
Tab. 6 Požadavky na portál a možní dodavatelé [7].....	44
Tab. 7 Výběr dodavatele elektroměru ³	48
Tab. 8 Výběr dodavatele elektroměru	48
Tab. 9 Výběr dodavatele komunikačního modulu ³	49
Tab. 10 Výběr dodavatele komunikačního modulu ³	49
Tab. 11 Vlastnická struktura technického řešení	55
Tab. 12 Vyhodnocení business modelů.....	57

Přílohy

Příloha č.1: Sazby u referenčních obcí

Sazba	Popis	Odpovídající TDD
C01d	Jednotarifní sazba pro podnikatele s malou spotřebou	TTD 1
C02d	Jednotarifní sazba pro podnikatele se střední spotřebou	TTD 1
C25d	Pro akumulární vytápění nebo ohřev vody s nižší spotřebou, 8 hodin NT	TTD 2
C26d	Pro akumulární vytápění nebo ohřev vody s vyšší spotřebou, 8 hodin NT	TTD 2
C45d	Pro přímotopy, 20 hodin NT	TTD 3
C46d	Hybridní přímotopné elektrické spotřebiče pro vytápění objektu, 20 hodin NT	
C62d	Jednotarifní sazba pro osvětlování veřejných prostranství	TTD 8

Příloha č.2: č. 480/2012 Sb. Energetický audit

Povinnost zpracovat energetický audit mají:

- Organizační složky státu, krajů a obcí s roční spotřebou vyšší než 1500 GJ
- Fyzické a právnické osoby se roční spotřebou 35 000 GJ
(Celkovou roční spotřebou energie se rozumí součet všech forem energie ve všech odběrných místech evidovaných pod jedním identifikačním číslem.)

Obsah energetického auditu:

- Identifikační údaje:
 - Učení zadavatele auditu (jméno, přímení, ID, trvalý pobyt, ...)
 - Určení provozovatele
 - Určení zpracovatele
 - Určení předmětu EA
- Popis výchozího stavu
 - Popis předmětu EA, charakteristika činností, situační plán, seznam budov, energeticky významné technologie
 - Energetické vstupy (technické jednotky, peněžní náklady), roční množství nakupovaných paliv se určuje podle účetních dokladů
 - Informace o druzích spotřebičů
- Zhodnocení výchozího stavu
 - Sestavení roční energetické bilance
- Návrh opatření ke snížení spotřeby
- Ekonomické zhodnocení
 - Návrh optimální varianty
- Vyhodnocení z hlediska ochrany ŽP

Příloha č. 3: Podklady pro více kriteriální hodnocení

V následujících tabulkách jsou uvedeny normované hodnoty kritérií pro jednotlivé hodnotící metody.

Elektroměr

- Metoda globálního kritéria

ELEKTROMĚŘ	Logarex	Iskra	Landis	stupnice	cíl	váha
životnost [roky]	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
teplotní rozsah [°C]	1	1	0	intervalová	MAX	0,056 (0,1)
	1	1	0	intervalová	MAX	0,056 (0,1)
vlastní spotřeba	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
referenční proud	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
max proud	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
min proud	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
požadavky na LCD	0,667	1	0,7778	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
pořadí z nominálních	0	1	0,5	pořadová	MAX	0,056 (0,1)
cena [EUR]	1	0,8333	0,7143	poměrová	MAX	0,5 (0,1)

- Metoda bazické varianty (báze=max)

ELEKTROMĚŘ	Logarex	Iskra	Landis	stupnice	cíl	váha
životnost [roky]	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
teplotní rozsah [°C]	1	1	0,625	intervalová	MAX	0,056 (0,1)
	1	1	0,7143	intervalová	MAX	0,056 (0,1)
vlastní spotřeba	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
referenční proud	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
max proud	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
min proud	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
požadavky na LCD	0,6667	1	0,7778	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
pořadí z nominálních	0,3333	1	0,5	pořadová	MAX	0,056 (0,1)
cena [EUR]	1	0,8333	0,7143	poměrová	MAX	0,5 (0,1)

- Metoda bazické varianty (báze=max)

ELEKTROMĚŘ	Logarex	Iskra	Landis	stupnice	cíl	váha
životnost [roky]	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
teplotní rozsah [°C]	1,1429	1,1429	0,7143	intervalová	MAX	0,056 (0,1)
	1,053	1,053	0,7895	intervalová	MAX	0,056 (0,1)
vlastní spotřeba	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
referenční proud	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
max proud	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
min proud	1	1	1	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
požadavky na LCD	0,8182	1,2273	0,9545	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
pořadí z nominálních	0,5455	1,6364	0,8182	pořadová	MAX	0,056 (0,1)
cena [EUR]	1,1776	0,9813	0,8411	poměrová	MAX	0,5 (0,1)

- PATTERN**

ELEKTROMĚŘ	Logarex	Iskra	Landis	stupnice	cíl	váha
životnost [roky]	15	15	15	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
teplotní rozsah [°C]	40	40	25	intervalová	MAX	0,056 (0,1)
	70	70	50	intervalová	MAX	0,056 (0,1)
vlastní spotřeba	2,5	2,5	2,5	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
referenční proud	5	5	5	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
max proud	100	100	100	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
min proud	0,25	0,25	0,25	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
požadavky na LCD	6	9	7	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
pořadí z nominálních	1	3	1,5	pořadová	MAX	0,056 (0,1)
cena	70	58,33	50	poměrová	MAX	0,5 (0,1)

- TOPSIS**

ELEKTROMĚŘ	Logarex	Iskra	Landis	stupnice	cíl	váha
životnost [roky]	0,0387	0,0387	0,0387	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
teplotní rozsah [°C]	0,0433	0,0433	0,0271	intervalová	MAX	0,056 (0,1)
	0,0423	0,0423	0,0302	intervalová	MAX	0,056 (0,1)
vlastní spotřeba	0,0387	0,0387	0,0387	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
referenční proud	0,0387	0,0387	0,0387	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
max proud	0,0387	0,0387	0,0387	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
min proud	0,0387	0,0387	0,0387	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
požadavky na LCD	0,0312	0,0468	0,0364	poměrová	MAX	0,056 (0,1)
pořadí z nominálních	0,0191	0,0574	0,0287	pořadová	MAX	0,056 (0,1)
cena	0,02694	0,2245	0,1924	poměrová	MAX	0,5 (0,1)

Komunikační modul

- Metoda globálního kritéria**

KOMUNIKAČNÍ MODUL	požadavek	BYZANCE	TECO	PPC	stupnice	váha
pořadí z nominálních	MAX	0,75	0	0,75	pořadová	0,125 (0,2)
archivace dat	MAX	1	1	1	poměrová	0,125 (0,2)
počet tarifů	MAX	1	1	1	poměrová	0,125 (0,2)
Ověřený dodavatel	MAX	0	0,75	0,75	pořadová	0,125 (0,2)
Cena	MAX	1	0,2778	0,3846	poměrová	0,5 (0,2)

- **Metoda bazické varianty (báze=max)**

KOMUNIKAČNÍ MODUL	požadavek	BYZANCE	TECO	PPC	stupnice	váha
pořadí z nominálních	MAX	1	0,5	1	pořadová	0,125 (0,2)
archivace dat	MAX	1	1	1	poměrová	0,125 (0,2)
počet tarifů	MAX	1	1	1	poměrová	0,125 (0,2)
Ověřený dodavatel	MAX	0,75	1	1	pořadová	0,125 (0,2)
Cena	MAX	1	0,2778	0,3846	poměrová	0,5 (0,2)

- **Metoda bazické varianty (báze=max)**

KOMUNIKAČNÍ MODUL	požadavek	BYZANCE	TECO	PPC	stupnice	váha
pořadí z nominálních	MAX	1,2	0,6	1,2	pořadová	0,125 (0,2)
archivace dat	MAX	1	1	1	poměrová	0,125 (0,2)
počet tarifů	MAX	1	1	1	poměrová	0,125 (0,2)
Ověřený dodavatel	MAX	0,8182	1,0909	1,0909	pořadová	0,125 (0,2)
Cena	MAX	1,8046	0,5013	0,6941	poměrová	0,5 (0,2)

- **PATTERN**

KOMUNIKAČNÍ MODUL	požadavek	BYZANCE	TECO	PPC	stupnice	váha
pořadí z nominálních	MAX	2	1	2	pořadová	0,125 (0,2)
archivace dat	MAX	40	40	40	poměrová	0,125 (0,2)
počet tarifů	MAX	4	4	4	poměrová	0,125 (0,2)
Ověřený dodavatel	MAX	1,5	2	2	pořadová	0,125 (0,2)
Cena	MAX	9	2,5	3,462	poměrová	0,5 (0,2)

- **TOPSIS**

KOMUNIKAČNÍ MODUL	požadavek	BYZANCE	TECO	PPC	stupnice	váha
pořadí z nominálních	MAX	0,0833	0,0417	0,0833	pořadová	0,125 (0,2)
archivace dat	MAX	0,0722	0,0722	0,0722	poměrová	0,125 (0,2)
počet tarifů	MAX	0,0722	0,0722	0,0722	poměrová	0,125 (0,2)
Ověřený dodavatel	MAX	0,0586	0,0781	0,0781	pořadová	0,125 (0,2)
Cena	MAX	0,4517	0,1255	0,1737	poměrová	0,5 (0,2)

Příloha č.4: Náklady distributora

Pilotní projekt		
CAPEX		
elektroměr	1 500	Kč/ks
komunikace	2 500	Kč/ks
HDO+	200	Kč/ks
montáž komunikace	50	Kč/ks
montáž 1f	475	Kč/ks
montáž 3f	475	Kč/ks
IT Cloud (interface)	3 750	Kč/ks
IT portál	150 000	Kč/ks
OPEX		
demontáž 1f MZ	862	Kč/ks
demontáž 3f MZ	887	Kč/ks
Demontáž HDO	475	Kč/ks
ověření jakosti	90	Kč/ks
likvidace MZ a HDO	50	Kč/ks
Parametrizace	150	Kč/ks
SIM nákup	25	Kč/OM
SIM provoz	10	Kč/ks/měsíc
IT aktualizace	50 000	Kč/rok
IT Cloud pronájem	63	Kč/měsíc
Periodická kontrola OM	820	Kč/ks

Plošná varianta		
CAPEX		
elektroměr	1 500	Kč/ks
komunikace	1 500	Kč/ks
HDO+	200	Kč/ks
montáž komunikace	50	Kč/ks
montáž 1f	475	Kč/ks
montáž 3f	475	Kč/ks
IT Cloud (interface)	1 543 950	Kč/ks
IT portál (úprava dist. Portálu)	500 000	Kč/ks
OPEX		
demontáž 1f MZ	862	Kč/ks
demontáž 3f MZ	887	Kč/ks
Demontáž HDO	475	Kč/ks
ověření jakosti	90	Kč/ks
likvidace MZ a HDO	50	Kč/ks
Parametrizace	150	Kč/ks
nákup SIM	25	Kč/ks
SIM provoz	10	Kč/ks/měsíc
IT aktualizace	200 000	Kč/rok
IT Cloud (pronájem)	19 986	Kč/měsíc
Periodická kontrola OM	820	Kč/ks