



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Rodinný dům jako uzel ve Smart Grids

Individuální projekt

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Elektrotechnika a management
Vedoucí práce: Ing. Kubec Jindřich

Mikhail Titenko

Praha

2016

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

Student: **Titenko Mikhail**

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Obor: Elektrotechnika a management

Název tématu:

Rodinný dům jako uzel ve Smart Grid

Pokyny pro vypracování:

1. Rozbor systému Smart Grids.
2. Teoretický popis zařízení v RD z pohledu spotřeby, výroby a akumulace energie.
3. Ekonomické zhodnocení nasazení prvků Smart Grids v rodinném domě

Seznam odborné literatury:

1. Borlase, S. (2013): Smart grids: Infrastructure, technology, and solutions Boca Raton: CRC Press.
2. MPO(2015): Národní akční plán pro chytré sítě.[online]

Vedoucí bakalářské práce: Ing. Jindřich Kubec – TECO, a.s.

Platnost zadání: do konce letního semestru 2016/2017

L.S.

Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Řipka, CSc.

děkan

V Praze dne 10.2.2016

Prohlášení

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

v Praze dne 16.5.2016

Titenko Mikhail

Poděkování

Na tomto místě bych rád poděkoval mému vedoucímu panu Ing. Kubci Jindřichovi za vedení mé práce a poskytnutí cenných rad. Dále bych chtěl poděkovat panu Bc. Dianovi Hrozkovi za mnohá doporučení k získání dat.

Anotace

Tato práce se zabývá ekonomickým zhodnocením zapojení prvků Smart Grids do rodinného domu. Text nejprve představuje technický pohled na současně existující technologii a návrh možných řešení. Dále je rozebrán současný stav plánu pro realizaci technologie Smart Grids v České Republice a legislativní rámec s tím související. Následně je rozebrán rodinný dům s pohledu spotřeby výroby a akumulace energie. Samotné zhodnocení ekonomické výnosnosti je realizováno za pomoci jak statistických údajů, tak i postupů. Výsledek analýzy je obecným posouzením ekonomické efektivity inteligentního řízení.

Abstract

This work is devoted to economical estimation of involving elements of Smart Grids to family house. Firstly, text represents technical overview of today's technology and suggestions of possible solutions. Then, the present state of the plan of Smart Grids technology realization in Czech Republic and related legislative frame has been analyzed. The estimation of economical productivity itself is realized by statistical data as well as statistical procedures. The result of its analyzation is a universal assessment of economical effectivity of intelligent control.

Obsah

Seznam zkratk	vii
Seznam jednotek	viii
Úvod	1
Cíle práce	1
1) Teoretický rozbor systému Smart Grids	2
1.1 Definice	2
1.2 Výhody technologie	2
1.3 Role obnovitelných zdrojů	3
1.4 Predikční systémy	4
1.4.1 Používané metody pro predikci	4
1.5 Smart meters	5
1.5.1 Definice	5
1.5.2 Potenciál využití	5
1.5.3 Automated Controlling of Smart meters	5
1.6 Komunikace	5
1.6.1 Průmyslové komunikační standardy	5
1.6.2 Komunikační infrastruktura	6
2) NAP SG od Ministerstva obchodu a průmyslu	7
2.1 Předmluva	7
2.2 Předpokládaný vývoj energetického sektoru	7
2.2.1 Období do roku 2019:	7
2.2.2 Období od roku 2020 do roku 2024:	7
2.2.3 Období od roku 2025 do roku 2029:	8
2.2.4 Období od roku 2030 do roku 2040:	8
2.2.5 Shrnutí	8
2.3 Popis prostředí a podmínek pro cílové řešení SG v ČR	8

2.3.1 Podmínky pro řešení Smart Grids	8
2.3.1 Současné prostředí a budoucí rozvoj situace.....	9
2.4 Bilance ES ČR a klíčové faktory mající vliv na bilanci.....	9
2.4.1 Oblast spotřeby	9
2.4.2 Oblast výroby	10
2.4.3 Výsledky	10
2.4.4 Závěry ke scénářům S1 a S2	12
2.4.5 Závěry ke scénářům S3 a S4	12
2.4.6 Shrnutí.....	12
3) Teoretický popis zařízení v rodinném domě z pohledu spotřeby, výroby a akumulace energie	13
3.1 Výpočet energetických potřeb referenčního domu.....	13
3.1.1“Ruční vypočet”	13
3.1.2 Výpočet pomocí programu[8]	14
3.2 Porovnání různých způsobů vytápění	15
3.2.1 Porovnání ročních nákladů na elektřinu při různých způsobech vytápění	15
3.2.2 Analýza způsobů vytápění z pohledu hospodárnosti.....	17
3.3 Nasazení výrobních a akumulačních prvků do rodinného domu.....	18
3.3.1 Typy mikrogeneračních prvků	18
3.3.2 Akumulační baterie a nové technologie	19
3.3.3 Elektromobilita.....	19
4) Ekonomické zhodnocení nasazení prvků Smart Grids v rodinném domě	20
4.1 Výběr počátečních podmínek	20
4.1.1 Určení tarifních sazeb.....	20
4.1.2 Určení charakteristiky a polohy domu	21
4.2 Sběr a zpracování dat	22
4.2.1. Normalizované typové denní diagramy zatížení.....	22

4.2.2 Přepočtené typové denní diagramy zatížení.....	24
4.2.3 Skutečné typové denní diagramy zatížení.....	28
4.2.4 Výrobní diagramy.....	32
4.3 Analýza výsledných průběhů.....	35
4.3.1 Určení mezního přebytku.....	36
4.3.2 Určení efektivity použité kapacity.....	37
4.3.3 Výpočet celkově ušetřené energie.....	41
4.4 Ekonomické zhodnocení	42
4.4.1 Stanovení diskontu a míry růstu ceny elektrické energie	42
4.4.2 Stanovení rozdílového CF.....	44
4.4.3 Stanovení rozdílového diskontovaného kumulovaného CF.....	47
4.5 Citlivostní analýza.....	49
4.5.1 Posouzení pro TDD7(D55).....	52
4.5.2 Posouzení pro TDD7(D45).....	52
4.5.3 Posouzení pro TDD6(D35).....	53
4.5.4 Posouzení pro TDD5(D25).....	53
Závěr.....	54
Zdroje	55

Seznam zkratek

SG.....	Smart Grids
ČR.....	Česká Republika
RD.....	Rodinný Dům
TDD.....	Typický Denní Diagram
CF.....	Cash Flow
DCF.....	Diskontovaný Cash Flow
DKCF.....	Diskontovaný Kumulovaný Cash Flow
DTS.....	Distribuční Trafo Stanice
RTU.....	Remote Terminal Unit
SCADA.....	Supervisory Control And Data Acquisition
TCP.....	Transmission Control Protocol
NAP.....	Národní Akční Plán
GPRS.....	General Pack Radio Service
ES.....	Elektrizační Soustava
ASEK.....	Aktualizace Státní Energetické Koncepce
JE.....	Jaderná Elektrárna
OZE.....	Obnovitelné Zdroje Energie
Kč.....	Koruna česká
NPV.....	Net Present Value
VT.....	Vysoký Tarif
NT.....	Nízký Tarif
FV.....	Fotovoltaic
TDDn.....	Normalizovaný Typický Denní Diagram
Tn.....	Normalizovaná Teplota
Ts.....	Skutečná Teplota

Seznam jednotek

GWh.....	Giga Watt hodina
MWh.....	Mega Watt hodina
kWh.....	kilo Watt hodina
Wh.....	Watt hodina
kW.....	kilo Watt
W.....	Watt
°C.....	Stupeň Celsia
m ³	Kubický Metr
m ²	Čtverečný Metr
m.....	Metr
GJ.....	Giga Joul
J.....	Joul
K.....	Kelvin
Kg.....	Kilogram
A.....	Ampér
%.....	Procent
C.....	Kapacitní proud
V.....	Volt

Úvod

Vzhledem k současné tendenci ke zvýšení výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů jsou na energetický sektor neustále kladeny vyšší nároky spojené jak se stabilitou elektrizační soustavy, tak i s ekonomickou efektivitou velkých producentů elektřiny. Nárazové dodávky elektřiny z větrných a slunečních elektráren a obtížnost regulace výroby v krátkodobých úsecích od velkých producentů ohrožují spolehlivost dodávky elektřiny. Dalším důvodem k decentralizaci a modernizaci energetiky je touha spotřebitelů po nezávislosti a svobodě v rozhodování pokrytí jejich energetických potřeb.

Můžeme tedy přejít k závěru, že bychom do budoucna potřebovali pružnou energetiku, která by uspokojila potřeby zákazníku a splňovala normy na kvalitu a spolehlivost dodávek elektřiny. V úvahu připadá technologie „Smart Grids“, která tyto požadavky splňuje a zajišťuje decentralizovanou výrobu elektřiny. Takový systém by musel propojovat jednotlivé subjekty, zajišťovat jejich komunikaci a reagovat na kladené požadavky na základě vyhodnocených dat v reálném čase.

V souvislosti s tím je potřeba zajistit energetickou koncepci, která by odpovídala bezpečnostním a spolehlivostním nárokům, a která by vycházela z nového legislativního rámce a vytvořila spravedlivé podmínky pro všechny zákazníky bez ohledu na rozhodnutí o způsobu uspokojení jejich energetických potřeb.

Uvědomění si faktu, že tyto změny nás neminou, by pro zákazníka, který je ochoten se stát tzv. „prosumers“ a zapojit se do takového systému, znamenalo, že on se stává hráčem na trhu s elektřinou a má přirozenou ekonomickou motivaci k instalaci výrobních a akumulačních jednotek do svého uzlu. Ekonomické zhodnocení efektivity nasazení prvků Smart Grids je potom nesmírně důležitou podmínkou pro přežití hráče s elektřinou na tomto trhu, čímž se tato práce zabývá.

Cíle práce

Hlavním cílem této práce je teoretický popis zařízení v rodinném domě z pohledu spotřeby, výroby a akumulace energie, představení různých technologických a ekonomických řešení pro daný systém, jejich následná studie z pohledu ekonomické výnosnosti, které spolu umožní následně provést ekonomické zhodnocení zapojení prvků Smart Grid do rodinného domu, a na základě této studie představit nástin možných řešení pro budoucí zprovoznění a zefektivnění systému.

Mezi další cíle patří teoretický rozbor systému Smart Grids a také analýza současného stavu a předpokládaného vývoje energetického sektoru, legislativního rámce a plánu realizace z něho plynoucího.

1) Teoretický rozbor systému Smart Grids

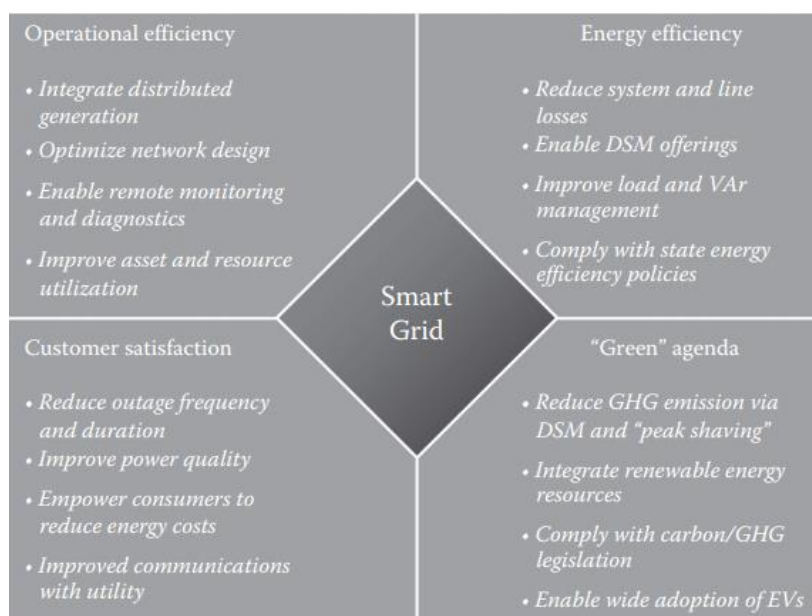
1.1 Definice

Existuje řada způsobů, jak bychom mohli pojem Smart Grids definovat, všechny z nich se ale shodují na základní podstatě toho, že jsou to inteligentní sítě, které v sobě zahrnují jak silovou elektrickou vrstvu, tak i komunikační síť a umožňují plynulou regulaci výroby a spotřeby elektřiny v reálném čase v globálním a místním měřítku, což je zajištěno obousměrnou komunikací mezi výrobními zdroji a spotřebiči.

1.2 Výhody technologie

Inteligentní sítě poskytují celopodniková řešení, která přinášejí dalekosáhlé výhody pro jejich koncové zákazníky. Přijetí technologií inteligentních sítí může přinést značné výhody v oblasti snížení kapitálových a provozních nákladů, lepší kvality elektrické energie, zvýšení spokojenosti zákazníků a pozitivního dopadu na životní prostředí. [2]

Technologie Smart Grid by měla být založená nikoli na principu lokálních řešení ale na principu integrovaných řešení, která by přinášela podnikům, provozovatelům a distributorům značné, měřitelné a udržitelné výhody pro zákazníky, ekonomiku a životní prostředí. [2]



Obr. 1: Výhody Smart Grid (Legenda: viz dále v textu) [2]

Operační výhody:

- otevřený systém, který dovolí efektivní kombinování elektrické energie z tradičních a alternativních zdrojů;^[3]
- autoregulace proti možným přetížením a výpadkům přeměrováním toků elektrické energie;
- monitorování a diagnostika technického a kapacitního stavu sítě;
- integrovaný systém optimalizuje využití potenciálního zatížení pro distributora;

Energetická efektivita:

- efektivnější nakládání s elektrickou energií, možnost optimalizace výroby a spotřeby elektrické energie za současné decentralizace výroby a obousměrné komunikace v síti;^[3]
- řízení stability sítě;
- uplatnění elektromobilů jako nového typu akumulční jednotky;
- otevřený systém, který dovolí efektivní kombinování elektrické energie z tradičních a alternativních zdrojů;^[3]

Uspokojení koncových zákazníků:

- zákazníci mají širší spektrum možnosti zmenšení nákladů na elektrickou energii;
- zákazník je motivován k tomu, aby s elektrickou energií zacházel efektivněji;
- prostředky pro komunikaci a monitorování umožní zákazníkům sledovat a regulovat průběh spotřeby, výroby a akumulace energie;

Životní prostředí:

- redukce emisí skleníkových plynů, zajištěná decentralizací výroby a následně nahrazením velkých fosilních zdrojů energie obnovitelnými zdroji;
- výsledkem efektivního zacházení s elektrickou energií bude redukce spotřeby energie;
- nový legislativní rámec od energetického regulačního úřadu, přicházející se zapojením Smart Grids do energetického sektoru, přinese změnu do koncepce ceny za energii. Základní cenu elektřiny by potom měla mít složka, určující rezervovaný příkon, což bude motivovat zákazníky ke zmenšení špičkového zatížení. Jedním z následků této změny je opět redukce spotřeby energie, především od velkých producentů;

1.3 Role obnovitelných zdrojů

Jedním z hlavních důvodů pro rozvoj Smart Grid je masivní nasazení obnovitelných zdrojů energie. Náhlé změny ve výrobě elektřiny z takových zdrojů mohou způsobit náráz elektrické energie v krátkodobém měřítku, což vyvolává nestabilitu v rozvodných sítích a může vést k výpadkům dodávky elektřiny koncovým zákazníkům.

K zamezení této tendence by měl posloužit daný koncept, který zajišťuje oboustrannou komunikaci spotřebičů, mikrozdrojů a akumulčních jednotek. Na základě přijímaných dat a předepsaných algoritmů bude nárázově vyrobená elektřina z obnovitelných zdrojů usměrněná tam, kde by elektrickému vedení nemohla uškodit.

1.4 Predikční systémy

Predikce spotřeby a výroby elektrické energie je nedílnou součástí konceptu Smart Grids. Krátkodobá a střednědobá predikce od půlhodinových až do týdenních úseků je v souvislosti s plánováním zajištění volných kapacit vedení distribučními společnostmi. Významné výhody by mohla přinést krátkodobá predikce jak spotřeby, tak i výroby elektřiny i z pohledu implementace net meteringu, kterému je věnována zvláštní část této práce.

Spotřeba a výroba je závislá na mnoha vnějších i vnitřních faktorech s dlouhodobějším či téměř okamžitým působením. Mezi ně patří meteorologické vlivy, pracovní a nepracovní dny, svátky, strukturální změny v daném regionu, ekonomická situace podniků apod. Pro predikci spotřeby na jeden den až několik dní dopředu hraje významnou úlohu venkovní teplota, její setrvačné působení a příslušný typ kalendářního dne. Dalšími faktory, které mohou ovlivnit spotřebu výrobu, jsou např. směr a síla větru, oblačnost, intenzita slunečního záření, podíl velkoodběratelů na celkové spotřebě a jejich struktura atd. Míra vlivu jednotlivých faktorů se v různých regionech může lišit. Například pražská aglomerace se značnou hustotou obyvatelstva na relativně malé ploše má zřetelně jiný charakter než oblast s větší rozlohou a geografickou členitostí. Při návrhu predikčních systémů je proto nutné individuálně vycházet z požadavků uživatele a systém navrhovat s možností adaptace na konkrétní podmínky v dané distribuční společnosti.^[4]

Skutečná predikce by potom byla zajištěna prostřednictvím inteligentních počítačových systému, schopných se učit na základě předchozích zkušeností sběru dat v daném regionu. Můžeme rozdělit takový systém na základní moduly potřebné k predikci spotřeby a výroby elektrické energie: moduly pro krátkodobou a střednědobou predikci a meteorologické moduly.

1.4.1 Používané metody pro predikci

Pro krátkodobou predikci mohou být implementované modely založené na Boxově-Jenkinsově metodologii, Kalmanových filtrech a umělých neuronových sítích v kombinaci s expertními a fuzzy přístupy. Pro delší predikční horizont se navíc používají adaptivní dekompoziční modely, rozkládající celý signál na snadno predikovatelné komponenty.^[4]

„Ne každý model lze v dané situaci použít. Vhodnost modelu je dána např. typem predikce, která je realizována – velmi krátkodobá, krátkodobá, střednědobá nebo dlouhodobá. Dále je třeba vzít v úvahu charakter spotřeby v daném regionu – mění-li se hodnota teplotního gradientu, není vyhovující používat stacionární lineární modely. Je vhodné použít adaptivní nelineární model, který okamžitě zaznamená změnu teploty a odpovídajícím způsobem i změnu ve spotřebě. Zároveň pravděpodobně není možné vytvořit jediný univerzální model, který bude predikovat spotřebu v Praze, v severních Čechách i na jižní Moravě lépe než tři různé modely individuálně vytvořené pro tyto regiony.“^[4]

Výstupní data z takového systému by také mohla posloužit pro optimalizaci procesu spotřeby, výroby a akumulace energie zákazníky a také se podílet na vytvoření pravděpodobnostních modelů zatížení sítě, což by v jisté míře posloužilo distributorům v řízení rizik případného přetížení.

1.5 Smart meters

1.5.1 Definice

Chytrý měřič je elektrický přístroj, který je schopen sběru a ukládání dat o spotřebě, výrobě a akumulaci energie v intervalech menších než hodinových a tuto informaci sdílí prostřednictvím denní komunikace s centrální sběrnici.^[5]

1.5.2 Potenciál využití

Začlenění chytrých měřičů elektrické energie s sebou přináší problém monitorování a ovládání prvků jednotlivých uzlů tohoto systému. Na vědomí přichází známý a spolehlivý systém SCADA, který se pro tento účel hodí jak na lokální úrovni rozvodny, tak i na úrovni regionální, umožňujíc monitorování souhrnného systému prací DTS a rozvodny.

Stále ale při tom zůstává ohromný nevyužitý potenciál, který nám tato technologie přináší. Při úspěšném zajištění zpětné vazby od celého systému, by mohl uživatel v reálném čase dostávat data o zacházení s elektrickou energií, nalézat úseky největšího energetického zatížení a kontrolovat svou spotřebu, výrobu a akumulaci elektrické energie. Taková technologie by umožnila uživatelům provést optimalizaci nakládání s elektrinou.

1.5.3 Automated Controlling of Smart meters

Jedním z nedávno navržených řešení je projekt „Automatická kontrola Smart Meters“, který umožňuje dálkovou kontrolu a monitorování chytrých měřičů. To eliminuje potřebu manuálního čtení údajů z měřičů a provádí výpočet spotřeby jednotlivých spotřebitelů.^[6] Také, vzhledem k různým tarifním pásmům, je spotřebitel schopen na základě těchto údajů detekovat a snižovat spotřebu energie v období špičkového zatížení. Mimo jiné, existuje možnost nastavení hodnot pro napěťové a proudové přetížení, při jejichž dosažení bude uživatel informován, anebo budou zajištěna potřebná opatření vzhledem k přání samotného uživatele.

1.6 Komunikace

1.6.1 Průmyslové komunikační standardy

Komunikace mezi jednotlivými prvky sítě, které bývají zakončené v nadřazené jednotce, je zajištěna průmyslovými komunikačními standardy. Častým případem je nenáročný přenos informace z čidel do počítače, která se sdílí na bázi sériové linky.^[7] Počítač přijímá signály, dekodované mikroprocesorem řízeným RTU z fyzikálních objektů do distribučního systému řízení nebo popřípadě do dispečerského systému SCADA. Prvky distribuční sítě jsou pak těmito soustavami řízené prostřednictvím analýzy sebraných dat.

Jako komunikační protokol se pak často uplatňuje MODBUS (obr.2), který je využíván zejména na úrovni sítí nízkého napětí, například pro řízení motorů. Přestože protokol MODBUS není schopen odesílat informace o typu dat ale jenom data samotná, je možné potřebnou informaci vhodně zakódovat. Jako fyzickou vrstvu je pak vhodné použít sériovou linku RS-485 s linkovou vrstvou Master/Slave, nebo Ethernet s relační vrstvou MODBUS/TCP. Ostatní

možností, jako je například sériová linka RS-232, je nevhodná zejména kvůli své omezené délce.

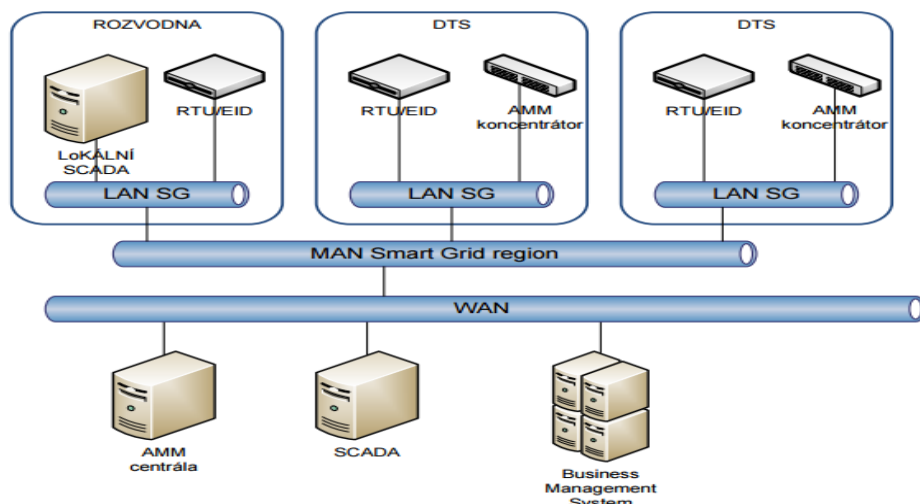


Obr. 2: MODBUS [7]

Jednou z možností zlepšení a zefektivnění služeb by pak mohlo být využití rozšiřujících GPRS modulů. Pomocí těchto modulů by uživatelé mohli dostávat zprávy o stavu zařízení na svůj e-mail anebo také SMS na mobilní telefony. Navíc, prostřednictvím SMS, zákazník bude schopen posílat příkazy do své domácnosti.

1.6.2 Komunikační infrastruktura

Realizace konceptu Smart Grids na území České Republiky je ovlivněna především způsoby řízení distribuční sítě, provedením a provozem. Pro sadu požadavků, kladených na distribuční síť, musí existovat odpovídající komunikační technologie. Každý prvek energetické soustavy bude požadovat omezení na minimální propustnost, úroveň spolehlivosti a maximální přípustnou latenci. Kde propustností rozumíme rychlost přenesení dat, latencí – čas na odeslání zprávy a spolehlivostí – odolnost vůči rušením. Vzhledem k ekonomicko-technologickým požadavkům bude potom navržena odpovídající technologie. Na obrázku 3 je uspořádání fyzické komunikační infrastruktury pro Smart Grid region a napojení na centrální systémy a páteřní síť.^[7]



Obr. 3: Komunikační infrastruktura [7]

2) NAP SG od Ministerstva obchodu a průmyslu

2.1 Předmluva

Motivací ke zmínění a rozboru národního akčního plánu od Ministerstva obchodu a průmyslu v této práci je hlubší poznání jak současné situace v energetickém sektoru, tak i budoucího scénáře rozvoje systému Smart Grids na území České Republiky.

Po důkladné analýze nejpravděpodobnějších scénářů rozvoje distribuované výroby, prostředí a podmínek pro realizaci Smart Grids a klíčových faktorů daného řešení bude následná studie nasazení prvků tohoto systému do rodinného domu z ekonomického a technického hlediska v souladu s budoucím rozvojem.

2.2 Předpokládaný vývoj energetického sektoru

Obecně, můžeme rozdělit předpokládaný vývoj energetického sektoru v České Republice do čtyř časových úseků:

2.2.1 Období do roku 2019:

V tomto období budou zpřísněny emisní limity znečišťujících látek ze spalovacích zdrojů. Pomocí takových prostředků, jako Smart Grids a Smart Meters vznikne prostor pro širší účast spotřebitelů a bude zajištěna technologie pro evidenci a ochranu osobních údajů z chytrých měřičů. Pro realizaci Smart Grids se předpokládá podpora nad rámec běžného rozvoje v oblasti připojování decentralizované výroby, zajištění potřebných vlastností sítě, chránění, řídicí a automatizační techniky, připojování elektromobility a inteligentních měřicích systémů včetně komunikace. Všechna odběrná místa budou evidována v informačním systému operátora trhu. Očekává se zavedení systému “zjednodušeného připojování” mikrozdrojů a vytvoření legislativních a technických podmínek pro jejich provoz za účelem pokrytí vlastní spotřeby bez nutnosti vlastnit příslušnou licenci. Za úhradu vícenákladů budou zákazníkům poskytnuty chytré měřiče, komunikující přes GPRS. ^[1]

2.2.2 Období od roku 2020 do roku 2024:

V tomto časovém úseku se očekává zahájení nasazování nezbytných technologií pro realizaci Smart Grids chytrých měřičů, rozvoj akumulčních jednotek pro potřebu akumulace elektrické energie z periodických zdrojů. V rámci rozvoje a obnovy distribuční soustavy na úrovni nízkého napětí budou zavedené automatizační prvky. Plánuje se také podstatné rozšiřování elektromobility a pasivních budov pro snižování energetických nároků. Pro motivaci k optimalizaci chování zákazníků budou zkracovány intervaly pro zúčtování odchylek. ^[1]

2.2.3 Období od roku 2025 do roku 2029:

V tomto přechodovém období pro energetiku dosáhne instalovaný výkon distribuované výroby takové hodnoty, že implementace Smart Grids již bude nezbytná. Můžeme očekávat, že implementace chytrých měřičů bude dokončena. S velkou pravděpodobností budou přirozeně a v podstatné míře klesat ceny na výrobní a akumulační zdroje. Podpora fotovoltaických zdrojů bude vyplácena až do konce období, dále bude objem podpor od státu klesat. Organizace trhu s elektřinou bude přizpůsobena změnou formy platby za kapacitu. Postupné rozšiřování akumulace povede k zavedení zcela nového typu služby v elektroenergetice, postaveného na čistě tržní bázi bez cenové regulace. Standartní posílení sítě vyvolané zvýšenými nároky na distribuční síť kvůli stále rostoucímu počtu elektromobilů bude doplněno o systém řízení nabíjecího výkonu.^[1]

2.2.4 Období od roku 2030 do roku 2040:

Rozšířené využívání Smart Grids se v tomto období stane nezbytným pro provoz energetického systému a stávající model trhu bude zcela změněn. Bude naimplementován nový dynamický tarifní systém, kde velikost výroby z fotovoltaických a větrných zdrojů bude vystupovat v roli indikátoru ceny elektřiny. Očekává se decentralizace výroby a dodávky tepla. Pro bilancování soustavy bude nutné využívat spotřební stranu. Pro plné využití kapacit z intermitentních zdrojů bude nezbytné využití akumulátorů.^[1]

2.2.5 Shrnutí

V souvislosti se scénářem rozvoje systému Smart Grids na území České republiky můžeme tvrdit, že v budoucnu nás čeká vznik prostoru pro širší účast spotřebitelů. Zavedení systému zjednodušeného připojování mikrozdrojů, stálé podpory fotovoltaických zdrojů a přirozené zlevnění výrobních a akumulačních zdrojů vytvoří příznivé podmínky pro nasazení prvků decentralizované výroby. Předpokládá se decentralizace výroby tepla a s tím související rozšiřování pasivních budov. Očekávají se i změny ve službách a způsobech zúčtování: zkracování intervalů pro zúčtování odchylek a následný přechod k dynamickému tarifnímu systému, řízení nabíjecího výkonu v souvislosti s rostoucím počtem elektromobilů a změna formy platby za kapacitu.

2.3 Popis prostředí a podmínek pro cílové řešení SG v ČR

2.3.1 Podmínky pro řešení Smart Grids

Na energetický sektor jsou kladeny požadavky spojené s bezpečností, dostupností a spolehlivostí dodávek elektrické energie a tepla, a to s dodržováním podmínek pro ochranu životního prostředí. Jako řešení se navrhuje technologie Smart Grids, která má za cíl integrovat požadavky, chování a činnosti uživatelů sítě.^[1]

Zvyšují se nároky, spojené s automatizační a měřicí technikou, ochranou a říditelností soustavy. To je především důsledkem předpokládaného rozvoje mikrozdrojů včetně

obnovitelných a kogeneračních jednotek, rozvojem technologie pro akumulaci a rozšířením elektromobilů.

Každé řešení Smart Grids musí splňovat podmínky ekonomické oprávněnosti a zároveň i technické realizovatelnosti pro udržení konkurenceschopnosti České Republiky na evropském trhu.

Jedním z nezbytných požadavků je také zajištění kybernetické bezpečnosti a ochrany osobních údajů. Informace pro uživatele sítě by pro jejich rozhodování měly být poskytovány v plném rozsahu a v čas.

2.3.1 Současné prostředí a budoucí rozvoj situace

V současnosti je Česká Republika v oblasti elektroenergetiky charakteristická svou exportní pozicí, což se ale může v budoucnu kvůli některým trendům změnit. Předpokládá se mírný růst anebo stagnace na straně spotřeby. Postupné rozšíření distribuované výroby elektrické energie nemůže svým potenciálem nahradit stávající výrobu konvenčních zdrojů v plné výši, což může vyvolat určité problémy z hlediska příspěvku do bilance České Republiky za předpokladu současného útlumu výroby z uhlí a snižováním výroby z jaderných elektráren.^[1]

Očekává se, že v budoucnu alternativní paliva zaujmou významnější pozici v oblasti teplárenství. Zmenší se jednotkový výkon výroby tepla, což by znamenalo částečnou anebo úplnou decentralizaci výroby tepla.^[1]

Nelze dopustit scénáře, kdyby nově nastavené tarify a finanční podpory vyvolaly zvýhodnění některých účastníků trhu. Proto musí být postaven legislativní rámec a model trhu tak, aby vytvořili nediskriminační prostředí.

Na základě dnešních poznatků existuje jasná představa dalšího vývoje. „*Propracovaná představa využití SG v oblasti obchodu s elektřinou (obecně i s jinými druhy energií) a obchodu se službami musí být součástí nových pravidel trhu s elektřinou a tarifních systémů.*“^[1]

2.4 Bilance ES ČR a klíčové faktory mající vliv na bilanci

Při zpracování dané problematiky se vycházelo z výsledku dokumentu ASEK verze 2013.

2.4.1 Oblast spotřeby

Byly zpracovány dva scénáře nízký (S1 a S3) a referenční (S2 a S4).

Vybrané scénáře tuzemské netto spotřeby [GWh]

	2012	2013	2014	2020	2030	2040	2050	2060
Nízký	58 656	58 195	58 282	61 188	64 710	65 985	66 943	67 851
Referenční	58 656	58 429	58 762	63 310	70 156	74 253	77 445	80 192

Tab. 1: Scénáře spotřeby [1]

2.4.2 Oblast výroby

Byly zpracovány dvě verze výrobního mixu odpovídající dokumentu ASEK 2013, které se liší pouze v oblasti jaderné energetiky. Verze S1 a S2 uvažuje v celém období do roku 2040 s provozem dvou JE (modelově náhrada dožitá JE Dukovany novou JE Temelín 3, 4). Verze S3 a S4 po dožití a odstavení JE Dukovany (modelově uvažováno v r. 2027) do roku 2040 provoz pouze jedné JE Temelín 1, 2. ^[1]

V rámci vývoje zdrojové základny OZE byl v rámci projektu NAP SG řešen i rozvoj kogeneračních jednotek.

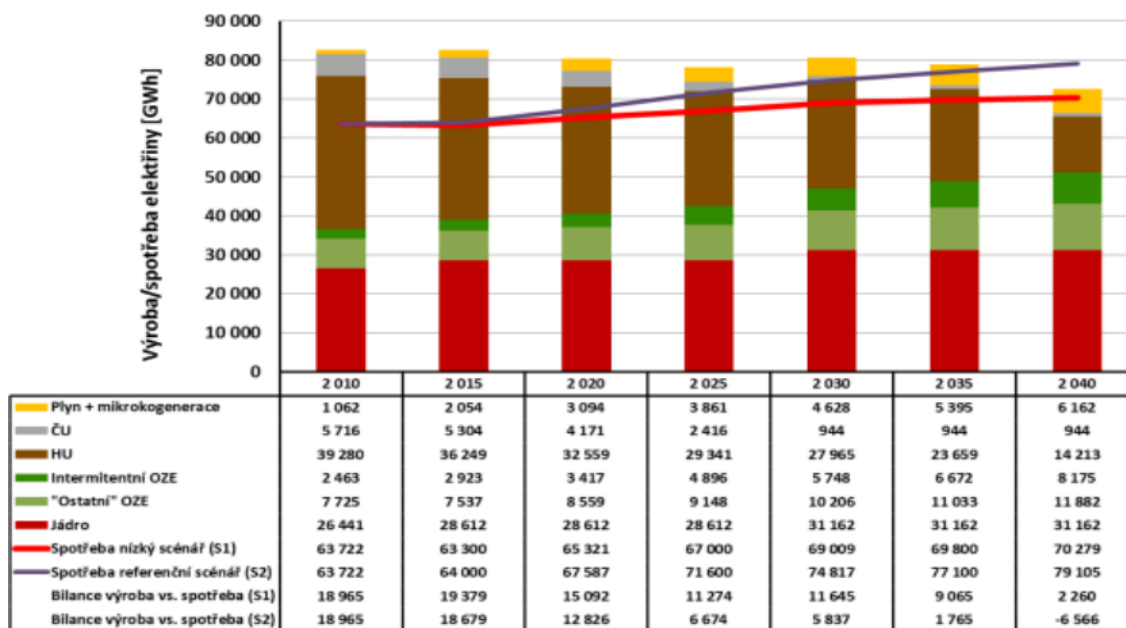
Předpokládaný vývoj KGJ

Položka	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrický výkon [MW]	4	61	303	455	607	759	910
Výroba elektřiny [GWh]	14	243	1 213	1 820	2 427	3 034	3 640

Tab. 2: Předpokládaný vývoj KGJ [1]

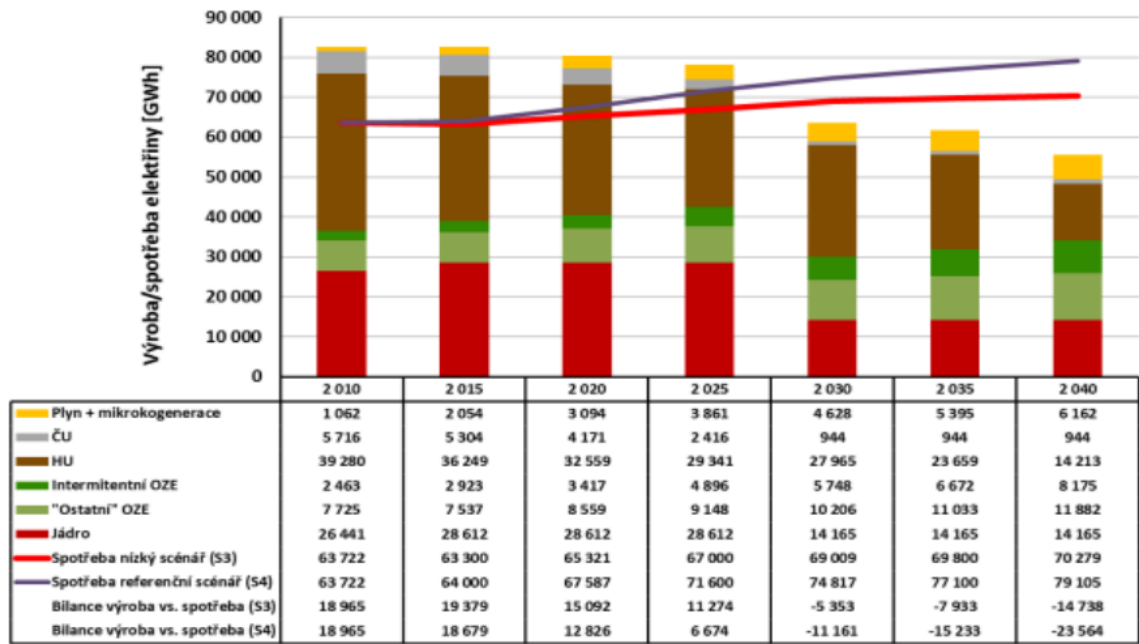
2.4.3 Výsledky

Předpokládaná výroba a spotřeba ve scénářích S1 a S2



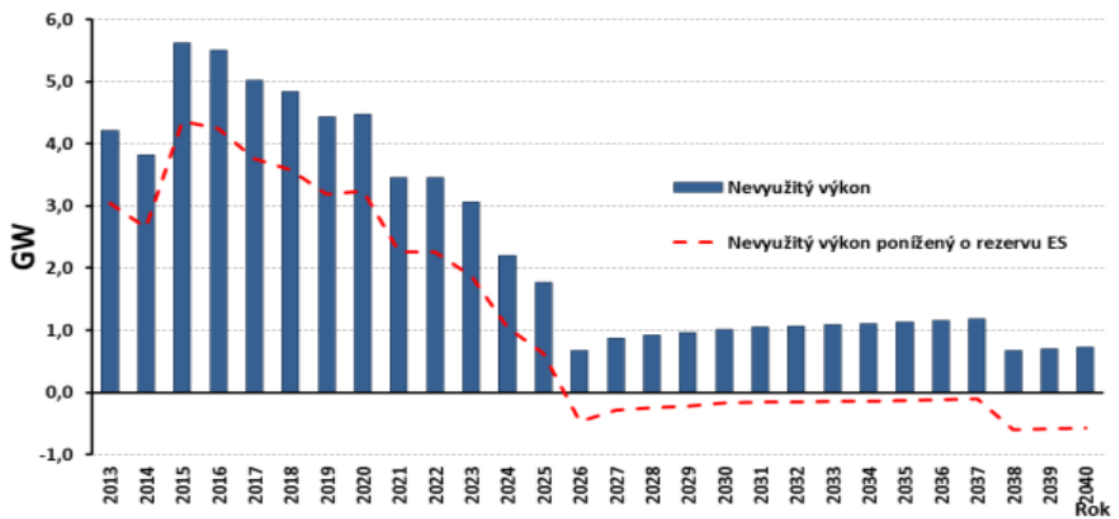
Graf 1: Předpokládaná výroba a spotřeba ve scénářích S1 a S2. [1]

Předpokládaná výroba a spotřeba ve scénářích S3 a S4



Graf 2: Předpokládaná výroba a spotřeba ve scénářích S3 a S4. [1]

Nevyužitý výkon S1 a S2



Graf 3: Nevyužitý výkon ve scénářích S1 a S2. [1]

Nevyužitý výkon S3 a S4



Graf 4: Nevyužitý výkon ve scénářích S3 a S4. [1]

2.4.4 Závěry ke scénářům S1 a S2

Z hlediska bilance výroby a spotřeby elektrické energie je po celém období udržována přibližná rovnováha. Referenční scénář, uvažující vyšší spotřebu ukazuje na nedostatečnost výrobních kapacit z nově plánovaných konvenčních zdrojů v souvislosti s útlumem kondenzační výroby z hnědého uhlí.

2.4.5 Závěry ke scénářům S3 a S4

Z hlediska bilance výroby a spotřeby elektrické energie není po celém období udržována bilance, toto riziko je nutné řešit v předstihu, a to buď za pomoci výstavby nových elektráren, masivnější výstavbou obnovitelných zdrojů anebo částečným dovozem elektrické energie ze zahraničí. Řešení o zpřístupnění těžby hnědého uhlí nepřipadá v souvislosti se zpřísněním emisních podmínek za zcela reálné.

2.4.6 Shrnutí

Je patrné, že z hlediska uvažovaného instalovaného výkonu z obnovitelných a kogeneračních zdrojů je nezbytné definovat podmínky pro udržení bezpečného a rovnovážného provozu elektrizační soustavy České Republiky.

Struktura výrobních kapacit se změní, a proto je potřeba nastavit řízení elektrizační soustavy s ohledem na nové charakteristiky výrobních zdrojů.

3) Teoretický popis zařízení v rodinném domě z pohledu spotřeby, výroby a akumulace energie

Pro teoretický popis zařízení v rodinném domě je potřeba vybrat referenční dům. Zvolení parametrů tohoto domu bude vyplývat z vyhlášky o energetické náročnosti budov (Předpis č. 78/2013 Sb.), která kromě jiného stanovuje referenční hodnotu průměrného součinitele prostupu tepla budovy.

3.1 Výpočet energetických potřeb referenčního domu

Výpočet potřebného tepla pro vytápění a ohřev teplé vody bude nejprve proveden ručním výpočtem, a následně ověřen programem (viz zdroje [8]).

3.1.1 "Ruční výpočet"

Nejprve je nutné provést výpočet celkových tepelných ztrát Q_c (viz rovnice (1))

$$Q_c = Q_p + Q_v \quad [W] \quad (1)$$

K výpočtu jsou potřebné:

- tepelná ztráta postupem konstrukcí Q_p (viz rovnice (2))

$$Q_p = U_{em} * S_{ev} * (t_{in} - t_{out}) \quad [W] \quad (2)$$

- celkové ztráty větráním Q_v (viz rovnice (3))

$$Q_v = c * n * \frac{V}{3600} \quad [W] \quad (3)$$

Výsledná rovnice (4) je potom:

$$Q_c = U_{em} * S_{ev} * (t_{in} - t_{out}) + c * n * \frac{V}{3600} \quad [W] \quad (4)$$

Vyhláška o energetické náročnosti budov podle výše zmíněného předpisu stanovuje referenční hodnotu průměrného součinitele prostupu tepla budovy $U_{em} = 0,5 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, která odpovídá třídě „C“, je to tedy maximální hodnota, kterou nesmějí nově postavené budovy na území České republiky překročit. Pro referenční byt se bude dále počítat s touto hodnotou. Celková energeticky vztažná plocha (zákon č. 406/2000 Sb. o hospodaření energií: „*celkovou energeticky vztažnou plochou je vnější půdorysná plocha všech prostorů s upravovaným vnitřním prostředím v celé budově, vymezená vnějšími povrchy konstrukcí obálky budovy*“) je odhadnuta na hodnotu $S_{ev} = 250 \text{ m}^2$, při uvažované velikosti podlažní plochy $S_p = 200 \text{ m}^2$. Jako lokalita byla zvolena Praha, pro kterou venkovní výpočtová teplota odpovídá $t_{out} = -12^\circ\text{C}$. Teplota interiéru je zvolena jako $t_{in} = 20^\circ\text{C}$. Měrné teplo $c = 1250 \text{ J}/(\text{m}^3 \cdot \text{K})$. Vytápěný a hlavně

větraný objem budovy je vypočten s uvažováním výšky 2,7 m, a je roven $V = 540 \text{ m}^3$. Celkové tepelné ztráty se pak dle rovnice (4) rovnají $Q_c = 7 \text{ kW}$.

Potřebné teplo pro vytápění na rok se vypočítá pomocí následující rovnice:

$$Q_{vyt} = \varepsilon * \frac{24 * Q_c * d * (t_{in} - t_{es})}{(t_{in} - t_e)} * 3,6 * 10^3 \text{ [GJ]} \quad (5)$$

Pro opravný součinitel se obvykle v případě rodinného domu uvádí hodnota $\varepsilon = 0.67$. Délka topného období pro Prahu je $d = 216$ dnů, průměrná teplota během tohoto období je $t_{es} = 4^\circ\text{C}$, venkovní výpočtová teplota $t_e = -12^\circ\text{C}$. Dosažením všech hodnot do rovnice (5) je získána roční potřebná energie na vytápění $Q_{vyt} = 43,8 \text{ GJ}$ anebo $Q_{vyt} = 12,2 \text{ MWh}$.

Potřebné teplo pro ohřev teplé vody se vypočítá dle následující rovnice:

$$Q_{tv} = Q_d * d + 0,8 * Q_d * \frac{t_2 - t_{sl}}{t_2 - t_{sz}} * (N - d) \text{ [Wh]} \quad (6)$$

Nejprve je potřeba vypočítat denní potřebu tepla pro ohřev vody (viz. rovnice (7)), nezbytnou pro řešení rovnice 6.

$$Q_d = (1 + z) * \frac{\rho * c * V * (t_2 - t_1)}{3600} \text{ [Wh]} \quad (7)$$

Koeficient energetických ztrát systému pro nově postavené budovy je stanoven na maximální hodnotu $z = 0,5$, se kterou se nadále bude počítat. Měrná hmotnost a měrná tepelná kapacita vody jsou podle tabulkových hodnot příslušně $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ a $c = 4186 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$. Počítá se s teplotou ohřáté vody $t_2 = 55^\circ\text{C}$ a teplotou studené vody $t_1 = 10^\circ\text{C}$. Pro určení celkové potřeby tepla vody pro domácnost se vychází z toho, že v referenčním rodinném domě bydlí rodina v počtu čtyř osob s denní potřebou 50 litrů teplé vody, což se pak pro celou rodinu rovná výslednému dennímu objemu vody potřebnému k ohřátí $V = 0,2 \text{ m}^3$. Po dosažení do rovnice (7) je denní potřeba tepla pro ohřátí vody vypočítána na hodnotu $Q_d = 15,7 \text{ kWh}$.

Je dále uvažována teplota studené vody v létě $t_{sl} = 15^\circ\text{C}$ a zimě $t_{sz} = 15^\circ\text{C}$. Počítá se s nepřetržitým provozem soustavy, a proto $N = 365$ dny. Dosažením všech hodnot do rovnice (6) bylo spočítáno, že na ohřátí tepla vody je ročně potřeba přibližně $Q_{tv} = 4,9 \text{ MWh}$ anebo $Q_{tv} = 17,6 \text{ GJ}$.

Celkově, po sečtení výsledků rovnic (5) a (6), bylo zjištěno, že roční potřeba energie na vytápění a ohřev vody je $Q_{cel} = 17 \text{ MWh}$ anebo $Q_{cel} = 61,4 \text{ GJ}$.

3.1.2 Výpočet pomocí programu[8]

Pro výpočet je tentokrát potřeba zadat hodnoty dle obrázků (4), (5) a (6):

Celková tepelná ztráta	7	kW	?
Typ provozu objektu	rodina s dětmi		
Podlahová plocha A	200	m ²	?
Objem budovy V	540	m ³	?
Intenzita výměny vzduchu n	0.5	h ⁻¹	?

Obr. 4: Charakteristika domu a jeho využití [8]

Počet osob n	4	?
Množství ohřívání vody	50	l/os.den
Počet dnů přípravy teplé vody N	365	?
teplá voda ohřívána energií na vytápění		
<input type="checkbox"/> Používá se solární předehřev		
Úspora tepla (solární podíl) f	40	%

Obr. 5: Příprava teplé vody [8]

Klimatická oblast	Praha (Karlov)	?
Venkovní výpočtová teplota t_e	-12	°C
Průměrná venkovní teplota t_{es}	4.0	°C
Délka otopného období d	216	dny

Obr. 6: Lokalita domu a klimatické podmínky [8]

Výsledek roční potřeby energie na vytápění a teplou vodu tentokrát činí 16,8 MWh, což má odchylku 1% od hodnoty, vypočtené ručně, proto lze program považovat za spolehlivý výpočetní prostředek.

3.2 Porovnání různých způsobů vytápění

3.2.1 Porovnání ročních nákladů na elektřinu při různých způsobech vytápění

Na provedení porovnání ročních nákladů na elektrickou energii z pohledu zavedení různých způsobů vytápění bylo využito již zmíněného programu, jelikož prokázal svou spolehlivost v předchozích krocích.

Nejprve byly zadány hodnoty příkonu a průměrné doby denního využití ostatních spotřebičů:

Vaření ?	Příkon [W]	Doba provozu [h/den]	Roční spotřeba [kWh]	Započítat do tepelného zisku	Tepelný zisk [kWh]
<input checked="" type="checkbox"/> Elektrický sporák	2000	1	730	<input type="checkbox"/>	-
<input checked="" type="checkbox"/> Elektrická trouba	2000	0.5	365	<input type="checkbox"/>	-
<input checked="" type="checkbox"/> Rychlovarná konvice	2000	0.25	183	<input type="checkbox"/>	-
<input checked="" type="checkbox"/> Mikrovlnná trouba	600	0.3	66	<input type="checkbox"/>	-
<input checked="" type="checkbox"/> Kombinovaná chladnička	120	6	263	<input type="checkbox"/>	-
<input type="checkbox"/> Chladnička	120	5	-	<input type="checkbox"/>	-
<input type="checkbox"/> Mraznička			-	<input type="checkbox"/>	-
<input checked="" type="checkbox"/> Myčka nádobí	650	1.5	356	<input type="checkbox"/>	-
<input type="checkbox"/> Rekuperace vzduchu ?	25	24	-	<input type="checkbox"/>	-

Obr. 7: Spotřebiče v kuchyni [8]

Domácnost ?	Příkon [W]	Doba provozu [h/den]	Roční spotřeba [kWh]	Započítat do tepelného zisku	Tepelný zisk [kWh]
<input checked="" type="checkbox"/> Pračka	600	1.5	329	<input checked="" type="checkbox"/>	156
<input checked="" type="checkbox"/> Sušička prádla	750	2	548	<input checked="" type="checkbox"/>	259
<input checked="" type="checkbox"/> Žehlička	2000	0.25	183	<input checked="" type="checkbox"/>	86
<input checked="" type="checkbox"/> Osvětlení 1	26	8	76	<input checked="" type="checkbox"/>	36
<input checked="" type="checkbox"/> Osvětlení 2	26	8	76	<input checked="" type="checkbox"/>	36
<input checked="" type="checkbox"/> Osvětlení 3	26	8	76	<input checked="" type="checkbox"/>	36
<input checked="" type="checkbox"/> Osvětlení 4	13	5	24	<input checked="" type="checkbox"/>	11
<input checked="" type="checkbox"/> Osvětlení 5	12	5	22	<input checked="" type="checkbox"/>	10

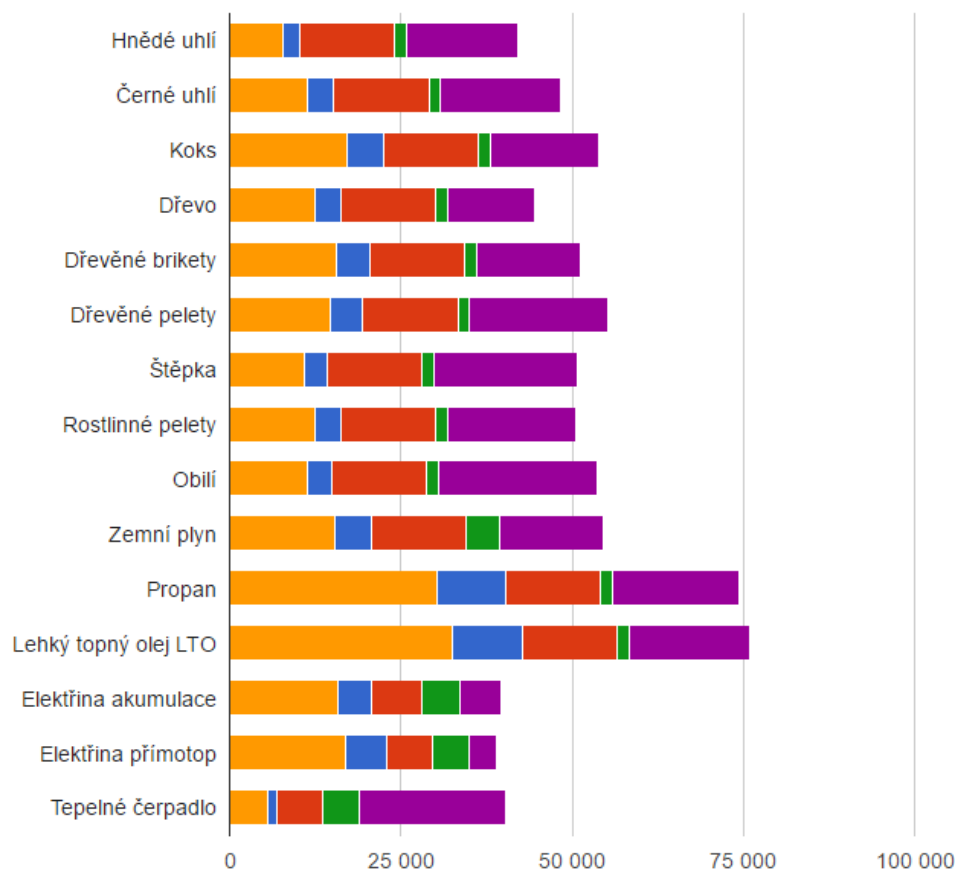
Obr. 8: Spotřebiče v domácnosti[8]

Zábava ?	Příkon [W]	Doba provozu [h/den]	Roční spotřeba [kWh]	Započítat do tepelného zisku	Tepelný zisk [kWh]
<input checked="" type="checkbox"/> TV	70	4	102	<input checked="" type="checkbox"/>	48
<input checked="" type="checkbox"/> PC (osobní počítač)	320	6	701	<input checked="" type="checkbox"/>	332
<input checked="" type="checkbox"/> Internet (běh modemů, routerů)	10	24	88	<input checked="" type="checkbox"/>	41

Obr. 9: Spotřebiče pro zábavu[8]

Výsledek pro porovnání nákladů je znázorněn v grafu (5). Na vodorovné ose označená hodnota nákladů v Kč.

Potřeba energie na vytápění a teplou vodu 16 153 kWh/rok, spotřeba elektrické energie pro ostatní spotřebiče 4 184 kWh/rok



Graf 5: Porovnání nákladů na spotřebu. [8]

3.2.2 Analýza způsobů vytápění z pohledu hospodárnosti

Z výsledků provedeného porovnání ročních nákladů na elektřinu při různých způsobech topení plyne, že nejhospodárnějšími řešeními jsou akumulční kamna, elektrické přímotopy a tepelné čerpadlo, kdy roční náklady na spotřebu s uvažováním investičních a paušálních nákladů činí částku okolo 40 000 Kč. Je také patrné, že ve všech třech případech došlo k výraznému snížení nákladů na provoz ostatních elektrických spotřebičů, což bylo způsobeno tím, že při zavedení těchto řešení se nabízejí výhodnější tarify, než ten, který byl uvažován pro ostatní způsoby, kde v roli distributora vystupuje společnost PRE s tarifem D02d, jističem 3X20A a cenou za kWh během vysokého tarifu 3,3 Kč.

Akumulační kamna

Akumulační kamna jsou zvláštní typ topného zařízení, které akumuluje teplo, a pak dlouho teplo vydává. Na jednu stranu, jsou zřejmé výhody daného zařízení. Dokáže totiž akumulovat teplo v době nízkého tarifu elektřiny, tím je dosaženo významného snížení nákladů na elektrickou energii. Na druhou stranu, pořizovací náklady jsou poměrně vysoké, a při volbě kvalitnějšího zařízení mohou činit i vyšší částky, než byly zvolené. Problém také nastává v rámci

nedokonalé regulace a zvláštních požadavků na instalaci, které by mohly nevyhovovat zákazníkům.

Elektrické přímotopy

Nejvýhodnějším řešením se zdají být elektrické podlahové plochy, které byly zvolené v rámci elektrických přímotopů. Toto řešení nepožaduje velké náklady na pořízení a údržbu, a neklade zvýšené nároky na instalaci a provoz. Jsou zároveň velice dobře regulovatelné a úsporné.

Tepelné čerpadlo

Tepelné čerpadlo je jistě nejúčinnějším zařízením ze všech zmíněných, které dokáže díky využití termodynamické rovnováhy mezi zemí a místem odběru tepla dodávat větší energii na výstupu, než do zařízení bylo dodáno. Tento fakt dovoluje dosáhnout nejmenších nákladů na energii. Nicméně, extrémně vysoká pořizovací cena je jistou nevýhodou tohoto zařízení, a mohli bychom uvažovat o tomto řešení spíše při výších energetických nárocích.

3.3 Nasazení výrobních a akumulčních prvků do rodinného domu

V případě rodinného domu, s ohledem na budoucí nasazení prvků Smart Grids, je zřejmé, že instalace mikrogeneračních prvků do domácnosti přinese v kombinaci s akumulčními prvky jisté výhody. Po změně tarifního systému na stráně distributora, kdy větší poměr za cenu elektřiny začne činit velikost ceny za jistič, bude nasazení mikrogeneračních a akumulčních prvků nezbytné pro hospodárny provoz domu. Kromě toho, v případě zavedení dynamického systému zúčtování pomůže tato instalace v plné míře využít potenciál prvků Smart Grids, a to tím, že se přizpůsobí rychle-měničimu trhu.

3.3.1 Typy mikrogeneračních prvků

V souvislosti se zavedením zjednodušeného připojování a finanční podporou mikrogeneračních zdrojů státem vzniká širší perspektiva pro výběr z těchto prvků.

Solární panely

Fotovoltaické panely mohou být účinným řešením pro pokrytí energetických potřeb rodinného domu. Jejich materiály jsou recyklovatelné a výroba elektřiny je čistá. Jsou bezpečné a velice spolehlivé. Doba životnosti obvykle činí 25 let. Pokles účinnosti je po dobu 20 let mírný. Musí se ale při rozhodování dbát na to, je-li množství intenzity slunečního svitu ve vybrané lokalitě vystačující pro návrat vložených investic.

Větrné mikroelektrárny

Dalším zajímavým řešením mohou být větrné mikroelektrárny. Mají exponenciální nárůst elektrické energie v závislosti na rychlosti větru, a proto by, v některých lokalitách mohly pokryt energetické nároky zcela bez problémů a zajistit nízkou pořizovací cenu

v porovnání s výrobními kapacitami. Výroba elektrické energie z takových zdrojů je také čistá. Nemůžou ale zajistit zcela spolehlivou dodávku elektrické energie.

Kogenerační jednotky

Kogenerační jednotky, na rozdíl od výše zmíněných mikrogeneračních prvků, jsou schopné vytvářet i tepelnou energii. Tato skutečnost dovoluje za určitých okolností docílit zmenšení nákladů na topení a ohřev vody. Jistou výhodou tohoto zdroje energie je flexibilita a spolehlivost. Dokáže vyrábět elektřinu tehdy, kdy je to potřeba.

3.3.2 Akumulační baterie a nové technologie

Akumulační baterie jsou jistě nezbytnou součástí domácnosti, která je zapojena do Smart Grids. Dovolují nejenom posunutí nevyužitého výkonu z mikrogeneračních zdrojů, ale také i stabilizaci sítě vykrytím špiček spotřeby, což při výše uvedené změně tarifního systému dovolí snížit náklady na spotřebu. Hlavním problémem současných akumulačních baterií je především velká pořizovací cena.

Tesla Powerwall

Společnost Tesla nedávno uvedla na trh svou novou baterii Tesla Powerwall, která díky použití společného střídače pro fotovoltaické panely a akumulátor dosahuje vyšší účinnosti při relativně nízké ceně. Zároveň má také malé rozměry, hmotnost a dovoluje monitorování.

HE3DA

Revoluční baterie od společnosti HE3DA byla nedávno prezentována veřejnosti. Tato baterie má velmi vysoký výkon, vybíjecí a nabíjecí proudy mají 10 krát vyšší hodnotu než u běžných typů. Díky malému ohřátí při zkratovém vybíjení a velké mechanické odolnosti jsou také zároveň velice bezpečné. Hlavní výhodou je ale předpokládaná cena na výrobek, která je po uvedení do výroby odhadnuta na poloviční hodnotu běžných baterií.

3.3.3 Elektromobilita

Rozvoj elektromobility je nedílnou součástí realizace technologie Smart Grids. Kromě zřejmých výhod používání elektromobilů v oblasti snížení emisí, vystupují také v roli stabilizačního prvku elektrizační soustavy. Toho se dosahuje tím, že elektromobil je využíván jako akumulátor pro zásobování elektrické energie během nízkého tarifu, čímž se vyrovnává spotřeba elektřiny a vykrývají se špičky.

Majitel rodinného domu v případě pořízení elektromobilu šetří na nákladech na palivo a také zmenšuje náklady na spotřebu elektrické energie tím, že část elektřiny, které využije v době vysokého tarifu, nakoupí během nízkého tarifu.

4) Ekonomické zhodnocení nasazení prvků Smart Grids v rodinném domě

Pokračující sběr dat, jejich zpracování a následná analýza poslouží k výslednému posouzení ekonomické efektivity nasazení prvků SG v rodinném domě pro koncového zákazníka. Pečlivý a odůvodněný výběr metody pro takové posouzení je stěžejní.

V této práci bude použita metoda rozdílového NPV. ve chvíli psaní tohoto dokumentu není možné spolehlivě odhadnout, jakou počáteční investici je potřeba uhradit pro zapojení prvků SG, proto konečný výsledek každé z variant (viz následující paragraf) bude počítat maximální počáteční investici, kterou je možné zaplatit, aby NPV na konci vybraného období bylo nulové. Jelikož se jedná o porovnání chytrého řízení s manuálním (při stejném vybavení), je rozumné použít právě takovouto metodu posouzení.

4.1 Výběr počátečních podmínek

4.1.1 Určení tarifních sazeb

Hned v úvodním zvážení je potřeba si uvědomit, že pro spolehlivé posouzení ekonomické efektivity takového řešení je nutné počítat se všemi možnými variantami, pokud mohou výsledek takového posouzení ovlivnit. Jediné přirozené varianty, které ihned připadají v úvahu, jsou založené na různých tarifních systémech, a to převážně na době trvání vysokého a nízkého tarifu a času jejich odblokování. Ty jsou závislé na jednotlivých způsobech vytápění, které byly rozebrány v kapitole 3.2.

Třída TDD	Odběratelé v sazbách
1	C01, C02, C03
2	C24, C25, C26, C34, C35, C36
3	C45, C46, C55
4	D01, D02, D61
5	D24, D25, D26
6	D34, D35, D36
7	D45, D46, D55
8	C62

Tab. 3: Stanovená struktura TDD [9]

Z tabulky číslo 3 je možné určit konkrétní přiřazení k TDD na základě platné tarifní struktury. Jelikož se tato práce zabývá pouze domácnostmi, zbývají 4 třídy TDD, a to jsou: 4,5,6,7. Tarifní sazby, přiřazené k třídě 4, se nerozdělují na VT a NT, a proto nemohou být brány, jako jedna z variant pro zapojení prvků SG. Nakonec, je patrné, že pro spolehlivé posouzení je nutné se zabývat zvláště každou z těchto zbývajících variant, jakož to: TDD5, TDD6 a TDD7. Třídy TDD5 bude odpovídat sazba D25, třídy TDD6 bude odpovídat sazba D35 a třídy TDD7 budou

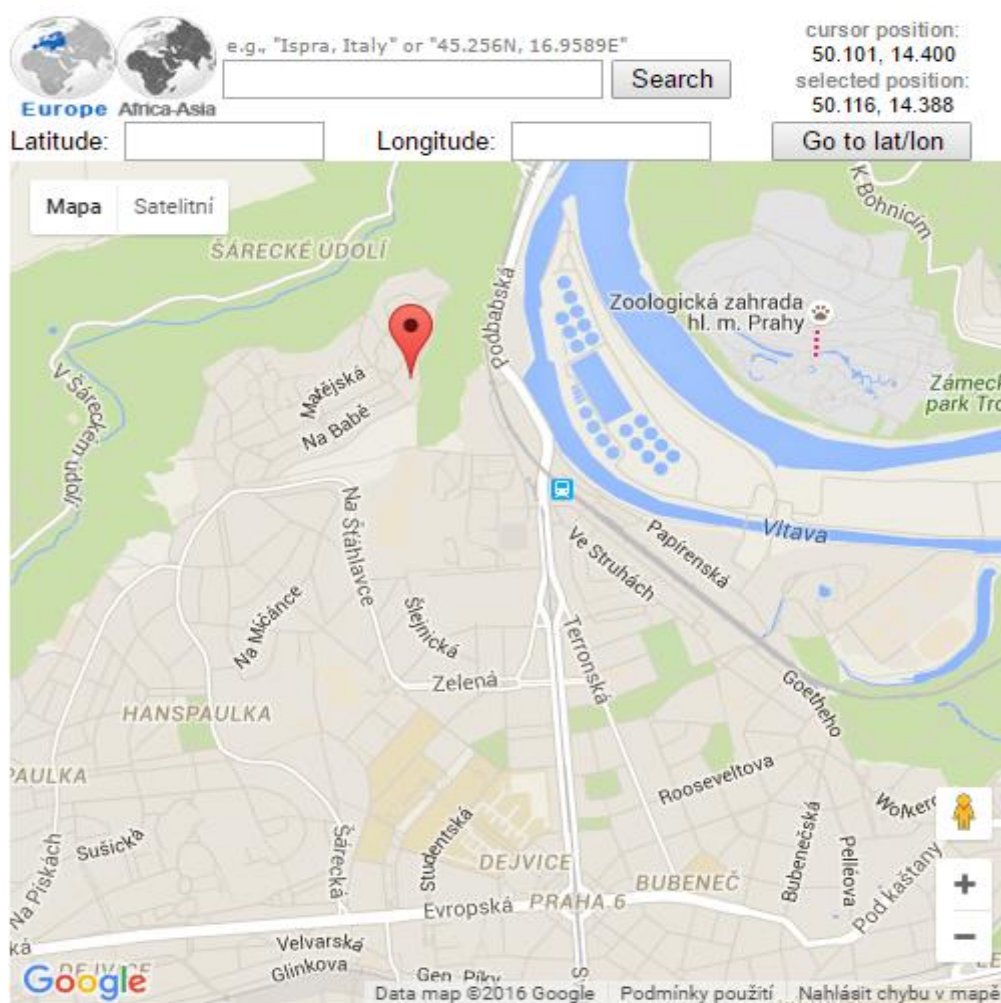
odpovídat sazby D45 a D55. Jsou celkem 4 varianty tarifních sazeb a 3 různé typy chování typových denních diagramů zatížení, které v této práci budou rozebrány.

Motivací k bližšímu zkoumání dvou sazeb pro TDD7 je srovnání vlivu různých cenových sazeb a různých dob trvání VT pro stejný charakter odběru. Další tarify příslušné pro TDD5 a TDD6 byli vybrány vycházejíce z rozdílu cen pro nízký a vysoký tarif, protože existuje přímá závislost mezi rozdílem cen ve VT a NT a snížením výdajů při použití této technologie, čemuž bude věnovaná následující studie.

4.1.2 Určení charakteristiky a polohy domu

V kapitole 3 byl vybrán referenční dům, jehož charakteristiky byly popsány v paragrafu 3.1.2. Pro tento dům byla spočítaná průměrná roční energetická spotřeba, která bude využita v dalších výpočtech.

V dalším kroku byla vybrána lokalita domu. Určení přesné lokality je důležité zejména pro sběr dat o slunečním záření. Jak je vidět z následujícího obrázku 10, byla vybrána ulice Nad Paťankou v Dejvicích. Výběr lokality není ničím odůvodněný a neměl by mít žádný vliv na výsledek.



Obr. 10: Poloha teoretického RD na mapě[10]

Dále, teoretický dům bude ve všech variantách vybaven FV elektrárnou 3,12 [kWp]. Každá z variant musí mít také baterii. Kapacity baterií a jejich potřeba pro příslušné varianty budou vybrány později.

4.2 Sběr a zpracování dat

S cílem získat obecné posouzení o ekonomické výnosnosti tohoto řešení bude následná práce vycházet ze statistického souboru údajů a nikoli ze zvláštních případů. Tím bude omezena chybovost a zvětšena spolehlivost výpočtů.

Jelikož bylo rozhodnuto vycházet pouze ze statistických souborů dat, je potřeba veškeré výpočty provádět pomocí výpočetního programu. Jako nástroj pro tuto práci byl použit program Wolfram Mathematica. Výstupem jsou 4 soubory, které jsou k nalezení v příloze.

4.2.1. Normalizované typové denní diagramy zatížení

Pro určení předpokládaného diagramu zatížení pro konkrétně vybraný teoretický dům v dané poloze, je potřeba vyjít z normalizovaných TDD, které reprezentují průběh spotřeby pro konkrétní typ odběratele po hodinových úsecích. Hodnoty vycházejí z průměru skutečných měření u velkého počtu zákazníků. Tyto hodnoty jsou pak přepočteny na normální klimatické podmínky. Tyto hodnoty se pohybují v rozmezí od 0 do 1 a určují tím charakter spotřeby pro jednotlivé TDD.

Tabulka normalizovaných TDD pro rok 2015 byla stažena ze stránek Operátoru trhu s elektřinou, které se nacházejí v sekci „Statistika“ (viz seznam zdrojů [11]).

Po zpracování této tabulky do třírozměrných matic pro jednotlivé tarifní sazby, byly určeny střední hodnoty TDD_n , pro každý ze dnů, počet hodin v jednotlivých dnech a jejich typ (pracovní, sobota, neděle).

Pro určení středních hodnot normalizovaných TDD je třeba z 24 (příp. z 23 nebo 25 při přechodu letního a zimního času) hodinových hodnot každého průběhu TDD_{nt}^h v posuzovaném dni spočítat hodnotu denního průměru TDD_{nt}^d dle jednoduchého vztahu:

$$TDD_{nt}^d = \frac{\sum_{h=1}^{H_D} TDD_{nt}^h}{H_D} \quad (8)$$

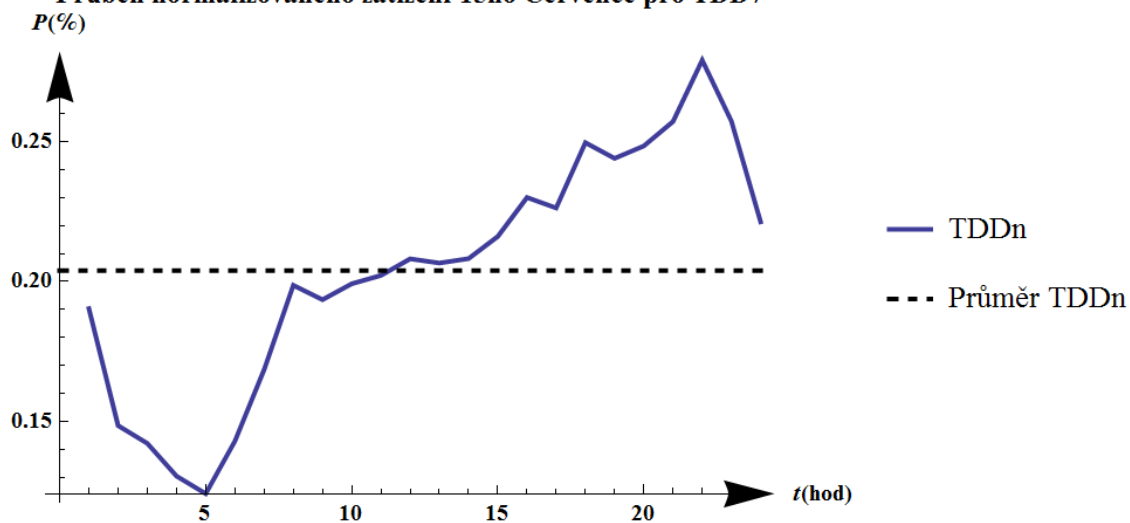
Kde:

H_D počet hodin v daném dni (pracuje se v zimním a letním čase).

TDD_{nt}^d denní průměrná hodnota TDD přepočteného na normálovou průměrnou teplotu v obchodním dni D

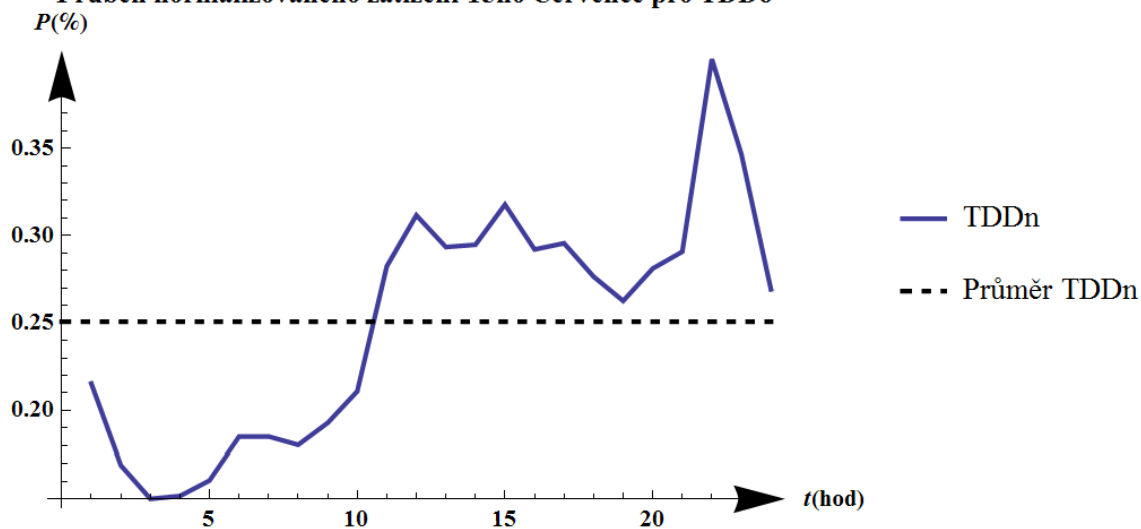
TDD_{nt}^h hodinová hodnota normalizovaného TDD

Průběh normalizovaného zatížení 15ho Července pro TDD7

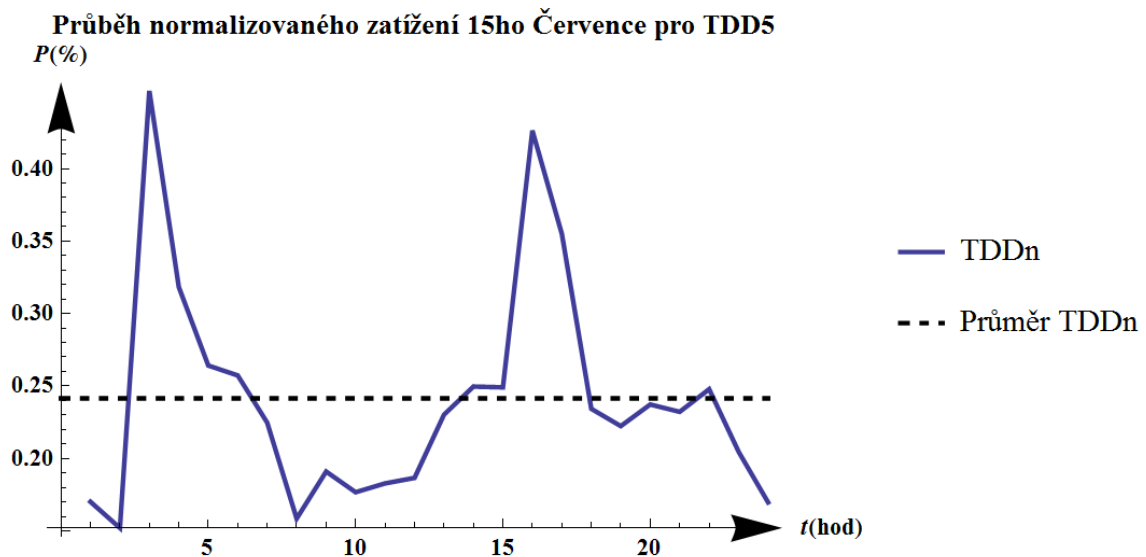


Graf 6: Průběh normalizovaného TDD během dne, TDD7 (tepelné čerpadlo). [vlastní zpracování]

Průběh normalizovaného zatížení 15ho Července pro TDD6



Graf 7: Průběh normalizovaného TDD během dne, TDD6 (hybridní vytápění). [vlastní zpracování]



Graf 8: Průběh normalizovaného TDD během dne, TDD5 (TAN). [vlastní zpracování]

Z grafů 6-8 můžeme vidět, jaké chování budou mít výsledné denní diagramy zatížení pro jednotlivé tarify.

4.2.2 Přepočtené typové denní diagramy zatížení

Postup při přepočtu normalizovaných TDD_n na skutečnou venkovní teplotu v praxi je koncipován v souladu se základními principy užití TDD. Hodinový TDD přepočtený na skutečné venkovní teploty je definován: ^[12]

$$TDD_{pt}^h = TDD_{nt}^h \cdot k \quad (9)$$

kde

TDD_{pt}^h je denní průměrná hodnota TDD přepočteného na skutečnou průměrnou teplotu v obchodním dni D ,

TDD_{nt}^h hodinová hodnota normalizovaného TDD

k regresní koeficient

Hlavním úkolem je tedy stanovit obecně definovaný koeficient k .

Pro stanovení hledaného koeficientu k v rovnici (9) je třeba nejprve na začátku celého postupu připravit vstupní veličiny. Pro výpočet vyhlazených teplot na celý kalendářní rok dle vztahu (10) je třeba znát i posledních devět hodnot teplot z předchozího roku. Proto je nutné obdržet hodnoty průměrných teplot jak za rok 2015 tak i za rok 2014. Tyto hodnoty byly staženy ze stránek Českého Hydrometeorologického Ústavu a jsou k nahlédnutí v příloze. ^[12]

Po zjištění konkrétní průměrné teploty v posuzovaném dni je nutno z ní samotné a řady devíti předchozích spočítat vyhlazený průměr, a to dle vztahu (10): ^[12]

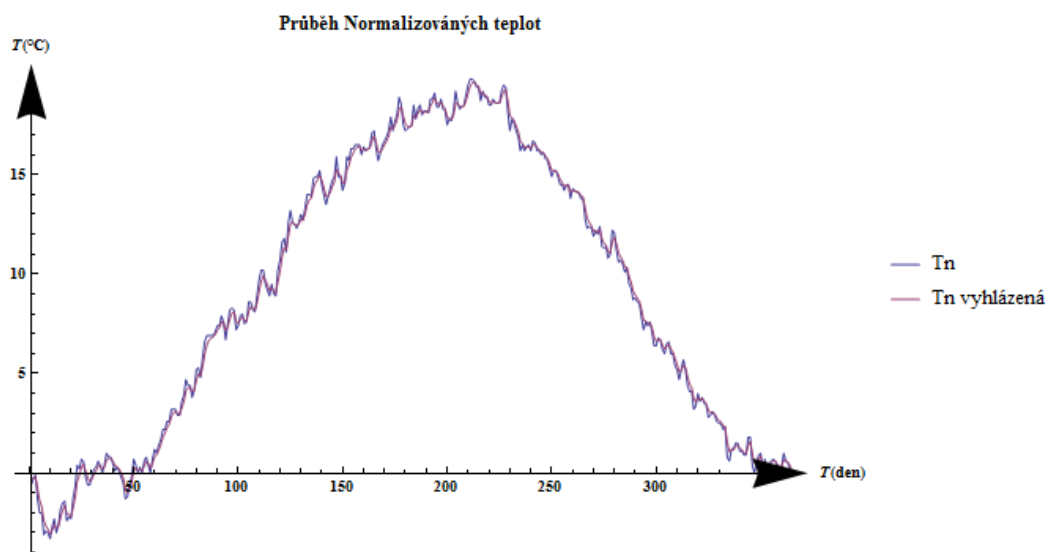
$$T_{vyh_i} = \frac{1}{2} \cdot T_i + \frac{1}{4} \cdot T_{i-1} + \frac{1}{8} \cdot T_{i-2} + \frac{1}{16} \cdot T_{i-3} + \frac{1}{32} \cdot T_{i-4} + \frac{1}{64} \cdot T_{i-5} + \frac{1}{128} \cdot T_{i-6} + \frac{1}{256} \cdot T_{i-7} + \frac{1}{512} \cdot T_{i-8} + \frac{1}{1024} \cdot T_{i-9} \quad (10)$$

kde

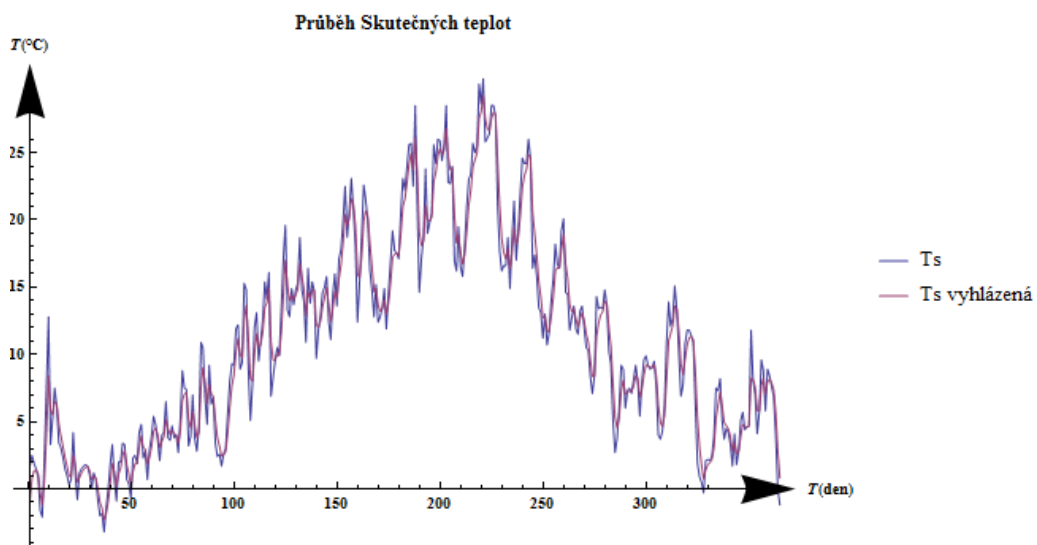
T_{vyh_i} je spočtená vyhlazená teplota ve dni i

$T_i \dots T_{i-9}$ teploty ve dni i až postupně ve dni $i-9$.

Výsledek vyhlazení průměrných skutečných a normálových hodnot je pak znázorněn na grafech 9 a 10:



Graf 9: Průběhy normalizovaných teplot vyhlazených a nevyhl. během roku[vlastní zpracování]



Graf 10: Průběhy skutečných teplot vyhlazených a nevyhl. během roku[vlastní zpracování]

Pro průměrné denní hodnoty přepočteného TDD platí dle [12]:

$$TDD_{pt}^d = TDD_{nt}^d + k_{n_t,D} \cdot \left[\frac{1}{1 + \exp(-k_{b_t,D} \cdot (k_{0_t,D} - T_{vsk_D}))} - \frac{1}{1 + \exp(-k_{b_t,D} \cdot (k_{0_t,D} - T_{vp}))} \right] \quad (11)$$

kde

TDD_{pt}^d denní průměrná hodnota TDD přepočteného na skutečnou průměrnou teplotu v obchodním dni D ,

TDD_{nt}^d denní průměrná hodnota TDD přepočteného na normálovou průměrnou teplotu v obchodním dni D

$k_{n_t,D}$ regresní koeficient udávající amplitudu nelineární složky, hodnoty jsou uvedené v tabulce 4 a 5 pro daný typ obchodního dne D , tzn. zvlášť pro „pracovní dny“, „soboty“ a „neděle“ ve smyslu příslušné definice,

$k_{b_t,D}$ regresní koeficient udávající rychlost nasycení nelineární složky, hodnoty jsou uvedené v tabulce 4 a 5 pro daný typ obchodního dne D , tzn. zvlášť pro „pracovní dny“, „soboty“ a „neděle“ ve smyslu příslušné definice,

$k_{0_t,D}$ regresní koeficient udávající teplotu v inflexním bodu nelineární funkční závislosti, hodnoty jsou uvedené v tabulce 4 a 5 pro daný typ obchodního dne D , tzn. zvlášť pro „pracovní dny“, „soboty“ a „neděle“ ve smyslu příslušné definice,

T_{vsk_D} denní průměrná hodnota skutečné teploty ve dni D , vyhlazená podle vztahu (10), skutečné nevyhlazené teploty pro každý den dodá ČHMÚ,

T_{vp} denní průměrná hodnota normálové teploty ve dni D , vyhlazená podle vztahu (10), skutečné nevyhlazené teploty dodá ČHMÚ.

		TDD1	TDD2	TDD3	TDD4	TDD6	TDD7
Pracovní dny	$k_{n_t,P}$	0,11402	0,17904	0,34821	0,07921	0,40262	0,63176
	$k_{b_t,P}$	0,16699	0,22985	0,28386	0,28071	0,20228	0,19450
	$k_{0_t,P}$	-2,34638	0,87847	1,66688	-0,87898	1,00066	0,89138
Soboty	$k_{n_t,S}$	0,09726	0,13274	0,29027	0,10503	0,40573	0,59802
	$k_{b_t,S}$	0,18151	0,29840	0,29882	0,16485	0,17695	0,19179
	$k_{0_t,S}$	-3,11228	2,21341	1,61819	4,56713	2,09815	2,23715
Neděle	$k_{n_t,N}$	0,07261	0,14486	0,30866	0,11340	0,41398	0,61068
	$k_{b_t,N}$	0,33960	0,30806	0,29747	0,13933	0,18132	0,19079
	$k_{0_t,N}$	-1,38608	1,68148	1,20802	1,55676	2,16680	2,30678

Tab. 4: Regresní koeficienty pro přepočty celostátních TDD na teploty [12]

		JČE	JME	PRE	SČE	SME	STE	VČE	ZČE
Pracovní dny	$k_{n,t,P}$	0,11269	0,15347	0,16693	0,12984	0,08871	0,16673	0,18823	0,15141
	$k_{b,t,P}$	0,19845	0,16783	0,18679	0,20148	0,22817	0,20082	0,14190	0,12851
	$k_{0,t,P}$	-0,07402	1,06168	3,27154	-0,24824	-4,16484	2,80180	-0,13512	-1,85682
Soboty	$k_{n,t,S}$	0,16503	0,14911	0,16369	0,13370	0,08371	0,16602	0,22509	0,13386
	$k_{b,t,S}$	0,11605	0,14677	0,19489	0,17828	0,18388	0,19907	0,11941	0,12197
	$k_{0,t,S}$	6,09987	5,03872	4,54659	2,74661	0,49060	4,14982	3,59572	3,26109
Neděle	$k_{n,t,N}$	0,20899	0,28764	0,19398	0,15709	0,09730	0,22113	0,25624	0,23336
	$k_{b,t,N}$	0,09197	0,08100	0,19522	0,15839	0,11834	0,14853	0,11389	0,06806
	$k_{0,t,N}$	4,00337	1,47401	5,14902	1,35170	1,01862	3,47657	3,60155	2,72700

Tab. 5: Regresní koeficienty pro přepočty regionálních TDD5 na teploty [12]

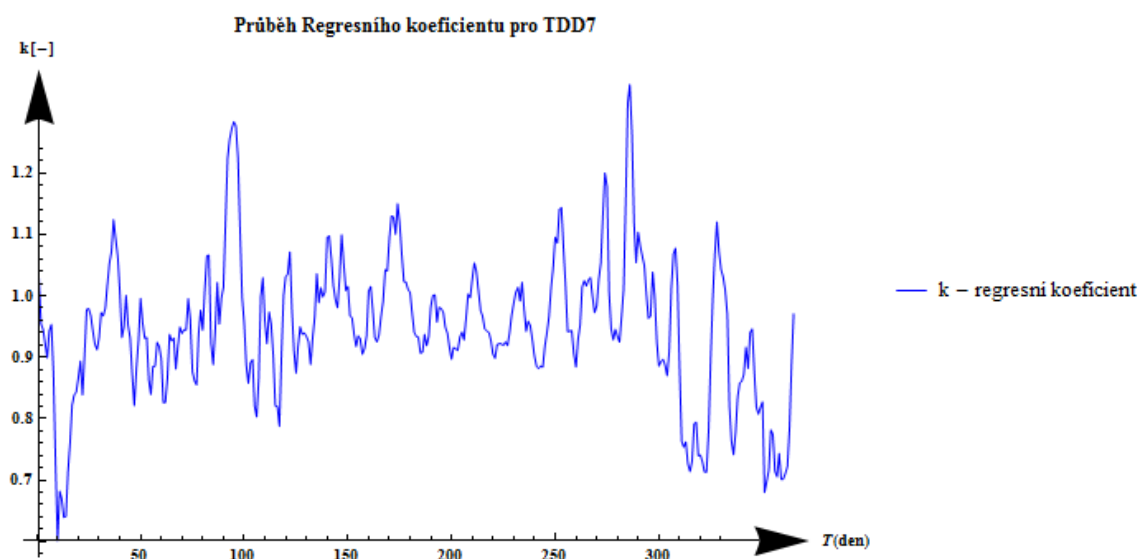
Hledaný koeficient k (platný pro den D a třídu TDD[t]) v základní rovnici (10) pak lze spočítat jako poměr denních průměrů přepočteného a normálového TDD:

$$k = \frac{TDD_{pt}^d}{TDD_{nt}^d} \quad (12)$$

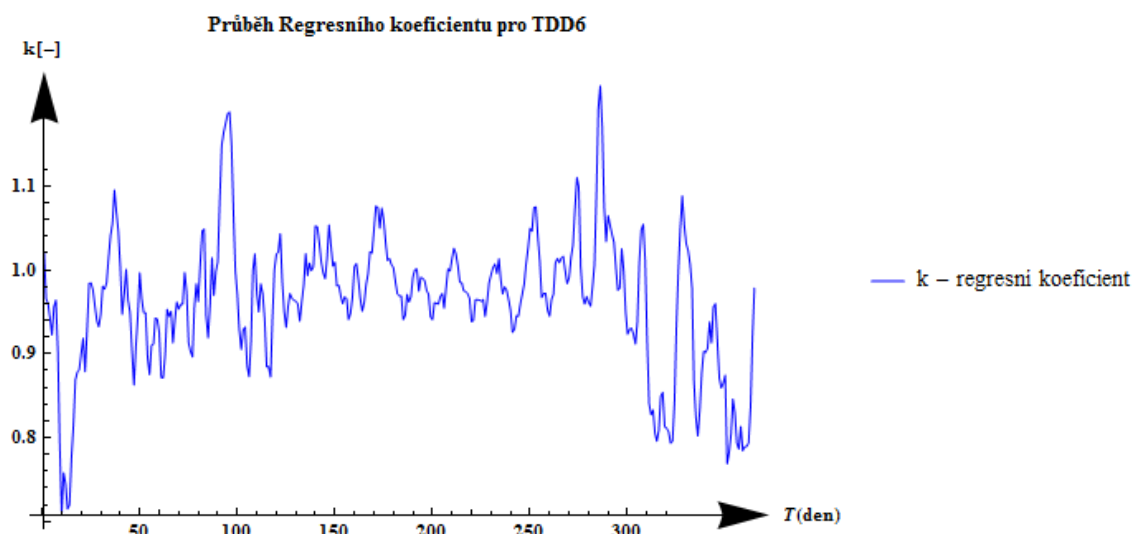
Po dosazení do rovnice (12) z rovnice (11) a rovnice (8), je k dispozici jednoznačně definovaný výsledný vztah pro spočtení koeficientu k (platný pro den D a třídu TDD[t]):

$$k = \frac{\sum_{h=1}^{H_D} TDD_{nt}^h}{H_D} + k_{n,t,D} \cdot \left[\frac{1}{1 + \exp(-k_{b,t,D} \cdot (k_{0,t,D} - T_{vsk_D}))} - \frac{1}{1 + \exp(-k_{b,t,D} \cdot (k_{0,t,D} - T_{vp}))} \right] \quad (13)$$

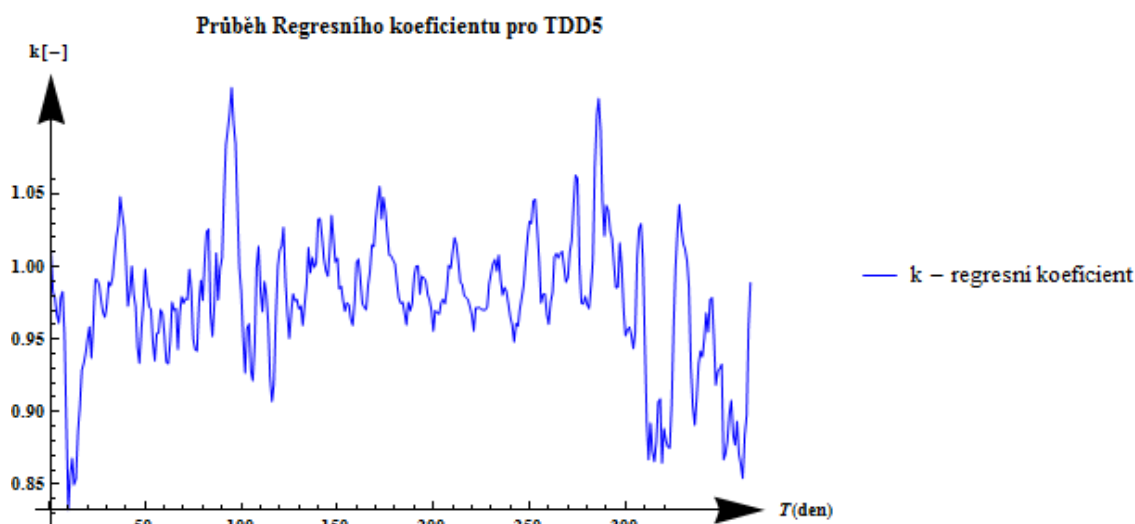
Výsledek zpracovaných hodnot regresního koeficientu pro jednotlivé TDD je pak znázorněn na grafech 11 až 13:



Graf 11: Průběh regresního koeficientu během roku pro TDD7 [vlastní zpracování]



Graf 12: Průběh regresního koeficientu během roku pro TDD6 [vlastní zpracování]



Graf 13: Průběh regresního koeficientu během roku pro TDD5 [vlastní zpracování]

Po vyčíslení koeficientu k a dosazení do vztahu (9) byl nalezen požadovaný průběh TDD_{pt}^h pro každý ze zkoumaných TDD.

4.2.3 Skutečné typové denní diagramy zatížení

Podle standardních postupů výpočtů skutečného průběhu denního diagramu zatížení se musí vycházet z hodnoty jističe v domácnosti. Z důvodu, že se tato práce zabývá statistickými údaji a na konci je třeba obdržet obecný výsledek, bude přepočten na skutečné hodnoty proveden jinak a to podle vztahu:

$$TDD_{st}^h = TDD_{pt}^h \times \frac{RSR}{\iint_{h,t} TDD_{pt}^h} \quad (14)$$

kde

TDD_{st}^h hodinová průměrná hodnota TDD přepočteného na skutečnou energetickou potřebu domu,

$\iint_{h,t} TDD_{pt}^h$ hodnota energie pro rok 2015 dle TDD_p ,

RSR reálná roční spotřeba.

Jelikož z porovnání výsledků ručního výpočtu celkové roční spotřeby pro domácnost a výpočtu pomocí programu TZB se ukázalo, že odchylka je zanedbatelná (viz kapitola 3.1), bylo rozhodnuto použít hodnoty celkové roční spotřeby pro každý z tarifních sazeb pomoci tohoto programu.

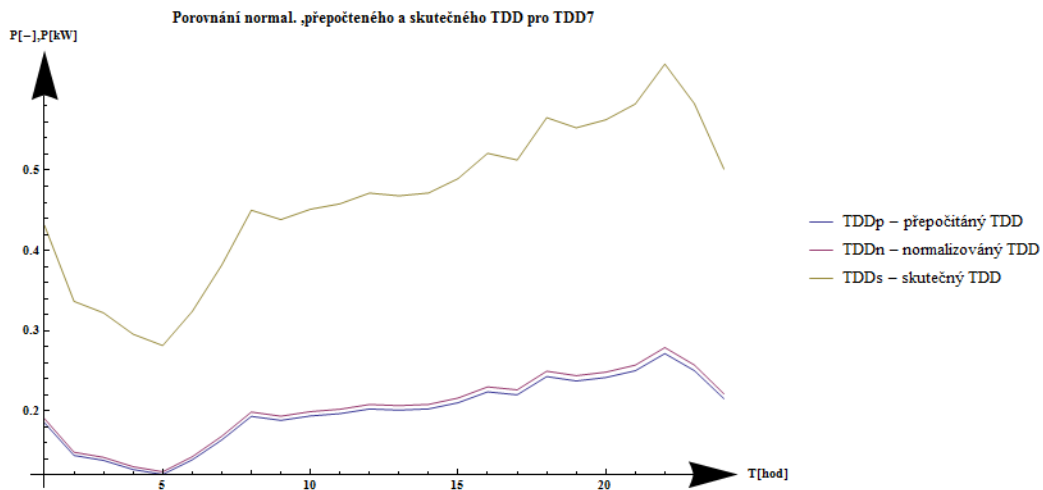
Hodnoty reálné roční spotřeby pro:

- D55 (Tepelné čerpadlo).....7952 [kW]
- D45 (Elektřina přímotop).....17 628 [kW]
- D35 (Hybridní vytápění)..... 20 279 [kW]
- D25 (Teplovodní Akumulační Nádrže).....20 279 [kW]

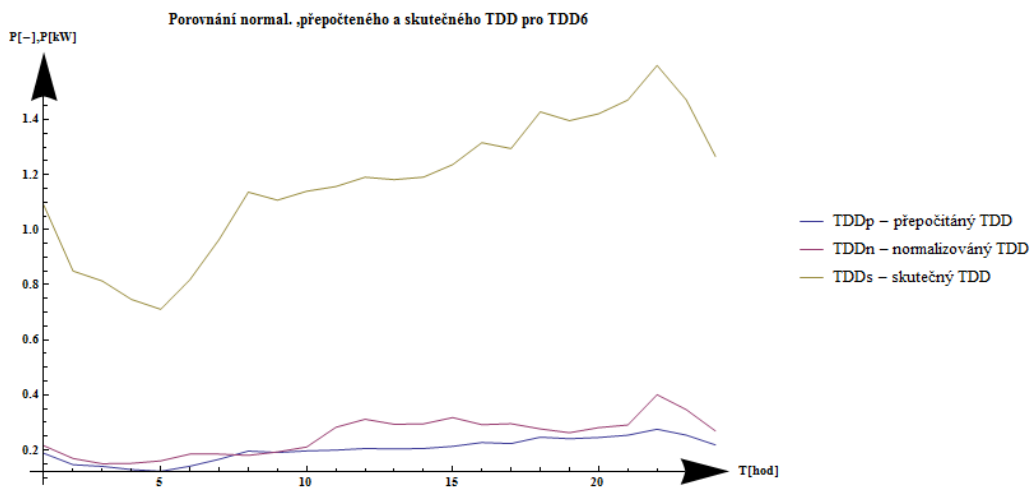
Po určení hodnoty energie pro rok 2015 dle TDD_p lze snadno určit průběh skutečného zatížení dosazením již známých hodnot do vzorce (14).

Získáme tak všechny průběhy denních diagramů zatížení: normalizovaný, přepočtený a skutečný, který se dále bere jako předpokládaný průběh teoretického zatížení během roku pro danou domácnost.

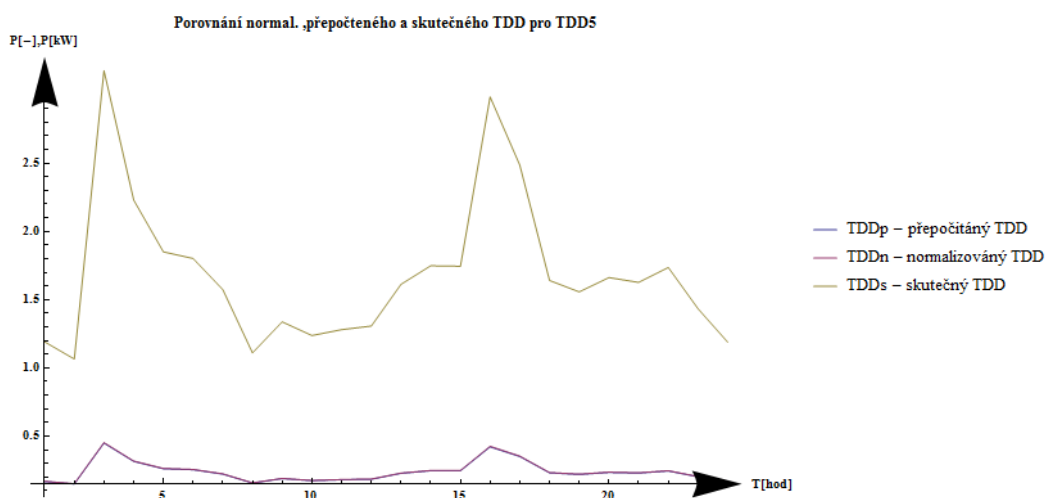
Tyto průběhy je pak možné porovnat jak v denním měřítku na grafech 14-16 (byl vybrán náhodný den roku), tak i v ročním měřítku na grafech 17-19. I přes to, že nejsou zobrazeny průběhy pro D45, veškeré výpočty byly provedeny i pro tuto sazbu. Jelikož tarifní sazba D45 spadá pod TDD7 společně s tarifní sazbou D55, budou mít grafy stejné průběhy posunuté o konstantu, která reprezentuje nerovnost hodnot reálné roční spotřeby.



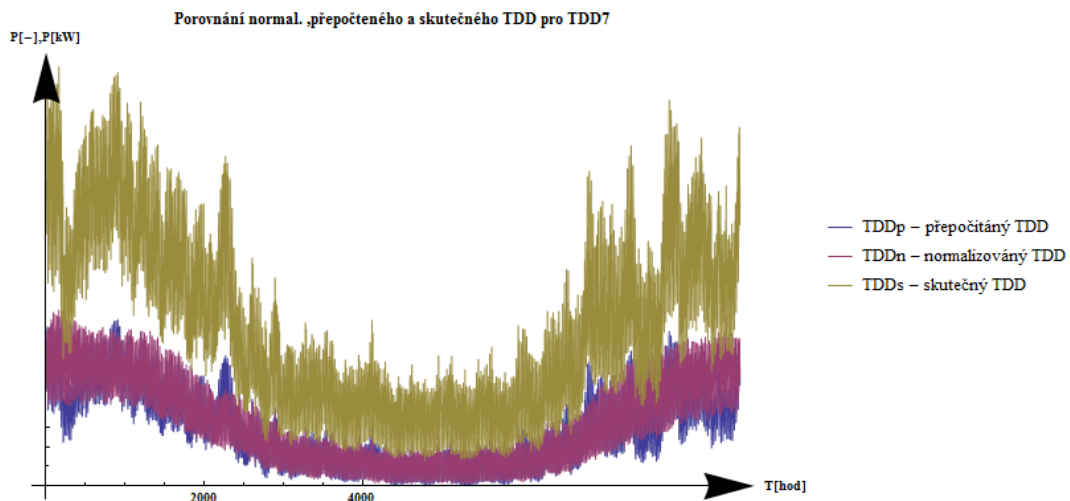
Graf 14: Porovnání normal., přepoč. a skuteč. TDD během dne pro D55 [vlastní zpracování]



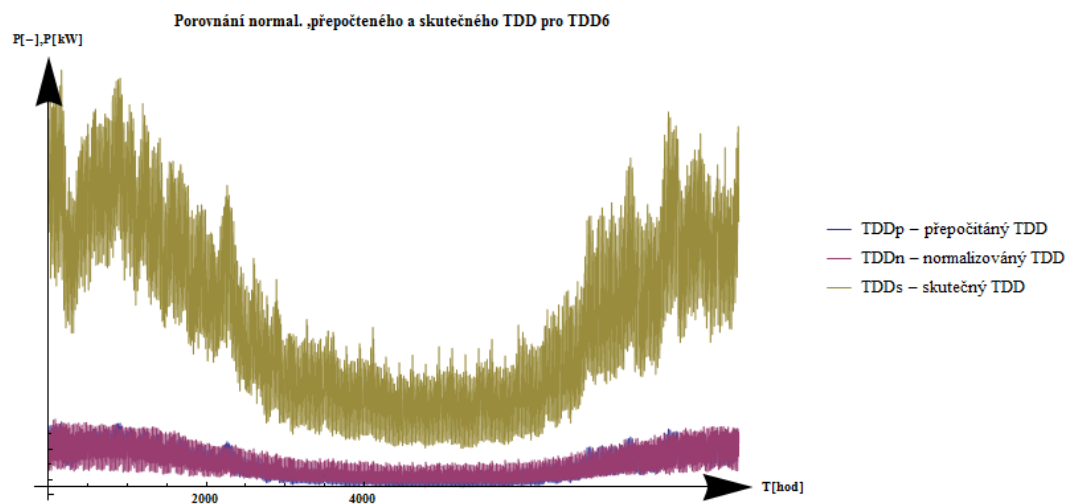
Graf 15: Porovnání normal., přepoč. a skuteč. TDD během dne pro TDD6 [vlastní zpracování]



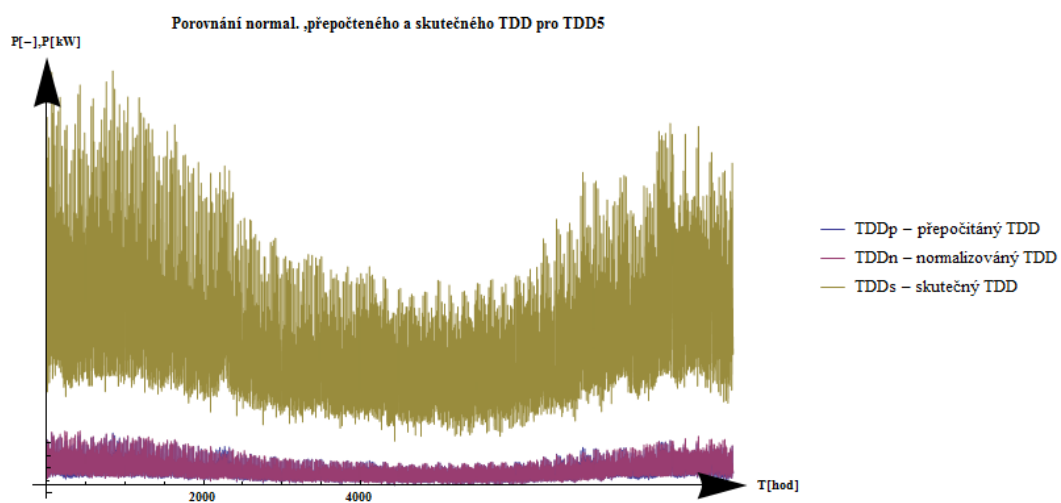
Graf 16: Porovnání normal., přepoč. a skuteč. TDD během dne pro TDD5 [vlastní zpracování]



Graf 17: Porovnání normal., přepoč. a skuteč. TDD během roku pro D55 [vlastní zpracování]



Graf 18: Porovnání normal., přepoč. a skuteč. TDD během roku pro TDD6 [vlastní zpracování]



Graf 19: Porovnání normal., přepoč. a skuteč. TDD během roku pro TDD5 [vlastní zpracování]

4.2.4 Výrobní diagramy

Vybraná fotovoltaická elektrárna je založena na technologii polykrystalického křemíku. Pro tento druh materiálu je potřeba provést výpočet skutečné výroby elektrické energie dle momentálních hodnot slunečního záření a teploty systému.

První bod pro provedení tohoto výpočtu je odvození relativní účinnosti systému z empirického vztahu (15), který reprezentuje vztah skutečného výkonu k výkonu za normálních podmínek:

$$\eta_{rel}(G_i, T_m) = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{m,STC} \cdot V_{m,STC}} = \frac{G_i}{G_0} [1 + \alpha_i \cdot (T_m - T_0)] \times [1 + c_1 \ln \frac{G_i}{G_0} + c_2 (\ln \frac{G_i}{G_0})^2 + \beta_v (T_m - T_0)] \quad (15)$$

kde

α_i $1.2 \cdot 10^{-3}$ [°C],

β_v $-4.6 \cdot 10^{-3}$ [°C],

c_1 $3.3 \cdot 10^{-2}$ [-],

c_2 $-9.2 \cdot 10^{-2}$ [-],

G_0 1 [kW/m²],

T_0 25 [°C],

T_m teplota modulu [°C],

G_i reálná hodnota záření [kW/m²],

I_m reálná hodnota proudu za skutečné teploty T_m a skutečného záření G_i [A],

$I_{m,STC}$ reálná hodnota proudu měřená za normálních podmínek [A],

V_m reálná hodnota napětí za skutečné teploty T_m a skutečného záření G_i [V],

$V_{m,STC}$ reálná hodnota napětí měřená za normálních podmínek [V],

$\eta_{rel}(G_i, T_m)$ relativní účinnost systému za skutečné teploty T_m a skutečného záření G_i [-].

Veškeré konstanty jsou dány pro tuto konkrétní technologii a jsou převzaty ze zdroje [14].

Je zřejmé, že pro výpočet rovnice (15) je potřeba mít hodnoty G_i pro příslušný čas daného dne. Tyto hodnoty jsou převzaty z programu PVGIS^[10] pro danou lokalitu (viz kapitola 4.1.2).

Dále, skutečná teplota modulu se vypočítá dle vztahu^[14]:

$$T_m = T_{amb} + (T_{noct} - 20) \frac{G_i}{800} \quad (16)$$

kde

T_{noct} 48 [°C],

T_{amb} skutečná venkovní teplota [°C].

Jelikož jsou k dispozici veškeré potřebné hodnoty pro výpočet, je možné dosazením již známých veličin dostat reálný výkon FV systému dle skutečné teploty T_{amb} okolí a skutečného záření G_i pro příslušný čas daného dne dle vztahu:

$$P(G_i, T_{amb}) = P_{nom} \cdot \eta_{rel}(G_i, T_{amb}) \quad (17)$$

kde

$P(G_i, T_{amb})$ reálný výkon systému za skutečné teploty T_{amb} a skutečného záření G_i [kW],

$\eta_{rel}(G_i, T_m)$ relativní účinnost systému za skutečné teploty T_{amb} , skutečného záření G_i [-],

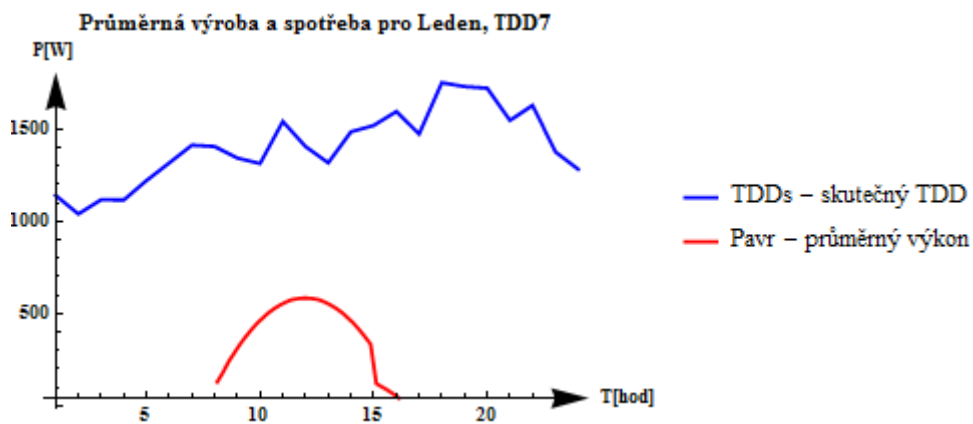
P_{nom} nominální výkon systému [kW].

Je potřeba si uvědomit, že dosažené průběhy byly nalezeny z průměrných měsíčních hodnot slunečního záření pro každý časový úsek. Tím se pro každou ze čtyř sazeb vytvoří 12 funkcí reálného výkonu instalace.

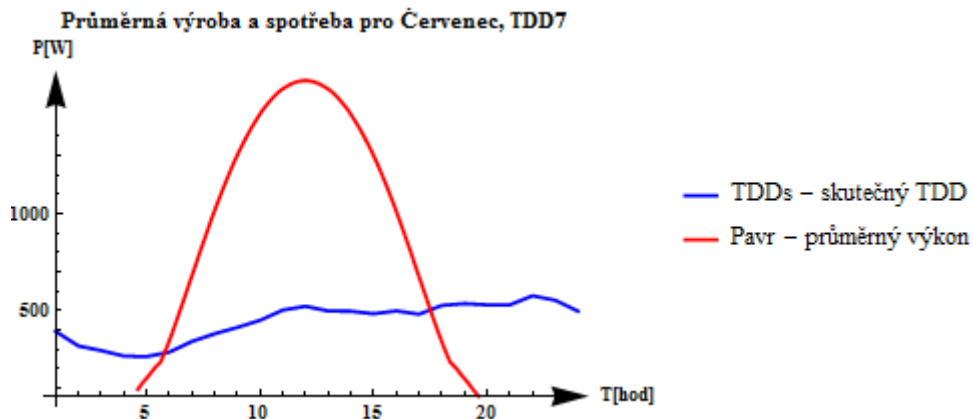
Jelikož jsou k dispozici již zprůměrované hodnoty výroby, je také potřeba zprůměrovat hodnoty spotřeby dle jednotlivých měsíců pro každou hodinu, aby výsledky byly kompatibilní a dály se porovnat.

Po zprůměrování hodnot spotřeby pro každou ze čtyř sazeb se vytvoří 12 funkcí reálného zatížení domácnosti.

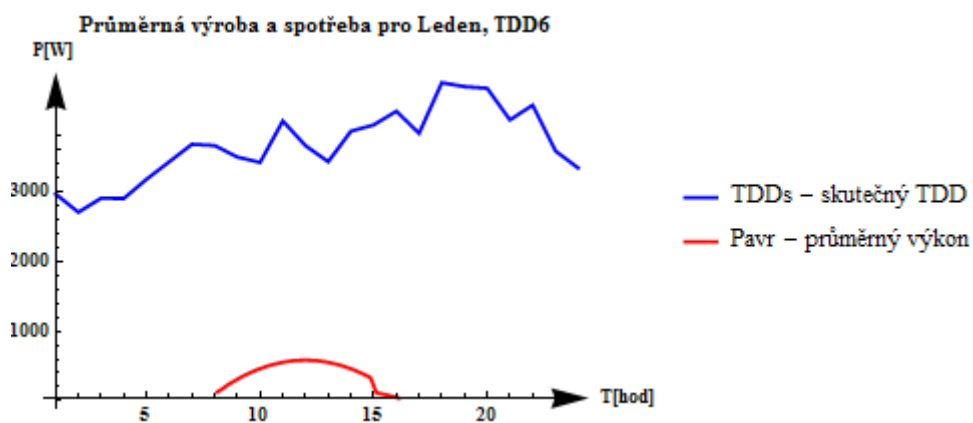
Celkem vzato, jako výsledek předchozí práce, byly nalezené předpokládané průběhy spotřeby a výroby teoretického RD pro každou z tarifních sazeb v jednotlivých měsících. Tyto výsledky budou dále v práci použity k provedení analýzy ekonomické výnosnosti technologie SG. Dále, pro zohlednění situace, byly zobrazeny grafy výroby a spotřeby u různých TDD v měsících Leden a Červenec (viz grafy 20-25).



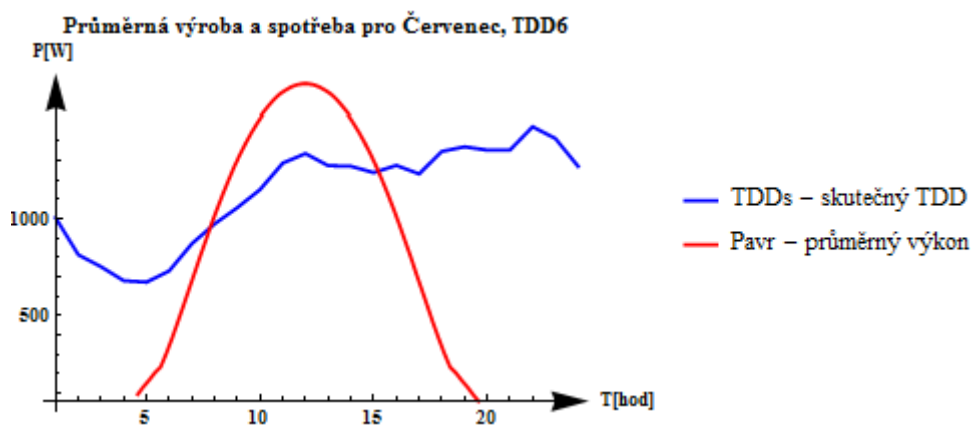
Graf 20: Průběhy výroby a spotřeby během dne pro TDD7 v Lednu [vlastní zpracování]



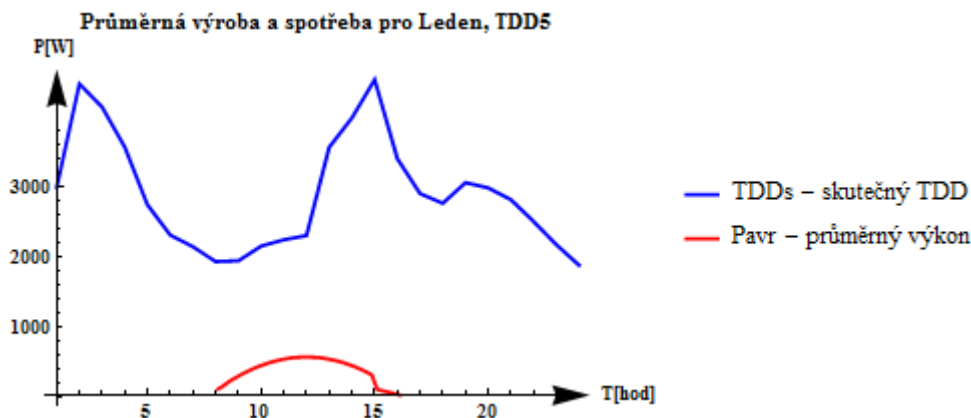
Graf 21: Průběhy výroby a spotřeby během dne pro TDD7 v Červenci [vlastní zpracování]



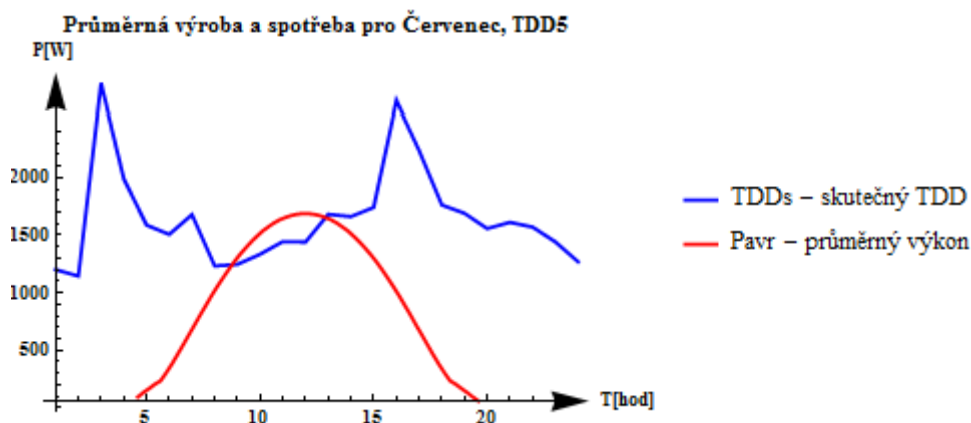
Graf 22: Průběhy výroby a spotřeby během dne pro TDD6 v Lednu [vlastní zpracování]



Graf 23: Průběhy výroby a spotřeby během dne pro TDD6 v Červenci [vlastní zpracování]



Graf 24: Průběhy výroby a spotřeby během dne pro TDD5 v Lednu [vlastní zpracování]



Graf 25: Průběhy výroby a spotřeby během dne pro TDD5 v Červenci [vlastní zpracování]

4.3 Analýza výsledných průběhů

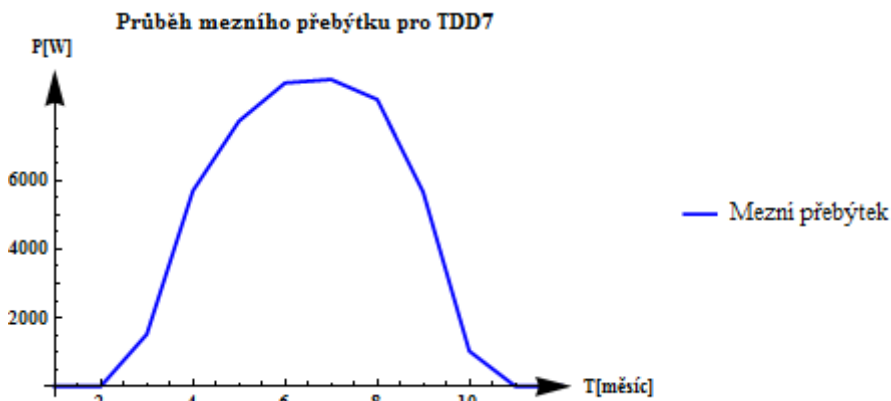
V úvodu této kapitoly bych chtěl ještě jednou připomenout, že veškerá analytická část je popsána v souborech vypracovaných pomocí Wolfram Mathematica. Vzhledem k složitosti a

délce kódu nebude nadále v textu detailně rozebrána každá část výpočetní logiky. V každém ze souborů s programem je řádně okomentovány kód. Proto bude popis postupů probíhat v zjednodušené interpretaci tohoto kódu.

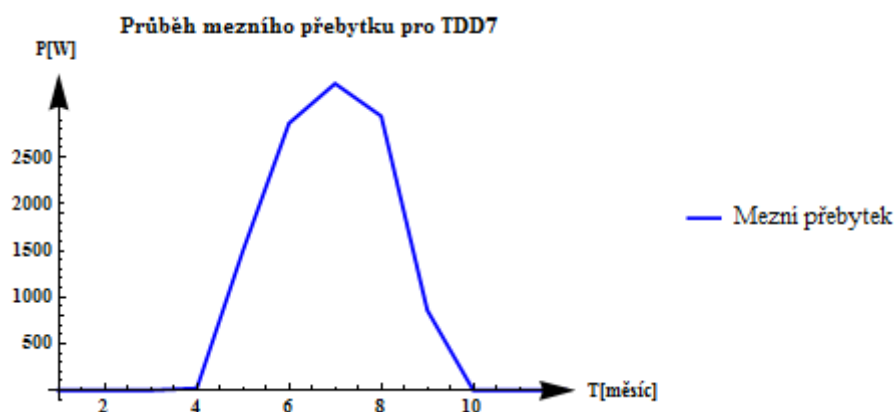
4.3.1 Určení mezního přebytku

Nejprve je potřeba si uvědomit, že u průběhů spotřeby a výroby pro každou z tarifních sazeb v jednotlivých měsících můžou nastat dvě varianty, které budou zcela odlišně ovlivňovat logiku postupu: buď se křivky protnou, anebo neprotnou.

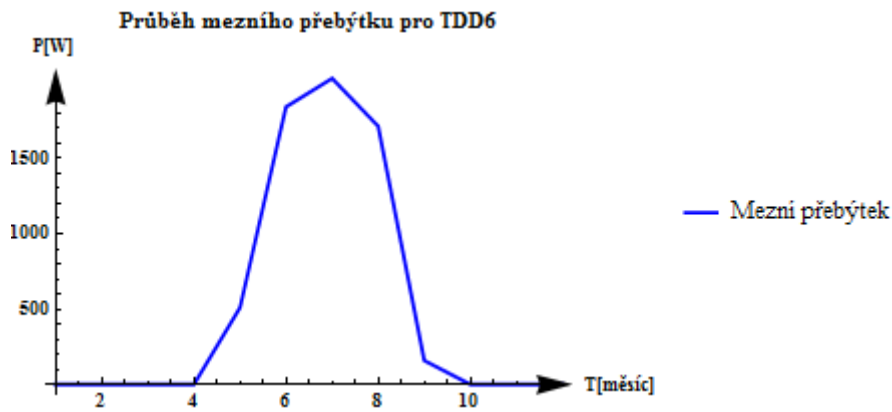
Pokud se křivky v daném měsíci protnou, je nutné určit jednotlivé body protnutí, aby byly známé integrační meze. Aby bylo možné průběhy zintegrovat, byly veškeré funkce předem interpolované a tím převedené do funkční podoby. Dále byly nalezeny okolní body protnutí pomocí neinterpolovaných funkcí. Potom, pomocí nalezených interpolačních funkcí a okolních bodů byly zjištěny body protnutí interpolačních křivek. Konečně, po nalezení integračních mezí byl vypočítán mezní přebytek, který je potřeba uložit do akumulátorů. Výsledky integrace pak reprezentují grafy 26 až 29:



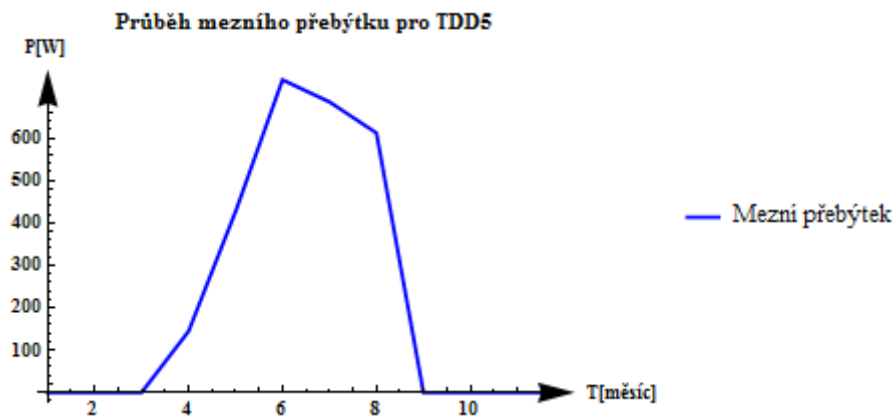
Graf 26: Průběh mezního přebytku během roku pro TDD7 (D55) [vlastní zpracování]



Graf 27: Průběh mezního přebytku během roku pro TDD7 (D45) [vlastní zpracování]



Graf 28: Průběh mezního přebytku během roku pro TDD6 [vlastní zpracování]



Graf 29: Průběh mezního přebytku během roku pro TDD5 [vlastní zpracování]

Z grafů je možné odvodit úvahu o tom, jakou kapacitu by teoreticky mohla mít domácnost s takovým přebytkem. Nemusí se shodovat se špičkou, jelikož nadbytečnou energii je možné jednoduše prodat, pokud přesahuje kapacitní možnosti baterií.

Uvažovaná kapacita baterií:

- D55 (Tepelné čerpadlo).....4800 [kWh]
- D45 (Elektřina přímotop).....2500 [kWh]
- D35 (Hybridní vytápění)..... 2000 [kWh]
- D25 (Teplovodní Akumulační Nádrže).....bez

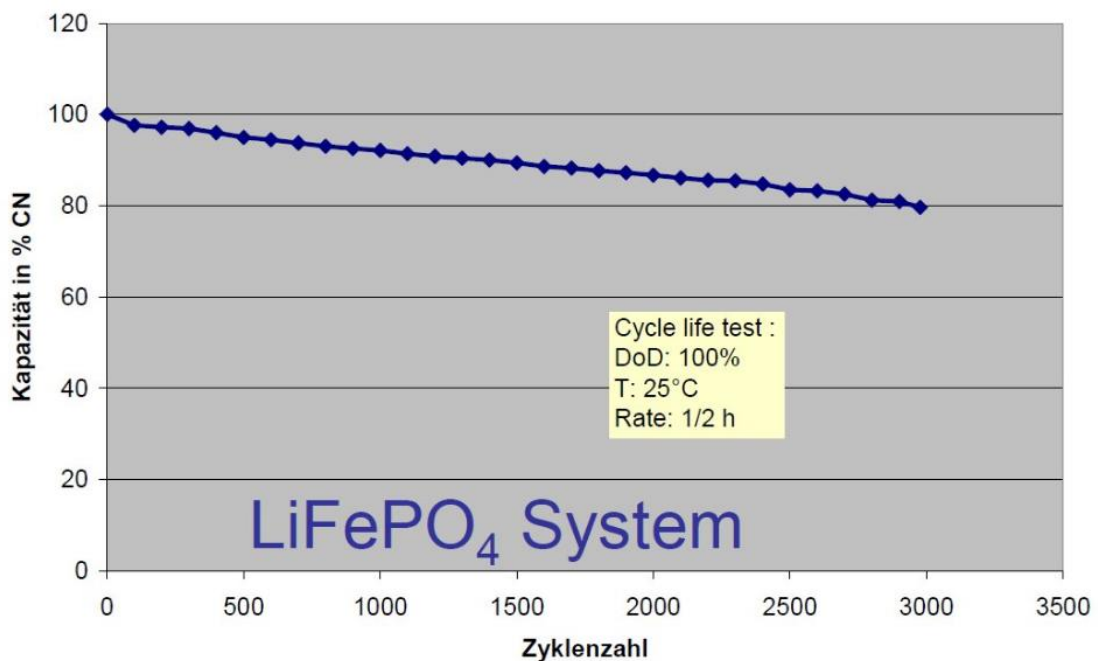
Následně bude vypočítána kapacita baterií, která by byla vhodná pro systém SG.

4.3.2 Určení efektivity použité kapacity

Pro další výpočty jsou nutné meze vysokého a nízkého tarifů, které se budou lišit dle jednotlivých tarifních sazeb. Tyto hodnoty jsem obdržel ze stránek PRE (viz zdroj [15]).

V dalším kroku jsem našel sumu energie ve VT, která by byla ušetřená i bez využití technologie SG. Jde o takové množství energií ve VT, které během celého období bylo vykryto výrobními zdroji i bez baterií.

Dále, pro spolehlivost výpočtu je potřeba už od začátku uvažovat skutečnost toho, že kapacita baterií bude klesat s každým cyklem. Pro tento případ se počítalo s každoročním lineárním poklesem kapacity o 2.4%. Při dalších výpočtech se samozřejmě počítalo s poklesem kapacity baterie. Přesné určení skutečného poklesu kapacity během uvažovaného období 20 let není zcela možné. Jak se ale ukázalo z nedávných studií německé testovací laboratorii (viz graf 30), baterie, založená na technologii LiFePO_4 sníží svou kapacitu o 20% po 3000 vybíjecích cyklů při velkých vybíjecích proudech (2C). Na vodorovné ose grafu jsou počty cyklů [-], na svislé ose je kapacita baterie[%].



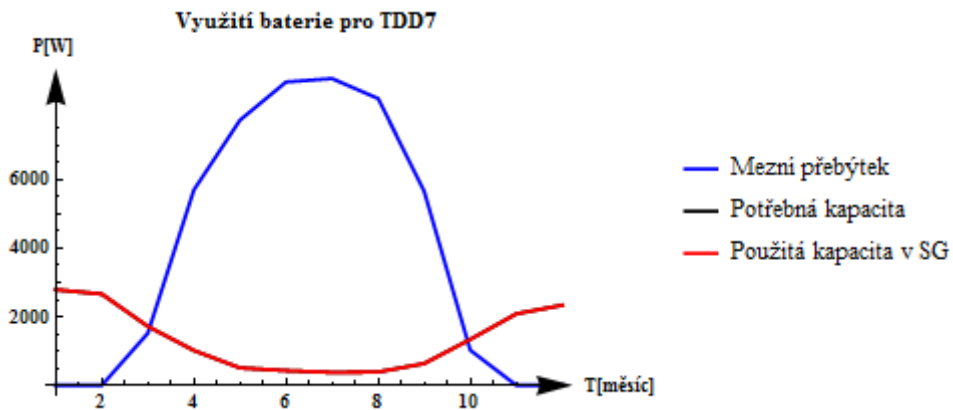
Graf 30: Průběh snížení kapacity LiFePO_4 systému s počtem vybíjecích cyklů [16]

Jelikož není znám celkový počet cyklů, který by se skutečně provedl, protože předchozí test probíhal za podmínek plného vybití a nabití, bude se nadále počítat s nejhorší variantou. Bude se tedy počítat každý den jako jeden proběhlý cyklus i když nebude kapacita plně využita. Tím pádem celkový počet cyklů se rovná $20 \cdot 365 = 7300$. Protože uvažujeme lineární pokles kapacity, odhadneme pomocí extrapolace, že konečný pokles bude činit přibližně 48%, což odpovídá 2.4% ročně.

Také bylo nutné určit sumu energie, kterou by se dalo ušetřit, pokud by se naakumulovaná energie použila hned po mezním bodě. Jde o energii ve VT, kterou by zákazník s baterií mohl ušetřit, pokud ihned využije kapacitu naakumulované energie poté, co přestane mít přebytek výroby.

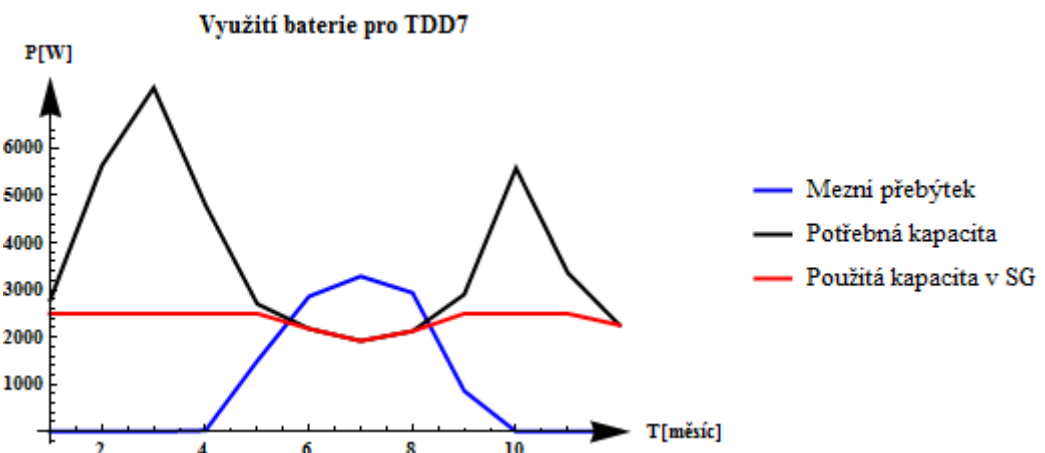
Pak se určovala suma energie ve VT, kterou by bylo možné pokrýt pomocí technologií SG. Následně se tato hodnota upravila s přehledem na aktuální hodnotu kapacity, jelikož není možné pokrýt větší množství elektřiny ve VT, než je aktuální kapacita baterií.

Z výsledků předchozích výpočtů je možné určit, jak efektivně se používá vybraná kapacita baterie. Porovnáním mezního přebytku, který je stěžejní pro určení kapacity baterie pro domácnost, která nemá technologii SG, potřebné kapacity, která reprezentuje maximální množství energie v daném měsíci, kterou je teoreticky možné použít pro pokrytí VT a konečně použité kapacity, která odrazuje skutečně použitou kapacitu pro RD se zapojením prvků SG, která byla využita pro pokrytí VT určíme, jak efektivně se používá kapacita baterie (viz grafy 31-34). Je potřeba si uvědomit, že konečně použitá kapacita se bude s postupem času snižovat dle snížení kapacity baterie, není ale rozumné zobrazovat všechny tyto grafy, neboť jejich počet by činil 80, proto nakonec bude zobrazen jenom ten graf, který toleruje nominální kapacitu baterie.



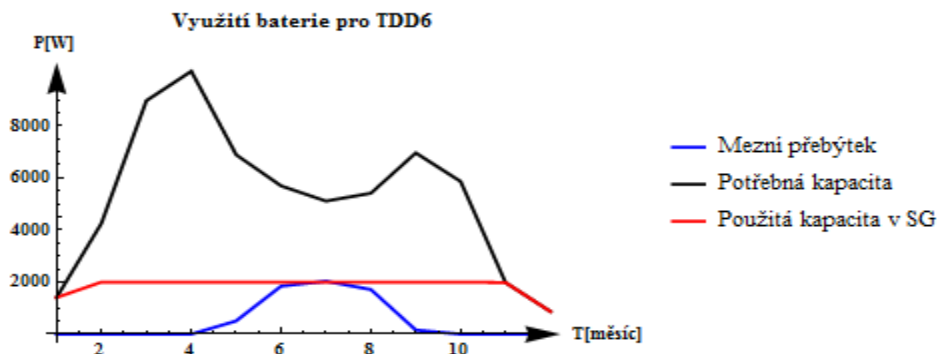
Graf 31: Průběhy využití baterie během roku pro TDD7 (D55) [vlastní zpracování]

Z grafu 31 je zjevné, že křivky potřebné a použité kapacity splývají a je možné usoudit, že výhody technologie SG jsou pro případ tarifní sazby D55 využité v plné míře. Velikost mezního přebytku je dána zejména kvůli nízké úrovni spotřeby u Tepelného čerpadla.



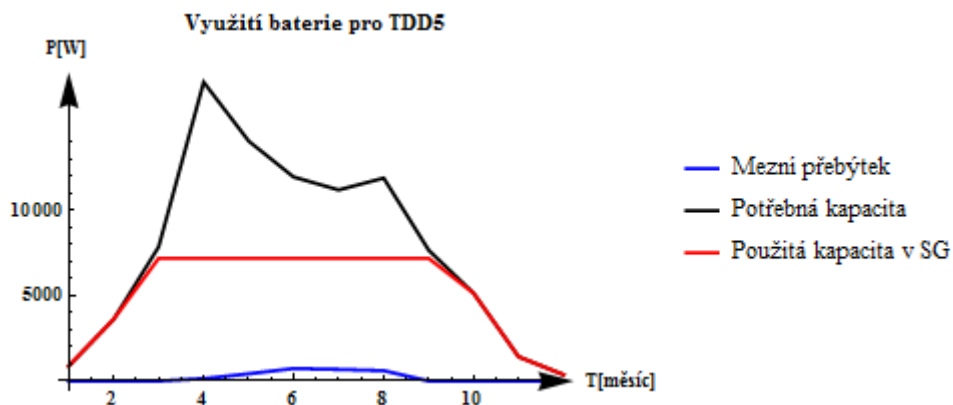
Graf 32: Průběhy využití baterie během roku pro TDD7 (D45) [vlastní zpracování]

Z grafu 32 je zřejmé, že výhody technologie SG jsou pro případ tarifní sazby D45 využité ve velké míře. Potenciál ušetření při použití větší kapacity je teoretický možný, není však logický, zejména kvůli nepotřebnosti tak zvětšené kapacity v případě neinteligentního řízení.



Graf 33: Průběhy využití baterie během roku pro TDD6 (D35) [vlastní zpracování]

Z grafu 33 je zřejmé, že výhody technologie SG jsou pro případ tarifní sazby D35 využité jen v malé míře. Potenciál ušetření při použití větší kapacity je teoretický možný, není však logický, zejména kvůli nepotřebnosti tak zvětšené kapacity v případě neinteligentního řízení.

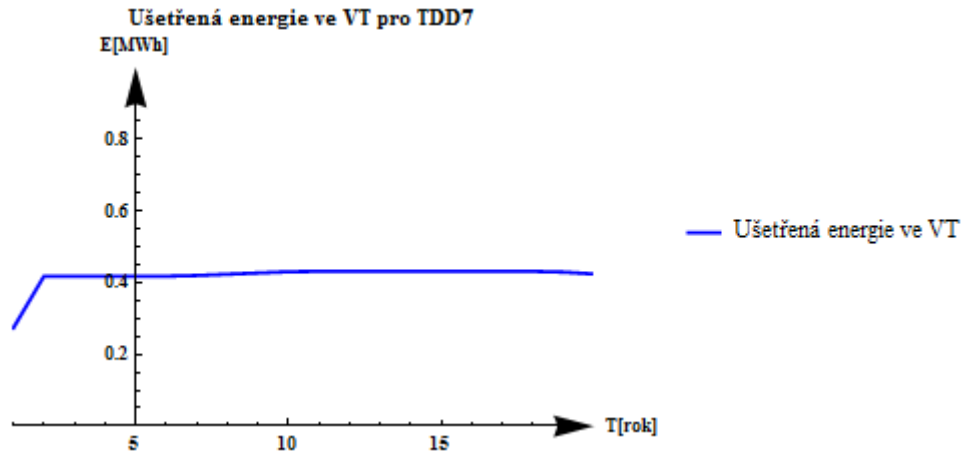


Graf 34: Průběhy využití baterie během roku pro TDD5 (D25) [vlastní zpracování]

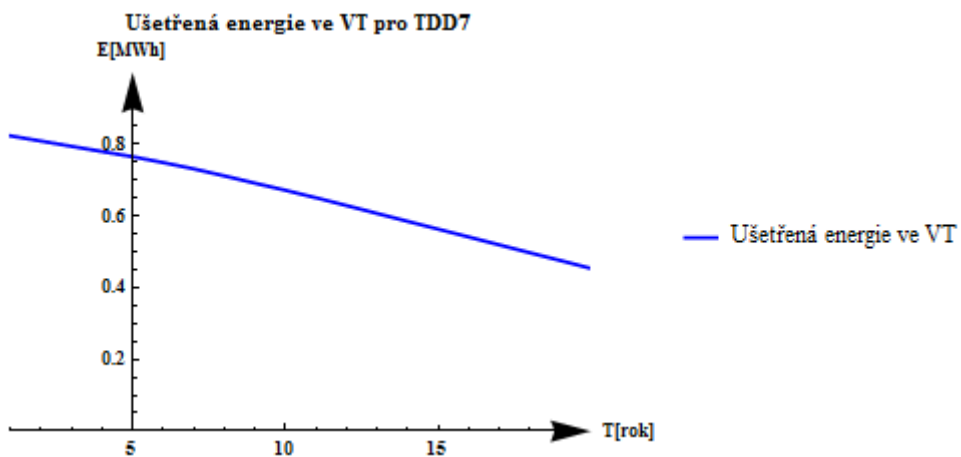
Z grafu 34 je zřejmé, že výhody technologie SG jsou pro případ tarifní sazby D25 využité v dostatečné míře. Potenciál ušetření při použití větší kapacity je teoretický možný, není však logický, zejména kvůli velkým nákladům na zvětšení kapacity. V případě neinteligentního řízení pro tuto tarifní sazbu nebyla použita baterie, jak už ale bylo řečeno dřív v textu, výhody technologie SG je možné čerpat jenom za předpokladu přítomnosti kapacitních baterií. Proto, pro tento případ byla oproti neinteligentnímu řízení použita baterie s kapacitou 7.2 kW, která se odvodila od průběhu potřebné kapacity

4.3.3 Výpočet celkově ušetřené energie

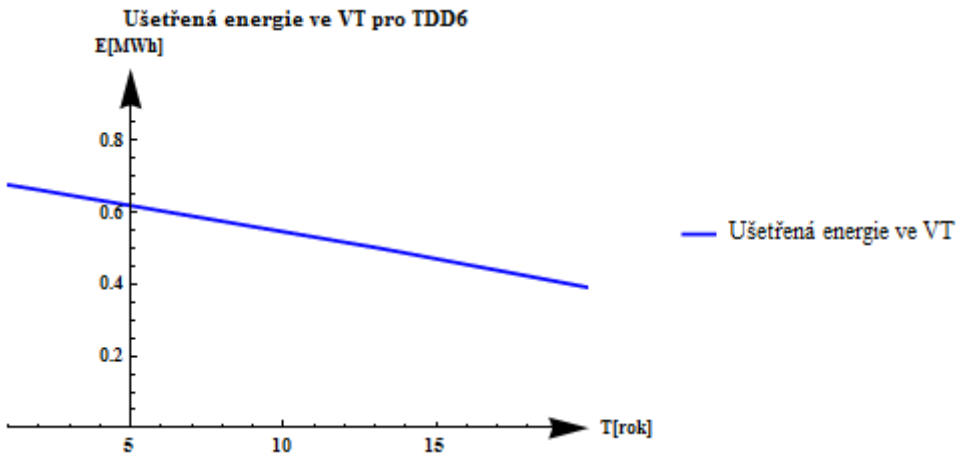
Ze všech objemů energií se pak spočítal rozdíl ušetřené množství energie ve VT pro variantu s využitím a bez využití technologie SG pro každý měsíc příslušného roku a dále i pro každý příslušný rok.



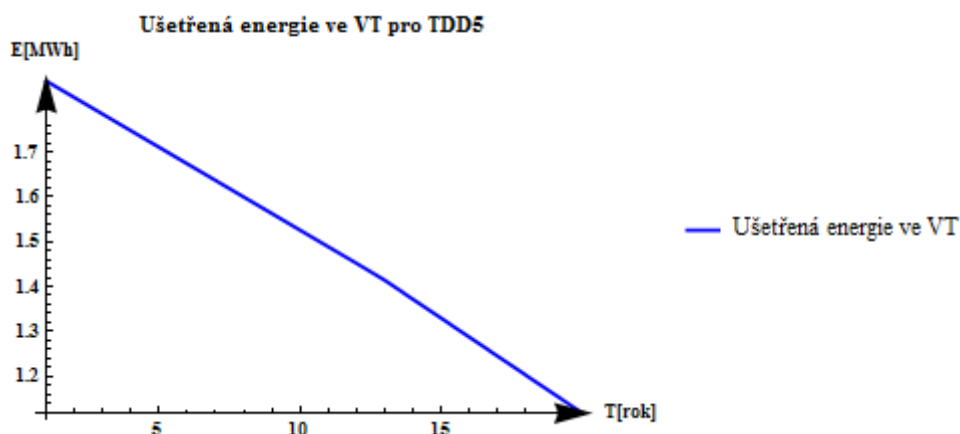
Graf 35: Průběh změny ušetřené energie během 20 let pro TDD7 (D55) [vlastní zpracování]



Graf 36: Průběh změny ušetřené energie během 20 let pro TDD7 (D45) [vlastní zpracování]



Graf 37: Průběh změny ušetřené kapacity energie 20 let pro TDD6 (D35) [vlastní zpracování]



Graf 38: Průběh změny ušetřené kapacity energie 20 let pro TDD5 (D25) [vlastní zpracování]

Z grafů 35 až 38 je možné usoudit, že ve většině případů (D45,D35,D25) celkové množství energie, které je možné ušetřit, oproti neinteligentnímu řízení prudce klesá se snížením kapacity baterie. Prudkost poklesu je potom dána termíny zapnutí VT.

4.4 Ekonomické zhodnocení

Jak již bylo zmíněno, ekonomické zhodnocení nasazení prvků SG v RD bude provedeno pomocí metody rozdílového NPV. Je možné z průběhů ušetřené energie ve VT určit hodnoty ΔCF pro každý rok. Nejsou však známy rozdíly počátečních investic, je ale znám výdaj pro variantu bez chytrého řízení (viz Tab. 8), proto pro každou tarifní sazbu budou vytvořeny průběhy rozdílového diskontovaného kumulovaného CF po dobu 20 let tak, aby $\Delta NPV = 0$. Tím určíme, o jakou částku může být větší výdaj pro zapojení prvků SG v RD, než je výdaj pro normální elektroměr.

4.4.1 Stanovení diskontu a míry růstu ceny elektrické energie

Dále je nutné stanovit výši diskontu. Její hodnota se odvíjí od možné alternativní investice, například do státních dluhopisů pro domácnosti. V diskontu by měl být zohledněn inflační cíl a rizikovost investice. V obecném případě se hodnota diskontu stanoví jako součet bezrizikové složky a prémie za riziko. Jako bezriziková složka jsou obvykle uvažovány státní dluhopisy a prémie za rizikovost je odvozena od rizikovosti projektu či sektoru. Investoři v energetickém sektoru běžně jako bezrizikovou sazbu využívají výnos desetiletého státního dluhopisu[17], který v současnosti (Květen 2016) činí 0,43%. V případě našeho projektu je však třeba zohlednit možnosti, které jsou dostupné pro domácnosti, neboť domácnosti nemají takové investiční možnosti jako firmy. Pro uvažovanou domácnost se jako alternativní investiční možnosti jeví například dlouhodobé investování do různých typů fondů, ukládání peněz na spořicí účet či obchod s akciemi. Vzhledem k rizikovosti investic do akcií a fondů, zvolím jako investiční alternativu ukládání peněz na termínovaný účet.

K vybrání nejvýhodnějšího termínovaného účtu je možné využít řadu metod: od jednotlivého srovnávání nabízených produktů na webových stránkách jednotlivých bank až po

využití srovnávacích kalkulaček či finančního poradce. Vzhledem k zaměření práce, využiji srovnávací kalkulačku. Takovýchto kalkulaček existuje celá řada, a je z nich nutné vybrat nezávislou, aktuální a spolehlivou. Vzhledem k obecně dobrým referencím a vlastním zkušenostem, jsem se rozhodl použít srovnávač ze stránek Finance.cz. Jak je vidět z tabulky 6, nejlepší nabízená úroková sazba činí 3.45 %, proto bude použita jako diskontní míra. Je potřeba jenom dodat, že následná citlivostní analýza zaručí případnou nepřesnost v určení míry diskontu.

Jako další je míra eskalace cen elektrické energie, která byla stanovena na 3% dle vyhlášky 480/2012 Sb. o energetickém auditu a energetickém posudku. [19]

Název banky	Úroková sazba	Vyplacený úrok [CZK]	Daň z úroků [CZK]	Vyplacená částka [CZK]
<u>ANO spořitelní družstvo</u>	3,45 %	5 175,00	776,25	34 398,75
<u>Artesa, spořitelní družstvo (STANDARD)</u>	3,40 %	5 100,00	765,00	34 335
<u>Akcenta, spořitelní a úvěrní družstvo</u>	2,90 %	4 350,00	652,50	33 697,50
<u>Záložna Creditas, spořitelní družstvo</u>	2,80 %	4 200,00	630,00	33 570
<u>Fio banka</u>	1,20 %	1 800,00	270,00	31 530
<u>Equa bank</u>	1,10 %	1 650,00	247,50	31 402,50
<u>GE Money Bank</u>	0,50 %	750,00	112,50	30 637,50
<u>UniCredit Bank</u>	0,10 %	150,00	22,50	30 127,50
<u>Komerční banka</u>	0,01 %	15,00	2,25	30 012,75

Tab. 6: Porovnání termínovaných vkladů [18]

Obecně pak bude platit následující rovnice:

$$\Delta Inv = \sum_{n=0}^{n=20} \frac{\Delta CF_n (1+r)^n}{(1+d)^n} \quad (18)$$

kde

ΔInv rozdíl počátečních investic [Kč],

ΔCF_n rozdílový Cash Flow v roce n [Kč],

r míra růstu cen na elektřinu [%],

d míra diskontu [%].

4.4.2 Stanovení rozdílového CF

Hodnota ΔCF_n se v každém roce bude odvíjet od celkové ušetřené energie ve VT. Je potom možné psát:

$$\Delta CF_n = \Delta E_{VT} \cdot \Delta C \quad (19)$$

kde

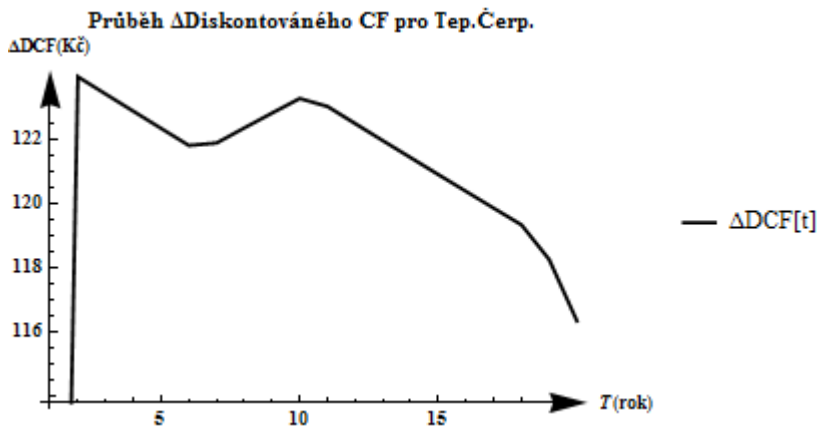
ΔE_{VT} celková ušetřená energie ve VT [MWh],

ΔCF_n rozdílový Cash Flow v roce n [Kč],

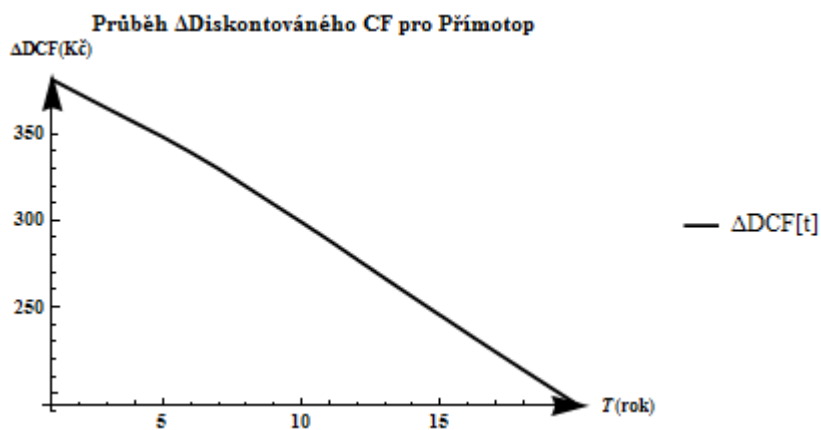
ΔC rozdíl cen elektřiny ve VT a NT [Kč/MWh],

Ceny za MWh elektrické energie byly získány ze stránek ČEZ a jsou k nahlédnutí v Tab. 7.

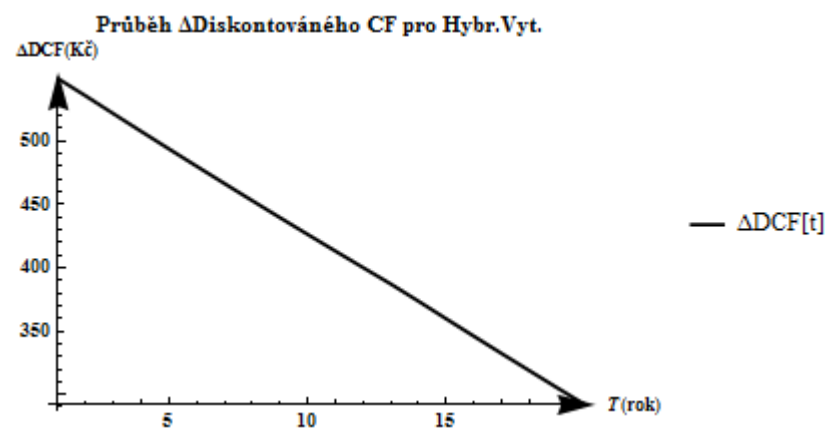
Jelikož jsou k dispozici všechny potřebné hodnoty, je možné zobrazit průběhy ΔDCF_n během celého období. Pro přehlednost změn ΔDCF_n v závislosti na čase nebudou v následujících grafech zohledněny investiční výdaje.



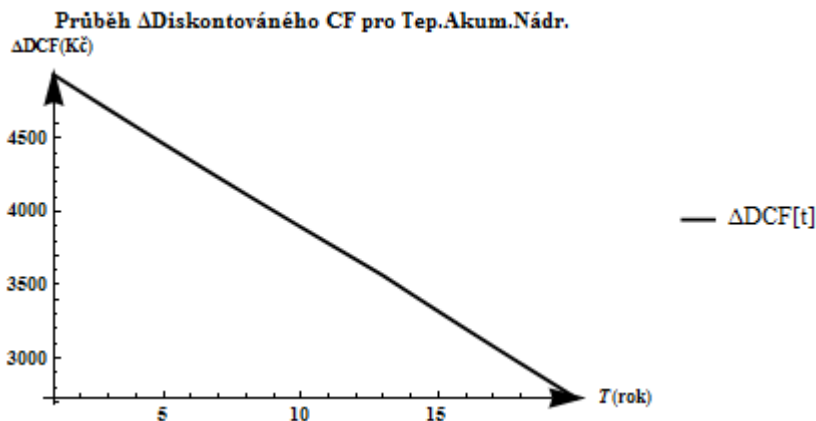
Graf 39: Průběh změny ΔDCF_n během 20 let pro TDD7 (D55) [vlastní zpracování]



Graf 40: Průběh změny ΔDCF_n během 20 let pro TDD7 (D45) [vlastní zpracování]



Graf 41: Průběh změny ΔDCF_n během 20 let pro TDD6 (D35) [vlastní zpracování]



Graf 42: Průběh změny ΔDCF_n během 20 let pro TDD5 (D25) [vlastní zpracování]

Z grafů 39 až 42 je patrné, že ve většině případů se ΔDCF_n téměř lineárně snižovalo po celou dobu dvaceti let, což je dáno lineárním snižováním kapacity baterie s časem. V případě tepelného čerpadla je vidět zjevnou korelaci s průběhem ušetřené energie ve VT.

4.4.3 Stanovení rozdílového diskontovaného kumulovaného CF

Průběh $\Delta DKCF_n$ bude mít za cíl stanovit hodnotu ΔInv , kterou odečteme na svislé ose jako délku mezi bodem průtnutí $\Delta DKCF_n$ této osy a nulou v případě, že je $\Delta Inv > 0$ a jako funkční hodnotu $\Delta DKCF_{20}$ v případě, že je $\Delta Inv < 0$.

Nejprve se musejí zvážít případy rozdílných počátečních vybavení, což je případ teplovodní akumulací nádrže, kdy, v případě neinteligentního řízení, chybí akumulací baterie, a, v případě řízení inteligentního, je použita baterie s kapacitou 7.2 kWh.

Je tedy potřeba určit výši potřebné počáteční investice na pořízení kapacitní baterie. Pro stanovení této částky byl odeslán požadavek do společnosti SOLARIS, která vystavila ceník (viz Tab. 8) pro provedení požadované instalace. Částka tedy činí 144 095,- Kč

Z toho samého zdroje byl odečten investiční výdaj na pořízení 3-f elektroměru, který činí 6 829.85 Kč. Pomocí tohoto údaje je pak možné stanovit maximální možný investiční výdaj potřebný pro zapojení prvků SG do RD.

Z grafů 43 až 46 je možné usoudit, že ΔInv vyšla kladná pro veškeré tarifní sazby kromě sazby D25. I přes to, že průběh ΔDCF_n pro D25 měl nejvyšší hodnoty ze všech variant, výše investičních výdajů překrývá veškeré výhody této technologie. Hodnota ΔInv pro tento případ činí -67 433,- Kč, což znamená, že za těchto podmínek zapojení prvků SG do RD se nikdy nevyplatí.

Porovnáním variant pro stejný TDD7 přicházím k závěru, že lepšího výsledku u tarifní sazby D45 bylo dosaženo zejména kvůli menšímu rozdílu mezního přebytku a použité kapacity pro chytré řízení. Obě hodnoty jsou však kladné a činí pro D55: $\Delta Inv = 2390,-$ Kč a pro D45:

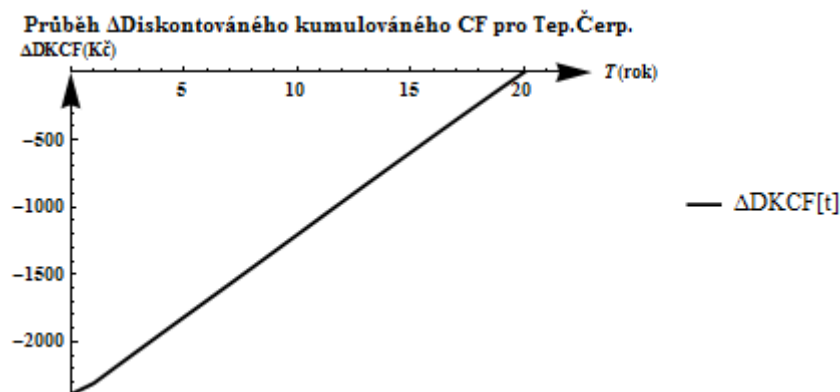
$\Delta Inv = 5822,-$ Kč. Z těchto hodnot se dá jednoduše odvodit maximální hodnotu počáteční investice pro zapojení prvků SG do RD. Tyto hodnoty činí pro D55: $Inv = 9220,-$ Kč a pro D45: $Inv = 12652,-$ Kč.

Varianta D35 s hybridním vytápěním, která i přes to, že využívala výhody technologie SG jen v malé míře, ukazuje nejlepší výsledek. To zejména kvůli tomu, že se pro tuto tarifní sazbu nabízela cena elektřiny s velkým rozdílem mezi vysokým a nízkým tarifem. Hodnota rozdílu počátečních výdajů tady činí $\Delta Inv = 8401,-$ Kč, z čehož maximální hodnotu počáteční investice $Inv = 15231,-$ Kč

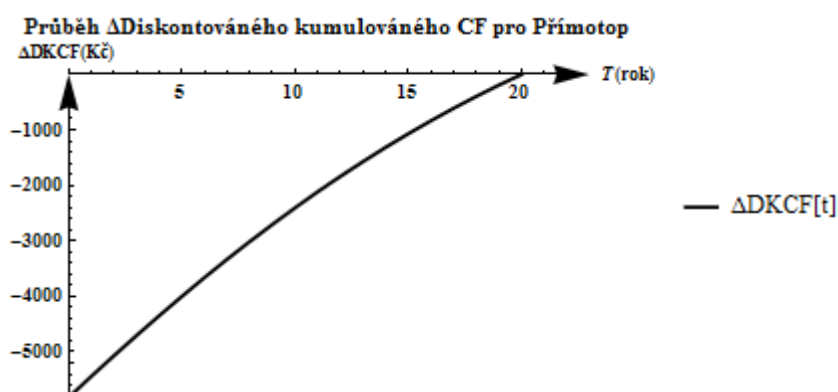
Sestava	Počet MJ	Cena MJ	%DPH	DPH MJ	Sleva	Celkem
Fotovoltaická elektrárna 3,12 kWp, baterie 7,2 kWh						
Fotovoltaický panel Axitex 260 (SVT20464)	12,000	4 311,00	15%	646,65		59 491,80
Hybridní střídač Solax SK-SU3000E X-Hybrid (SVT 20505)	1,000	41 755,00	15%	6 263,25		48 018,25
Bateriová skříň XLB09	1,000	5 840,00	15%	876,00		6 716,00
Baterie Extra 2000, kapacita 7,2 kWh	1,000	125 300,00	15%	18 795,00		144 095,00
Set DC - odpojovač + skříňka + kabel	1,000	2 291,00	15%	343,65		2 634,65
3-F elektroměr Carlo Gavazzi	1,000	5 939,00	15%	890,85		6 829,85
Konstrukce Schletter / K2	12,000	1 100,00	15%	165,00		15 180,00
EPS Junction Box pro 3-5 baterií	1,000	2 905,00	15%	435,75		3 340,75
Kabeláž DC, AC, lišty, husí krky, rozvaděče	1,000	15 000,00	15%	2 250,00		17 250,00
Instalace elektrárny, zprovoznění, zaškolení, revize	1,000	19 982,00	15%	2 997,30		22 979,30
Doprava systému	1,000	3 260,00	15%	489,00		3 749,00
Administrace, projekt, energetický posudek, vyřízení dotace NZÚ	1,000	7 500,00	15%	1 125,00		8 625,00
Odborný posudek	1,000	5 000,00	15%	750,00		5 750,00
Dotace 105.000 Kč NZÚ C.3.6.	1,000	-91 304,50	15%	-13 695,68		-105 000,18

Rozpis DPH:	Základ	DPH	Celkem
V sazbě základní:			0,00
V sazbě snížené:	208 399,50	31 260,00	239 659,50

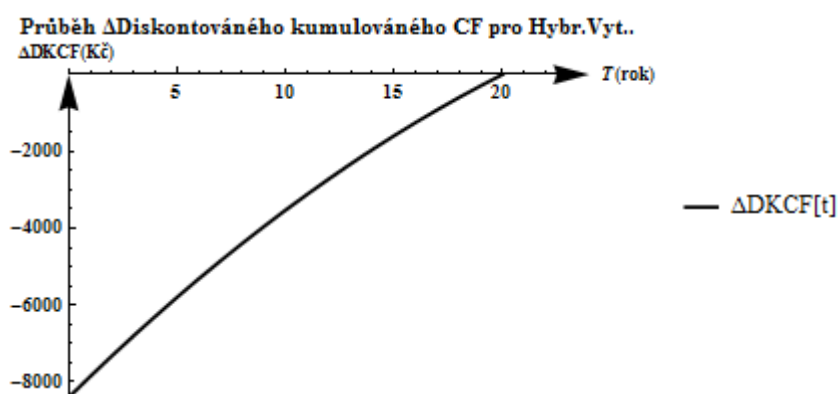
Tab. 8: Ceník společnosti SOLARIS [21]



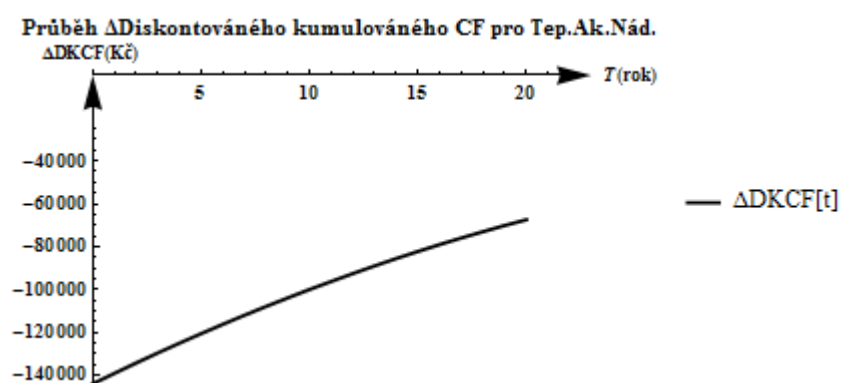
Graf 43: Průběh $\Delta DKCF_n$ během 20 let pro TDD7 (D55) [vlastní zpracování]



Graf 44: Průběh $\Delta DKCF_n$ během 20 let pro TDD7 (D45) [vlastní zpracování]



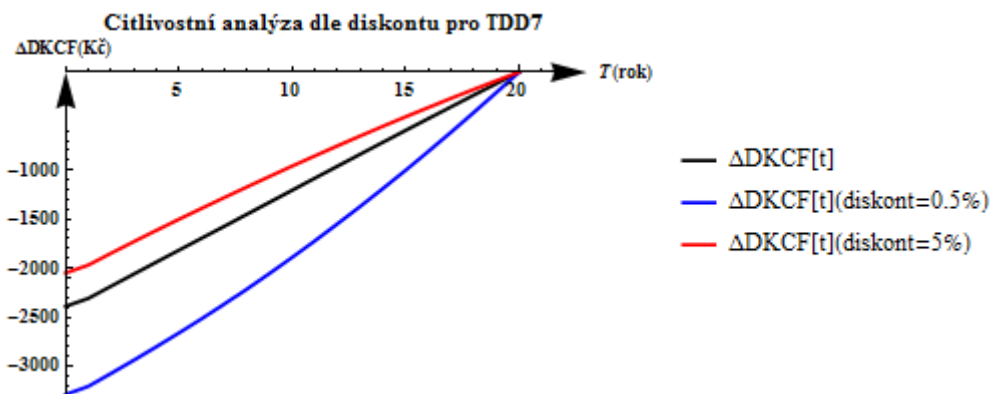
Graf 45: Průběh $\Delta DKCF_n$ během 20 let pro TDD6 (D35) [vlastní zpracování]



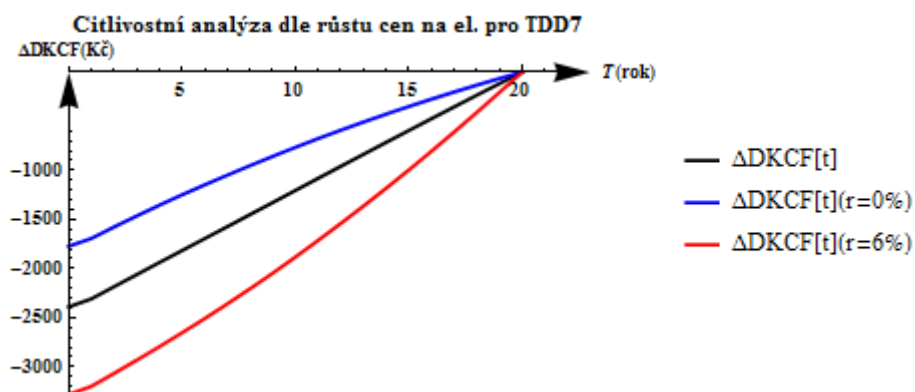
Graf 46: Průběh $\Delta DKCF_n$ během 20 let pro TDD5 (D25) [vlastní zpracování]

4.5 Citlivostní analýza

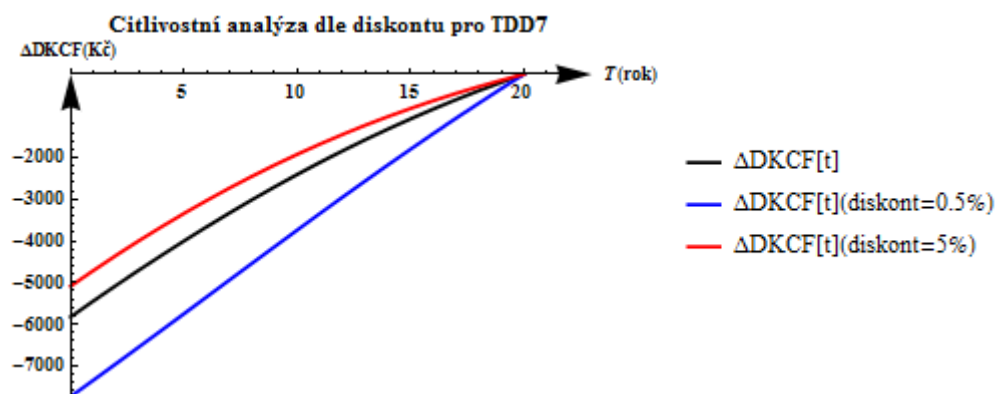
Za účelem bližšího prozkoumání celkové výnosnosti zapojení prvků SG do RD byla provedena citlivostní analýza dosažených výsledků, a to dle výše diskontu v rozmezí 0.5% - 5% a dle výše růstu ceny za elektřinu v rozmezí 0% - 6%.



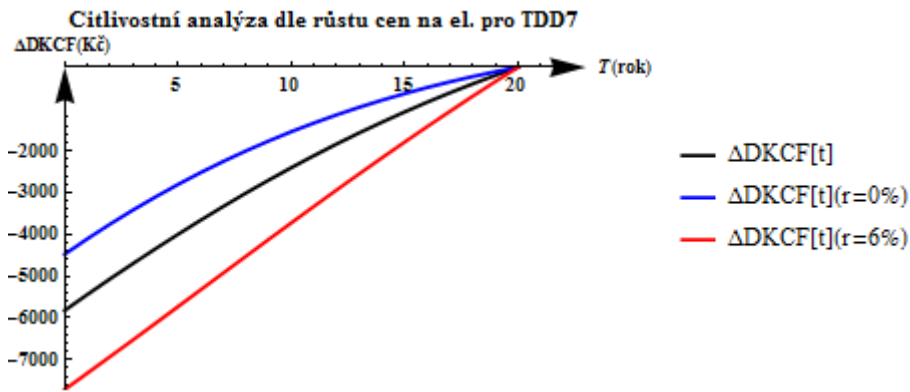
Graf 47: Citlivostní analýza dle výše diskontu během 20 let pro TDD7 (D55) [vlastní zpracování]



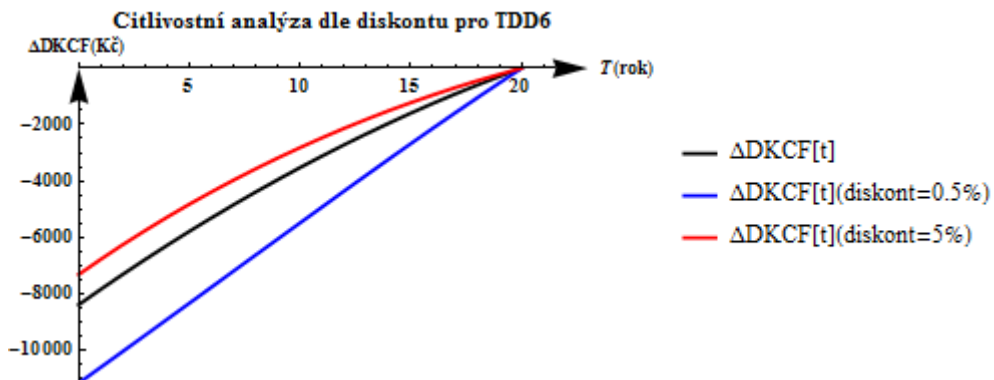
Graf 48: Citlivostní analýza dle výše růstu cen během 20 let pro TDD7 (D55) [vlastní zpracování]



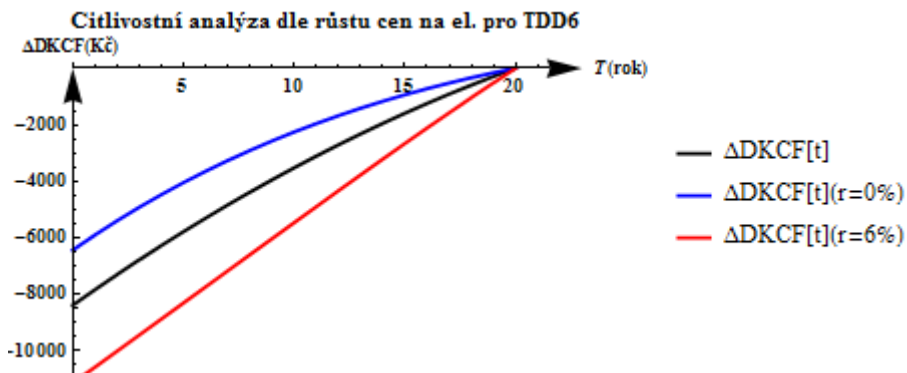
Graf 49: Citlivostní analýza dle výše diskontu během 20 let pro TDD7 (D45) [vlastní zpracování]



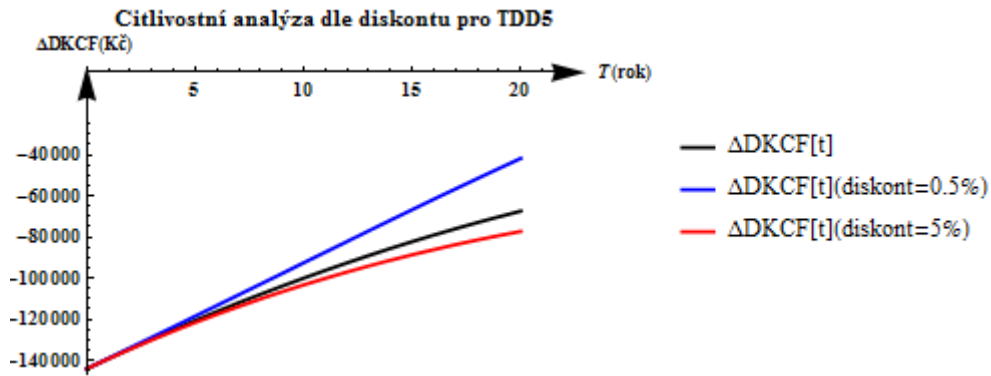
Graf 50: Citlivostní analýza dle výše růstu cen během 20 let pro TDD7 (D45) [vlastní zpracování]



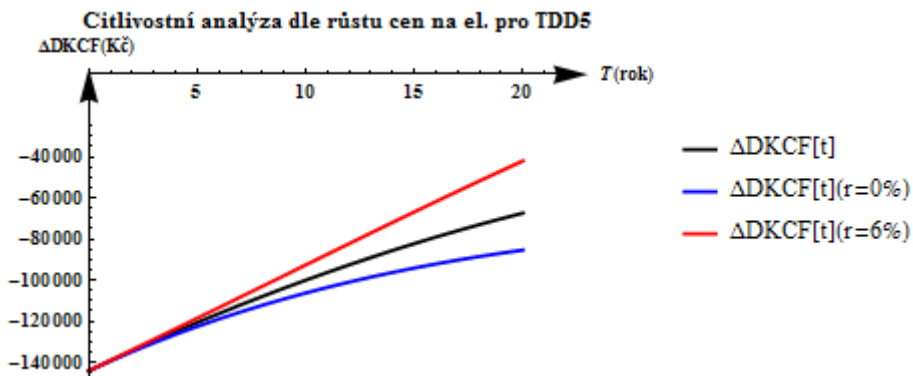
Graf 51: Citlivostní analýza dle výše diskontu během 20 let pro TDD6 (D35) [vlastní zpracování]



Graf 52: Citlivostní analýza dle výše růstu cen během 20 let pro TDD6 (D35) [vlastní zpracování]



Graf 53: Citlivostní analýza dle výše diskontu během 20 let pro TDD5 (D25) [vlastní zpracování]



Graf 54: Citlivostní analýza dle výše růstu cen během 20 let pro TDD5 (D25) [vlastní zpracování]

Z grafů 47 až 52 můžeme usoudit, že takové veličiny, jako diskont a růst cen za elektřinu neovlivňují konečný výsledek ve velké míře. Z grafů 53 až 54 je pak patrné, že pro tarifní sazbu D25 v žádném případě, i zcela nereálném (každoroční růst cen o 6%) nedosahuje hodnota ΔInv alespoň nulové hodnoty.

4.5.1 Posouzení pro TDD7(D55)

Z provedené studie pro tarifní sazbu, využívající jako zdroj vytápění tepelné čerpadlo, plyne, že rozdíl počáteční investice pro zapojení prvků SG do RD, který činí $\Delta Inv = 2390,-$ Kč se nejeví jako zcela reálná hodnota pro rozdíl v počátečních výdajích. Potenciál této technologie byl využit v plné míře a tento výsledek nemůže potom být ovlivněn žádnou změnou počátečních předpokladů.

4.5.2 Posouzení pro TDD7(D45)

Z provedené studie pro tarifní sazbu, využívající jako zdroj vytápění přímotopy, plyne, že rozdíl počáteční investice pro zapojení prvků SG do RD, který činí $\Delta Inv = 5822,-$ Kč se může jevit jako dostatečná hodnota pro rozdíl v počátečních výdajích za určitých podmínek (viz kapitola 4.5). Nelze ale spoléhat na mezní hodnoty, které reprezentují extrémní případy, proto považujeme využití technologie pro TDD7 jako nevhodné. Potenciál této technologie byl využit ve velké míře a tento výsledek nemůže potom být ovlivněn žádnou změnou počátečních předpokladů.

4.5.3 Posouzení pro TDD6(D35)

Z provedené studie pro tarifní sazbu, využívající hybridního vytápění, plyne, že rozdíl počáteční investice pro zapojení prvků SG do RD, který činí $\Delta I_{nv} = 8401,- \text{ Kč}$ se může jevit jako dostatečná hodnota pro rozdíl v počátečních výdajích. Za určitých podmínek (viz kapitola 4.5) se tato hodnota může zvýšit. Potenciál této technologie byl využit jen v malé míře a tento výsledek může potom být silně zlepšen změnou počátečních předpokladů. Takovým předpokladem je větší celková spotřeba domácnosti. Celkově, považují využití technologie pro TDD6 jako vhodné pro domácnosti s velkou spotřebou energie.

4.5.4 Posouzení pro TDD5(D25)

Z provedené studie pro tarifní sazbu, využívající jako zdroj vytápění teplovodní akumulární nádrže, plyne, že rozdíl počáteční investice pro zapojení prvků SG do RD, který činí $\Delta I_{nv} = -67\,433,- \text{ Kč}$ je záporný i za zcela nereálných předpokladů. Potenciál této technologie byl využit v dostatečné míře, a proto nemůže být silně zlepšen změnou počátečních předpokladů. Za určitých okolností, jakožto snížení cen na baterii, může být využití technologie pro TDD5 vhodné.

Závěr

V rámci tohoto projektu byl rozebrán systém Smart Grids z pohledu posouzení jeho technologické efektivity, realizovatelnosti v rámci České Republiky, plánu realizace, včetně nařízení Ministerstva obchodu a průmyslu a legislativních opatření s tím souvisejících, jako například dopad na trh s elektřinou a koncové zákazníky.

Závěry z tohoto posouzení plynoucí, posloužily jako osnova pro následovný rozbor zařízení v rodinném domě z pohledu spotřeby, výroby a akumulace energie, a byly využity pro zpracování ekonomického zhodnocení nasazení prvků Smart Grids v rodinném domě.

Teoretický popis zařízení v rodinném domě posloužil jako nástin pro následnou studii, ve které byla zhodnocena ekonomická efektivita pro různé typy tarifních sazeb, uvažující dopad ze strany nasazení prvků Smart Grids.

Celá analytická část této práce počítala se statistickými údaji, čímž bylo dosaženo velice spolehlivých a obecných výsledků. Z těchto výsledků je patrné, že za současných podmínek, které se nabízejí zákazníkům na trhu, nejsou zcela zjevné ekonomické výhody zapojení prvků Smart Grid do rodinného domu.

Situace se může zcela změnit, zejména pokud například bude nová tarifní struktura založena na zvýhodnění účastníků trhu, kteří snižují špičky a nikoli těch, kdo snižuje hodnotu jističe. Kromě jiného, umožnění a podpora netmeteringu by dovolila zákazníkům, kteří nemají dostatečné kapacitní možnosti, využít výhody této technologie ve větší míře. Snížení cen za akumulační prvky také bude motivovat řadu zákazníků určitého typu do zapojení prvků této technologie.

Celkem vzato, bez určitých opatření ze strany státu, který by podpořil financování této technologie pro zákazníky, není možné mluvit o možnosti přežití takovýchto technologických řešení na trhu s elektřinou. Technologie určitě má budoucnost, jelikož řeší řadu technických problémů, jako například vyrovnání špiček a decentralizaci výroby elektřiny. Musí ale přijít určité změny, aby technologie měla ekonomický smysl.

Zdroje

- [1] Ministerstvo Průmyslu a Obchodu. *Národní akční plán pro chytré sítě: (NAP SG)*. In: . Na Františku 32, 110 15 Praha 1, 2015.
- [2] BORLASE, Stuart. *Smart Grids: Infrastructure, technology and solutions*. 6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300: CRC Press, 2013. ISBN 13: 978-1-4398-2910-3.
- [3] VINŠOVÁ, Michaela. Smart Grids jako budoucnost energetiky. *Inteligentní budovy* [online]. 2013 [cit. 2016-01-04]. Dostupné z: <http://inbudovy.cz/artikul/article/smart-grids-jako-budoucnost-energetiky/>
- [4] PELIKÁN, Emil, Kryštof EBEN a Milan ŠIMŮNEK. *Predikce spotřeby elektrické energie a zemního plynu. Ústav informatiky AV ČR*. Praha, 2001.
- [5] Federal Energy Regulatory Commission. USA. *Assessment of Demand Response and Advanced Metering: Staff Report*. In: . 2008.
- [6] SUMANA, M. Automated Controlling of Smart Meters. *International journal of computer applications*. 2015, 4(121): 23. DOI: 10.5120/21528-4515. ISSN 0975-8887.
- [7] HORÁLEK, Josef a Vladimír SOBĚSLAV. Technologie a požadavky na inteligentní sítě pro Smart Grid. *Elektrorevue*. 2012, 14(6): 6. ISSN 1213-1539.
- [8] TZB-info. Porovnání nákladů na vytápění. *Tzbinfo* [online]. [cit. 2016-01-04]. Dostupné z: <http://vytapani.tzb-info.cz/tabulky-a-vypocty/138-porovnani-nakladu-na-vytapani-tzb-info>
- [9] KREJCAR, Rostislav. *Účastníci trhu, typy měření, tarifní struktura v elektroenergetice: Rozvoj energetických systémů*. Praha: FEL ČVUT, 2015.
- [10] Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Map. *JRC, European Commission* [online]. EU [cit. 2016-05-11]. Dostupné z: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe#>
- [11] *Typové diagramy dodávek elektřiny: Normalizované TDD*. Praha: OTE, a.s., 2015. Dostupné také z: http://www.ote-cr.cz/statistika/typove-diagramy-dodavek-elektriny/normalizovane-tdd/page_report_20
- [12] *Denní data ze stanice Praha Klementinum*. Praha: Český Hydrometeorologický Ústav, 2016. Dostupné také z: <http://portal.chmi.cz/historicka-data/pocasi/praha-klementinum>
- [13] *Metodika přepočtu TDD na venkovní teploty*. EGÚ, Brno: OTE, 2014. Dostupné také z: <http://www.ote-cr.cz/dokumentace/dokumentace-elektrina/dokumentace-elektrina>
- [14] BENNIS, Mouncef, BARHDADI, Abdelfettah (ed.). PVGIS approach for assessing the performances of the first PV grid-connected power plant in

Morocco. *Semiconductors Physics and Solar Energy Team (P.S.E.S.)*. USA: Cornell University, 2012, , 11.

[15] *Stav HDO*. Praha: PREdistribuce, 2016. Dostupné také z: <https://www.predistribuce.cz/cs/potrebuji-zaridit/zakaznici/stav-hdo/>

[16] German test laboratory. *The high speed test* [online]. Německo: GWL Power, 2016 [cit. 2016-05-15]. Dostupné z: <http://gwl-power.tumblr.com/post/140959580626/the-high-speed-test-by-german-test-laboratory>

[17] *Výnos desetiletého státního dluhopisu*. Praha: Česká Národní Banka, 2016. Dostupné také z: http://www.cnb.cz/cnb/STAT.ARADY_PKG.VYSTUP?p_period=1&p_sort=2&p_des=50&p_sestuid=375&p_uka=1&p_strid=AEBA&p_od=200004&p_do=201604&p_lang=CS&p_format=0&p_decsep=%2C#dump

[18] *Kalkulátor termínovaných vkladů* [online]. Praha: Finance, 2016 [cit. 2016-05-16]. Dostupné z: <http://www.finance.cz/ucty-a-sporeni/kalkulacky-a-aplikace/nejlepsi-terminovany-vklad/>

[19] *Vyhláška o energetickém auditu a energetickém posudku*. 2012. In: Praha, číslo 480/2012 Sb.

[20] *Ceny produktů ČEZ*. Praha: ČEZ, 2016.

[21] Ceník společnosti SOLLARIS s.r.o.