



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

MODELOVÁNÍ ENERGETICKÝCH TOKŮ V OBCI S BATERIOVÝMI SYSTÉMY

MODELING OF ENERGY FLOWS IN MUNICIPALITY WITH BATTERY SYSTEMS

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Tomáš Řehořek

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Martin Paar, Ph.D.

BRNO 2022



Diplomová práce

magisterský navazující studijní program **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Tomáš Řehořek

ID: 203333

Ročník: 2

Akademický rok: 2021/22

NÁZEV TÉMATU:

Modelování energetických toků v obci s bateriovými systémy

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Přehled bateriových systémů pro domácnosti a síťové účely
2. Přehled provozování bateriových systémů
3. Návrh scénářů rozšíření a kooperace bateriových systémů ve vybrané obci
4. Modelování vybraných scénářů a jejich ucelené vyhodnocení

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího závěrečné práce

Termín zadání: 7.2.2022

Termín odevzdání: 24.5.2022

Vedoucí práce: Ing. Martin Paar, Ph.D.

prof. Ing. Petr Toman, Ph.D.
předseda rady studijního programu

UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

Abstrakt

Diplomová práce se zabývá bateriovými systémy a možnostmi jejich využití hlavně ve spojení s FVE pro domácí účely, částečně pak pro síťové účely. Dále se práce zabývá dopady zvýšeného počtu BEV na zatížení. Cílem práce je nasimulovat a zkoumat výkonové toky, v rámci vybrané sítě při zvýšeném počtu FVE ve spojení s bateriovými systémy. Výpočet výkonových toků je prováděn v programu OpenDSS a vstupní data pro simulace jsou vytvářena v programu Matlab. Teoretická část práce popisuje technologie bateriových systémů a způsob jejich provozu. Částečně se dotýká i využití bateriových systémů pro síťové využití. V praktické části je provedeno vyhodnocení simulací zkoumající možnosti bateriových systémů limitovat špičky přebytků generované energie. Zároveň je zkoumán dopad zvýšeného zatížení způsobeného dobíjením BEV a možnosti bateriových systémů na snížení tohoto zatížení.

Klíčová slova

Bateriové systémy; využití bateriových systémů; fotovoltaická elektrárna; výkonové toky; provoz bateriových systémů; elektromobilita; bateriové elektrické vozidlo; nabíjení bateriových elektrických vozidel

Abstract

This thesis studies battery systems and possibilities of their utilization together with PV systems mainly for domestic purposes. Furthermore, the thesis deals with the impact of increased number of BEVs on load demand. The aim of the thesis is to simulate and investigate the power flows, within a selected grid, with high levels of PV generation paired with battery systems. The calculation of the power flows is performed in OpenDSS and the input data for the simulations are generated in Matlab. The theoretical part of the thesis describes the technology of the battery systems and how they operate. The thesis also partly touches on the use of battery systems for grid applications. In the practical part, an evaluation of simulations investigating the capability of battery systems to limit peaks of surplus generated energy is performed. As well as that the impact of increased load caused by BEV charging and the possibilities of reduction of this load via use of battery systems is also investigated.

Keywords

Battery systems; utilization of battery systems; photovoltaic system; power flow; operational characteristics of battery systems; electromobility; battery electric vehicle; charging of battery electric vehicles

Bibliografická citace

ŘEHOŘEK, Tomáš. Modelování energetických toků v obci s bateriovými systémy [online]. Brno, 2022 [cit. 2022-05-24]. Dostupné z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/142419>. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Martin Paar.

Prohlášení autora o původnosti díla

Jméno a příjmení studenta:	Tomáš Řehořek
VUT ID studenta:	203333
Typ práce:	Diplomová práce
Akademický rok:	2021/22
Téma závěrečné práce:	Modelování energetických toků v obci s bateriovými systémy

Prohlašuji, že svou závěrečnou práci jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucí/ho závěrečné práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené závěrečné práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této závěrečné práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

Poděkování

Rád bych poděkoval svému vedoucímu diplomové práce Ing. Martinu Paarovi, Ph.D. za účinnou pedagogickou a odbornou pomoc, za cenné rady a materiály při zpracování diplomové práce. Také panu Ing. Tomáši Kolacioví za možnost spolupráce s firmou EG.D, a.s. a za odbornou pomoc a poskytnuté materiály.

Obsah

SEZNAM OBRÁZKŮ	9
SEZNAM TABULEK.....	11
1. ÚVOD.....	12
2. PŘEDCHÁZEJÍCÍ VÝZKUM V OBLASTI	14
3. BATERIOVÉ SYSTÉMY.....	15
4. BATERIOVÉ SYSTÉMY PRO DOMÁCÍ VYUŽITÍ.....	17
4.1 TECHNOLOGIE BATERIOVÝCH SYSTÉMŮ PRO DOMÁCÍ VYUŽITÍ.....	18
4.1.1 Lithium-iontové baterie.....	19
4.1.2 Vybrané bateriové systémy.....	20
4.2 ZAPOJENÍ BATERIOVÝCH SYSTÉMU S FVE PRO DOMÁCÍ ÚČELY	22
4.3 PROVOZ BATERIOVÝCH SYSTÉMŮ PRO DOMÁCÍ VYUŽITÍ	24
4.4 DIMENZOVÁNÍ BATERIOVÝCH SYSTÉMŮ PRO RESIDENČNÍ VYUŽITÍ	28
5. BATERIOVÉ SYSTÉMY PRO SÍŤOVÉ A PRŮMYSLOVÉ VYUŽITÍ.....	32
5.1 SÍŤOVÉ BATERIE.....	32
5.1.1 Podpůrné služby.....	32
5.1.2 Aplikace pro snížení požadavků na přenosovou kapacitu vedení	34
5.1.3 Akumulace přebytků elektrické energie.....	34
5.1.4 Aplikace pro zlepšenou integraci OZE	34
5.1.5 Aplikace pro malé ostrovní sítě.....	35
5.1.6 Technologie síťových baterií.....	35
5.1.7 Bateriové systémy pro síťové využití v ČR	35
5.2 BATERIOVÉ SYSTÉMY PRO PRŮMYSLOVÉ VYUŽITÍ.....	36
6. ZPŮSOB ZPRACOVÁNÍ DAT	37
6.1 ZÁKLADNÍ POPIS VYTVOŘENÉHO MODELU	37
6.2 POPIS ZVOLENÉHO ÚZEMÍ.....	38
6.3 VYTVOŘENÍ MODELU ZKOUMANÉ ČÁSTI SÍTĚ	39
6.3.1 Vstupní data pro OpenDSS – transformátory	39
6.3.2 Vstupní data pro OpenDSS – vedení.....	40
7. MODELOVÁNÍ SPOTŘEBY ODBĚRNÝCH MÍST	41
7.1 REÁLNÁ DATA ROČNÍCH PRŮBĚHŮ SPOTŘEBY	42
7.1.1 Způsob zpracování dat reálné spotřeby.....	42
7.2 SIMULACE VÝCHOZÍHO STAVU	46
8. ELEKTROMOBILITA	49
8.1 TECHNOLOGIE BATERIOVÝCH SYSTÉMŮ PRO BEV	49
8.2 PARAMETRY SIMULACE ZATÍŽENÍ VZNIKLEHO DOBÍJENÍM BEV	50
8.2.1 Denní nájezd.....	50
8.2.2 Pravděpodobnost připojení k nabíjení.....	51
8.2.3 Kapacita vozidel.....	53
8.2.4 Spotřeba energie na km.....	56
8.2.5 Nabíjecí výkony.....	56

8.2.6	Čas připojení k nabíjení.....	58
8.2.7	Očekávaný počet vozidel.....	58
8.3	VÝSLEDKY SIMULACÍ ZATÍŽENÍ VZNIKLÉHO DOBÍJENÍM BEV	60
8.4	ZATÍŽENÍ TRANSFORMÁTORŮ ZPŮSOBENÉ DOBÍJENÍM BEV	63
9.	PARAMETRY FVE INSTALACÍ.....	65
10.	VLIV BATERIOVÝCH SYSTÉMŮ.....	68
10.1	PŘÍKLAD PRŮBĚHU S BATERIEMI PRO JEDNO OM.....	69
10.1.1	Příklad provozu v létě	69
10.1.2	Příklad provozu v zimě.....	71
10.2	VÝSLEDKY SIMULACÍ S BATERIOVÝMI SYSTÉMY	73
10.2.1	Scénáře s optimalizovanou variantou FVE s max 5,5 kWp, (1, 4, 6 a 7)	73
10.2.2	Scénáře 1, 3, 10 a 11.....	74
10.3	RŮZNÉ ZPŮSOBY ŘÍZENÍ BATERIOVÝCH SYSTÉMŮ	77
10.3.1	Zpožděné zapnutí baterie	77
10.3.2	Peakshave mód.....	79
10.3.3	Porovnání způsobů řízení pro zimní provoz	82
10.4	SIMULACE S ALTERNATIVNÍM ŘÍZENÍM BATERIOVÝCH SYSTÉMŮ	83
10.4.1	Scénář 1, 2 a 3.....	84
10.4.2	Scénář 4, 5 a 6.....	85
10.5	VLIV FVE A BATERIOVÝCH SYSTÉMŮ NA SNÍŽENÍ ZÁTĚŽE PŘI ZVÝŠENÉ PENETRACI ELEKTROMOBILITY	86
10.6	SIMULACE VELKOKAPACITNÍHO ÚLOŽIŠTĚ	89
11.	ZÁVĚR.....	91
	LITERATURA.....	94
	SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK	100
	SEZNAM PŘÍLOH.....	101

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 3.1 Využití bateriových systémů	15
Obrázek 3.2 Roční přírůstek instalovaného výkonu akumulace podle jednotlivých zemí (vlastní zpracování dle dat z [12])	16
Obrázek 3.3 Podíl Li-ion technologie na nově instalovaných bateriových systémech (vlastní zpracování dle dat z [12])	16
Obrázek 4.1 Podíl technologií na trhu s domácími bateriovými úložišti [13].....	18
Obrázek 4.2 Zapojení bateriového systému s AC vazbou (vlastní zpracování na základě [2])	22
Obrázek 4.3 Zapojení bateriového systému s DC vazbou, pomocí hybridního střídače (vlastní zpracování na základě [2]).....	23
Obrázek 4.4 Vývojový diagram popisující řízení výkonových toků bateriového systému.....	26
Obrázek 4.5 Porovnání výroby FVE a spotřeby vybrané domácnosti ve zkoumané obci pro den minima	26
Obrázek 4.6 Porovnání výroby FVE a spotřeby vybrané domácnosti ve zkoumané obci pro den maxima	27
Obrázek 4.7 Zobrazení průběhů požadovaného výkonu, výkonu dodaného do sítě a výkonu absorbovaného baterií	29
Obrázek 4.8 Průběh SoC, výkonu baterie a sítě při uvažování baterie s kapacitou 1 kWh na 1 kWp instalovaného výkonu FVE	30
Obrázek 4.9 Průběhy při dvou různých kapacitách baterie.....	31
Obrázek 6.1 Koncepční schéma vytváření vstupních dat pro simulace	37
Obrázek 6.2 Načítání, výpočet a vyhodnocení dat.....	38
Obrázek 6.3 Vyznačení topologie zkoumané sítě s naznačením zkoumaných paprsků a transformátorů (obrázek převzat z [21])	39
Obrázek 6.4 Základní topologie zkoumané části sítě NN.....	40
Obrázek 7.1 Procentní podíl sazeb MOO ve zkoumané obci	41
Obrázek 7.2 Procentní podíl sazeb MOP ve zkoumané obci	41
Obrázek 7.3 Roční průběh spotřeby ve vybraném OM.....	43
Obrázek 7.4 Roční průběh spotřeby ve vybraném OM v relativních hodnotách	43
Obrázek 7.5 Týdenní průběh spotřeby ve vybraném OM v relativních hodnotách	44
Obrázek 7.6 Týdenní průběh spotřeby ve vybraném OM vstupující do OpenDSS	45
Obrázek 7.7 Porovnání průběhů modelovaných pomocí TDD a reálných hodnot.....	45
Obrázek 7.8 Porovnání výkonové bilance získané pomocí TDD a pomocí reálných průběhů spotřeby v zimě	46
Obrázek 7.9 Porovnání výkonové bilance získané pomocí TDD a pomocí reálných průběhů spotřeby v létě	46
Obrázek 7.10 Porovnání bilancí získaných pomocí reálných průběhů, TDD a predikcí spotřeby	47
Obrázek 8.1 Histogram najetých kilometrů v rámci jedné cesty	50
Obrázek 8.2 Podíl počtu cest v pracovní den dle dat z [5].....	51
Obrázek 8.3 Křivka pravděpodobnosti připojení k nabíjení	53
Obrázek 8.4 Podíl 10 nejčastěji používaných BEV v ČR	53
Obrázek 8.5 Kapacity baterie 10 nejčastějších BEV v ČR	54
Obrázek 8.6 Podíl 10 nejčastěji nově registrovaných BEV v ČR.....	54
Obrázek 8.7 Kapacity baterií 10 nejčastěji nově registrovaných vozidel v ČR	55
Obrázek 8.8 Rozložení nabíjecí infrastruktury v městských oblastech (vlastní zpracování podle dat z [26]).....	56
Obrázek 8.9 Rozložení nabíjecí infrastruktury v příměstských oblastech (vlastní zpracování podle dat z [26]).....	57

Obrázek 8.10 Rozložení nabíjecí infrastruktury ve venkovských oblastech (vlastní zpracování podle dat z [26]).....	57
Obrázek 8.11 Histogram časů připojení pro 1778 BEV.....	58
Obrázek 8.12 Zatížení způsobené dobíjením 1778 vozidel, prvotní simulace.....	60
Obrázek 8.13 Počet připojených vozidel v rámci jednotlivých dnů, prvotní simulace.....	60
Obrázek 8.14 Průběhy zatížení dobíjením BEV pěti po sobě jdoucích simulací.....	61
Obrázek 8.15 Počty připojených vozidel v rámci jednotlivých dnů, navazující simulace.....	61
Obrázek 8.16 Relativní počet připojení v rámci jednotlivých kategorií BEV.....	62
Obrázek 8.17 Zatížení způsobené dobíjením BEV v letních měsících.....	62
Obrázek 8.18 Výkonová bilance pro různé úrovně penetrace BEV v zimě.....	63
Obrázek 8.19 Výkonová bilance pro různé úrovně penetrace BEV v létě.....	64
Obrázek 9.1 Porovnání bilancí původních a optimalizovaných FVE, max 5,5 kWp.....	66
Obrázek 9.2 Porovnání bilancí původních a optimalizovaných FVE, max 10 kWp.....	66
Obrázek 10.1 Schéma skriptu pro vytvoření průběhů pro bateriové systémy.....	68
Obrázek 10.2 Průběh výroby, spotřeby a jejich bilance v OM – letní provoz.....	69
Obrázek 10.3 Provoz bateriového systému pro maximalizaci vlastní spotřeby – letní provoz.....	70
Obrázek 10.4 Průběh výroby, spotřeby a jejich bilance v OM - zimní provoz.....	71
Obrázek 10.5 Provoz bateriového systému pro maximalizaci vlastní spotřeby – zimní provoz.....	72
Obrázek 10.6 Porovnání bilancí scénářů 1, 4, 6 a 7.....	74
Obrázek 10.7 Porovnání bilancí scénářů 1, 3, 10 a 11.....	75
Obrázek 10.8 Porovnání průběhů energie akumulované v baterii pro dvě kapacitní dimenzování.....	76
Obrázek 10.9 Zpoždění nabíjení pro baterii 1 kWh/1 kWp – letní provoz.....	78
Obrázek 10.10 Zpoždění nabíjení pro baterii 2 kWh/1 kWp.....	78
Obrázek 10.11 Průběh energie akumulované v baterii pro dvě různé jmenovité kapacity.....	79
Obrázek 10.12 Výkonová bilance OM při využití peakshave módu – letní provoz.....	80
Obrázek 10.13 Bilance pro OM při různých nastavení peakshave módu.....	81
Obrázek 10.14 Průběhy SoC pro různé nastavení peakshave módu.....	81
Obrázek 10.15 Zpoždění nabíjení pro baterii 1 kWh/1 kWp – zimní provoz.....	82
Obrázek 10.16 Výkonová bilance OM při využití peakshave módu - zimní provoz.....	83
Obrázek 10.17 Týdenní bilance pro celou obec při využití peakshave módu s FVE do 5,5 kWp.....	85
Obrázek 10.18 Týdenní bilance pro celou obec při využití peakshave módu s FVE do 10 kWp.....	86
Obrázek 10.19 Porovnání bilancí s a bez bateriových systémů se zvýšenou penetrací BEV, letní období.....	87
Obrázek 10.20 Porovnání bilancí s a bez bateriových systémů se zvýšenou penetrací BEV, zimní období.....	88
Obrázek 10.21 Bilance V1, zimní období, s vyznačením energií nad 3 MW.....	89
Obrázek 10.22 Bilance V1 po implementaci velkokapacitního úložiště.....	90
Obrázek 10.23 Průběh energie akumulované v ve velkokapacitním úložišti.....	90

SEZNAM TABULEK

Tabulka 4.1 Shrnutí základních vlastností jednotlivých technologií [16][25]	20
Tabulka 4.2 Přehled základních parametrů vybraných bateriových systémů	21
Tabulka 5.1 Přehled síťových bateriových systémů v ČR	35
Tabulka 6.1 Jmenovité transformátory ve zkoumané části sítě	40
Tabulka 7.1 Přiřazování náhradních průběhů reálným tarifům	42
Tabulka 7.2 Zatížení transformátorů základní scénář, zima	47
Tabulka 7.3 Zatížení transformátorů základní scénář, léto	47
Tabulka 8.1 Uvažované typy vozidel a jejich procentní zastoupení ve flotile	55
Tabulka 8.2 Typy BEV s ohledem na jejich spotřebu a zastoupení [21]	56
Tabulka 8.3 Parametry uvažovaných dobíjecích stanic [21]	58
Tabulka 8.4 Závěry studií vývoje elektromobility [21]	59
Tabulka 8.5 Scénáře počtu BEV	59
Tabulka 8.6 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro různé počty BEV, zima	63
Tabulka 8.7 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro různé počty BEV, léto	64
Tabulka 9.1 Možné scénáře pro FVE instalace	65
Tabulka 9.2 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro různé scénáře FVE	67
Tabulka 10.1 Souhrny energií pro modelovaný případ využití bateriového systému – letní provoz	71
Tabulka 10.2 Souhrny energií pro modelovaný případ využití bateriového systému - zimní provoz	72
Tabulka 10.3 Scénáře pro základní simulace s bateriovými systémy	73
Tabulka 10.4 Porovnání maximálních zatížení transformátorů pro scénáře 1,6 a 7	74
Tabulka 10.5 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro scénáře 1,3,10 a 11	75
Tabulka 10.6 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro scénáře 1,2,12 a 13	77
Tabulka 10.7 Souhrny energií pro různé způsoby řízení bateriových systémů – letní provoz	80
Tabulka 10.8 Souhrny energií pro různé způsoby řízení bateriových systémů – zimní provoz	83
Tabulka 10.9 Scénáře pro základní simulace s alternativním řízením bateriových systémů	84
Tabulka 10.10 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro scénáře 1,2, a 3	85
Tabulka 10.11 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro scénáře 4,5, a 6	86
Tabulka 10.12 Scénáře pro základní simulace s kombinací bateriových systémů a BEV	86
Tabulka 10.13 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, letní období	87
Tabulka 10.14 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, zimní období	88

1. ÚVOD

V dnešní době je možné pozorovat čím dál větší rozvoj fotovoltaických elektráren (FVE) pro residenční využití s účelem zvýšit energetickou soběstačnost domácností využitím obnovitelného zdroje energie. Instalace domácí FVE rovněž nabízí možnost finanční úspory za dodávky elektrické energie ze sítě. Do budoucna je možné očekávat pokračující rozvoj těchto instalací, kterému budou napomáhat klesající ceny fotovoltaických panelů, pravděpodobný růst cen za elektrickou energii a rovněž tlak na využívání obnovitelných zdrojů vedoucí k vytváření dotačních programů zlepšujících ekonomickou rentabilitu těchto zdrojů.

Jednou z nevýhod využití FVE jako zdroje elektrické energie je nesoudobost výroby FVE se spotřebou v rámci domácnosti. Tato nesoudobost sebou přináší přetoky výkonu do sítě v případě nízké spotřeby, a tedy snížení využití generované energie. Jedním z řešení tohoto problému jsou bateriové systémy, které jsou schopny tyto přebytky uchovávat a uvolňovat v případě pozdější potřeby. Jejich častému nasazování ovšem v některých případech brání poněkud velké pořizovací náklady, které i přesto, že postupem času klesají, jsou v určitých případech relativně vysoké. Do budoucna je i tak možné očekávat rozvoj jejich počtu, spojený právě se zmíněným předpokládaným rozvojem počtu FVE a s ním spojeným tlakem na maximalizaci využití vyrobené elektrické energie z FVE v rámci objektu. Rozvoji bude rovněž pravděpodobně napomáhat i nadále klesající cena bateriových systémů způsobená zvýšenou poptávkou po těchto systémech, vlivem zmíněného zvyšování počtu FVE. Svou roli bude pravděpodobně hrát i tlak na zvyšování počtu bateriových elektrických vozidel na úkor vozidel se spalovacími motory. Tento tlak vede k intenzivnímu výzkumu a vývoji v oblasti baterií se zaměřením na zlepšování parametrů a snižování jejich ceny. Je možné předpokládat, že tento výzkum a vývoj ovlivní, z hlediska ceny, i baterie pro stacionární využití, a tak opětlepší podmínky pro jejich využívání. Zvyšování implementace bateriových systémů je možné očekávat do budoucna i v oblasti velkokapacitních úložišť pro síťové využití, neboť se v tomto ohledu baterie jeví jako jednou z možností pro řešení potřebné flexibility elektrizační soustavy, která je nutná při zvyšujícím se podílu obnovitelných zdrojů.

Zmíněné tendence, budou mít přímé dopady na elektrizační soustavu. Cílem této práce je analyzovat, jakým způsobem a do jaké míry může vliv zvýšeného počtu bateriových systémů ovlivnit výkonové toky na napěťové hladině NN. Dále bude rovněž zkoumán vliv zvýšeného počtu bateriových elektrických vozidel. Mimo jiné bude vyhodnocováno ovlivnění výkonových toků, a vliv na zatížení distribučních transformátorů 22/0,4 kV. Vyhodnocení vlivů bude prováděno na vytvořeném modelu vybrané.

Tato práce navazuje, na již existující diplomovou práci, zaměřenou na problematiku připojení a provozování fotovoltaických zdrojů v sítích NN. Model vytvořený v rámci této předcházející práce bude rozšířen, a budou na něm zkoumány výše zmíněné vlivy.

Samotnou diplomovou práci je možné rozčlenit na dvě hlavní části, a to teoretickou a praktickou. V rámci teoretické části jsou obecně popsány využívané bateriové systémy, jejich nejběžnější způsob provozu a možnosti jejich využití pro domácí i síťové účely. Praktická část se zabývá samotným modelováním jednotlivých aspektů simulace, jako je například modelování spotřeby nebo modelování zatížení způsobené dobíjením bateriových elektrických vozidel. V této části práce jsou rovněž uvedeny výsledky samotných simulací podle definovaných scénářů, jejichž účelem je zkoumat různé vlivy bateriových systémů na výkonové toky v rámci zkoumané sítě.

2. PŘEDCHÁZEJÍCÍ VÝZKUM V OBLASTI

Jak bylo zmíněno v rámci úvodu tato práce navazuje na již existující diplomovou práci Robina Kolaříka, *Analýza energetických toků v obci do 3 000 obyvatel a vysokou úrovní penetrace střešních FV instalací* [22], která byla zaměřena na problematiku připojení a provozování fotovoltaických zdrojů v sítích NN. Části z práce pana Kolaříka, které jsou podstatné pro tuto práci jsou představeny v rámci této kapitoly.

Úvod této práce se zabýval rešerší a výběrem vhodných softwarů pro simulaci. Jako nejvhodnější software byl zvolen program OpenDSS, od společnosti EPRI. Stejný software bude použit i pro modelování energetických toků v této práci. Další podstatnou částí práce je kapitola třetí, kde byla věnována pozornost časovým intervalům. Důležitým závěrem této části je zvolený časový interval průběhů, používaný v simulacích, který byl s ohledem na vyhodnocování denních průběhů zvolen pětiminutový, přičemž data dostupná pouze v hodinovém intervalu byla interpolována pomocí kubické interpolace.

Dále je důležité zmínit kapitolu šestou zabývající se elektromobilitou. V její první části byla provedena predikce počtu bateriových elektrických vozidel (BEV), podle předpokládaného vývoje počtu obyvatel a podílu množství vozidel na obyvatele. Dále jsou v kapitole definovány předpokládané scénáře vývoje elektromobility, které jsou využity v simulaci. Rovněž prezentován předpokládaný způsob dobíjení vozidel, který je využit v simulacích. R. Kolařík [22] uvažuje každodenní nabíjení vozidel, což ale pravděpodobně neodpovídá realitě. V této práci tedy bude provedena rešerše a následná korekce těchto úvah tak aby simulace věrněji odpovídala reálnému chování majitelů BEV.

R. Kolařík [22], při simulacích energetických toků uvažuje různé stupně penetrace FVE a počet BEV v obci. Údaje o FVE a jejich potenciálních výtěžnostech vychází rovněž z již existující práce s názvem, *Potencionální produkce elektrické energie ze střešních fotovoltaických elektráren v obci do 3000 obyvatel* [46]. V simulacích jsou pak uvažovány FVE bez jakékoliv možnosti akumulace přebytečné vyprodukované energie. Přebytků energie jsou tak v rámci simulace dodány do sítě. Jak již bylo zmíněno v úvodu, v rámci této práce bude zpracováno téma akumulace elektrické energie pomocí bateriových systémů, které bude následně implementováno do výchozího modelu vytvořeného R. Kolaříkem [22]. Další diplomovou prací, která se zabývala rozložením výkonových toků a analýze slabých míst v distribuční síti dané oblasti je diplomová práce P. Sedláka s názvem *Analýza slabých míst distribuční sítě v obci s vysokým počtem fotovoltaických zdrojů* [33].

3. BATERIOVÉ SYSTÉMY

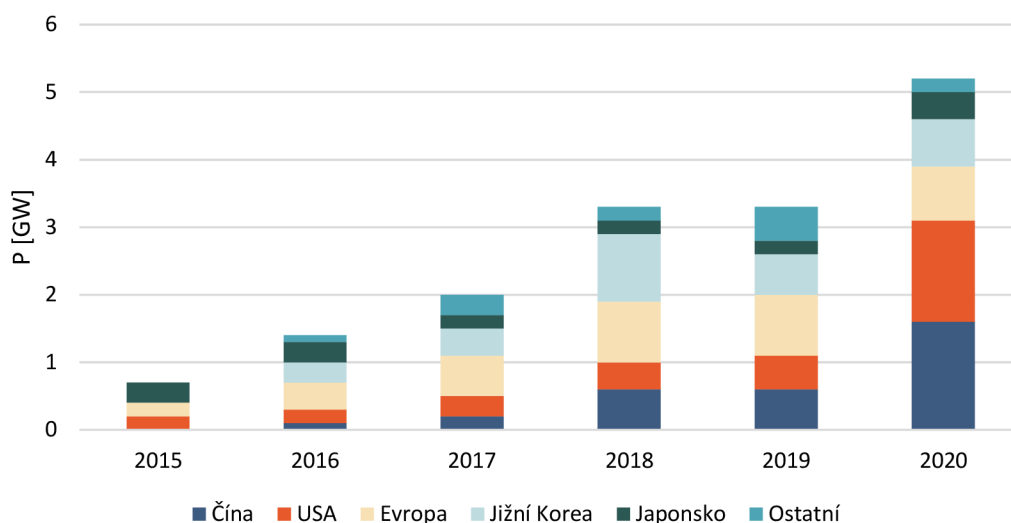
Obecně problematika akumulace energie vychází z rostoucí míry využití obnovitelných zdrojů, jejichž schopnost dodávat energii je časově proměnlivá a do jisté míry obtížně předvídatelná. Jelikož je nutné v síti dodržet rovnost výroby a spotřeby, tvoří nesoudobost výroby určitých obnovitelných zdrojů se spotřebou požadavek na akumulaci energie v případě, že je jí produkováno v daném čase více než spotřebováno. Obecně způsoby akumulace elektrické energie lze dělit podle fyzikálního principu ukládání energie. Z tohoto hlediska dělíme akumulační systémy na mechanické, tepelné, elektromagnetické a elektrochemické [29].

Z hlediska využití je možné bateriové systémy rozdělit na baterie pro domácí, síťové a průmyslové účely. Baterie pro domácí využití jsou používány pro akumulaci přebytků z OZE nebo jako záložní napájení. Využití baterií pro síťové účely je mnoho, může se jednat o akumulaci přebytků, lepší integraci OZE, podpůrné služby nebo aplikace pro malé ostrovní sítě. U průmyslového využití baterií se může opět jednat o akumulaci přebytků OZE, záložní napájení nebo využití pro snížení rezervovaného příkonu. Všechny zmíněné aplikace jsou podrobněji rozepsány v následujících kapitolách.



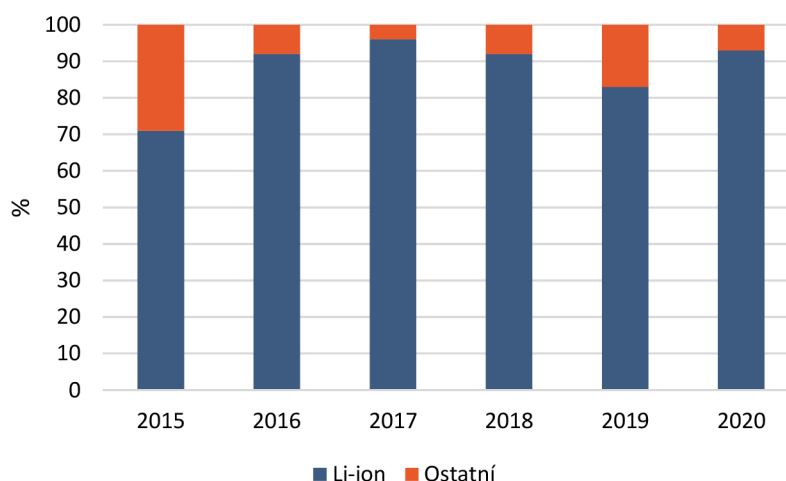
Obrázek 3.1 Využití bateriových systémů

Na úvod je možné rovněž zmínit vývoj a momentální stav využívání systémů pro akumulaci elektrické energie ve světě. Obecně celkový instalovaný výkon systémů pro akumulaci v minulých letech výrazně rostl, vyjma roku 2019, kdy byl poprvé instalovaný výkon systémů pro akumulaci energie za tento rok menší než v roce předchozím. V roce 2020 však došlo opět k obnovení růstu nově instalovaného výkonu baterií. Konkrétně byl mezi lety 2019 a 2020 zaznamenán nárůst o 5 GW, tedy o téměř 50 %. Celkový světový instalovaný výkon činil, na konci roku 2020, 17 GW. Největší podíl na nárůstu měli Čína a USA. V Evropě došlo k poklesu instalací bateriových systémů pro síťové využití, naopak ale došlo k nárůstu instalací pro residenční účely, přičemž největší nárůst bylo možné zaznamenat v Německu, kde byl počet těchto instalací téměř zdvojnásoben.



Obrázek 3.2 Roční přírůstek instalovaného výkonu akumulace podle jednotlivých zemí (vlastní zpracování dle dat z [12])

Předchozí grafy zahrnují všechny typy akumulace. Tato práce se však zaměřuje na akumulaci elektrické energie pomocí bateriových systémů, tedy způsob akumulace energie, který se podle zmíněného dělení řadí mezi akumulční systémy využívající elektrochemické procesy. Z hlediska technologií se mezi bateriová úložiště řadí například lithiové, olověné, sodíkové, niklové atd.[29] Z vyjmenovaných technologií hrají dominantní roli lithiové baterie, které tvoří velkou většinu nově instalovaných bateriových systémů. Porovnání podílu lithiových baterií s ostatními bateriovými systémy je zobrazeno na následujícím grafu.[12]



Obrázek 3.3 Podíl Li-ion technologie na nově instalovaných bateriových systémech (vlastní zpracování dle dat z [12])

4. BATERIOVÉ SYSTÉMY PRO DOMÁCÍ VYUŽITÍ

Použití bateriových systémů ve spojení s FVE pro domácí využití vychází z následujících důvodů. Z technického hlediska, jak již bylo zmíněno, plyne z nesoudobosti výroby a spotřeby v místě připojení FVE, kdy FVE vyrábí nejvíce během dne a méně či nikoliv v pozdních odpoledních a večerních hodinách, kdy je naopak spotřeba nejvyšší. Bateriový systém umožňuje akumulovat tuto přebytečnou energii pro její pozdější využití a tím pádem zvýšení míry využití vyrobené energie v rámci OM s FVE. Tato akumulace přebytečné energie má i ekonomický aspekt, jelikož snížení závislosti na dodávce elektrické energie ze sítě se sníží platba, která se odvíjí od množství odebrané energie. Je nutné podotknout, že bateriové systémy nejsou jedinou možností využití přebytků elektrické energie z FVE pro domácí využití, ovšem v rámci následujících kapitol budou rozebírány pouze bateriové systémy.

Jelikož bude v rámci simulace uvažována oblast s vysokým počtem rodinných domů a bytových budov, pak zvláště u rodinných domů je možné předpokládat, že ve většině případů bude na pokrytí spotřeby dostatečná taková FVE, která svým instalovaným výkonem spadá do kategorie tzv. mikrozdrojů. Podle vyhlášky č. 16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě, §16 [54] se mikrozdrojem rozumí

„zdroj elektrické energie a všechna související zařízení pro výrobu elektřiny, určený pro paralelní provoz s distribuční soustavou nízkého napětí se jmenovitým střídavým fázovým proudem do 16 A na fázi včetně a celkovým maximálním instalovaným výkonem do 10 kW včetně.“

Podle této vyhlášky [54] je možné využít zjednodušený proces připojení mikrozdroje k distribuční soustavě přičemž, odpadá podmínka zisku licence na výboru elektrické energie od Energetického regulačního úřadu. Aby bylo možné využít tento zjednodušený proces, musí připojovaný zdroj splňovat určité podmínky rovněž dané touto vyhláškou [54], mezi které patří i

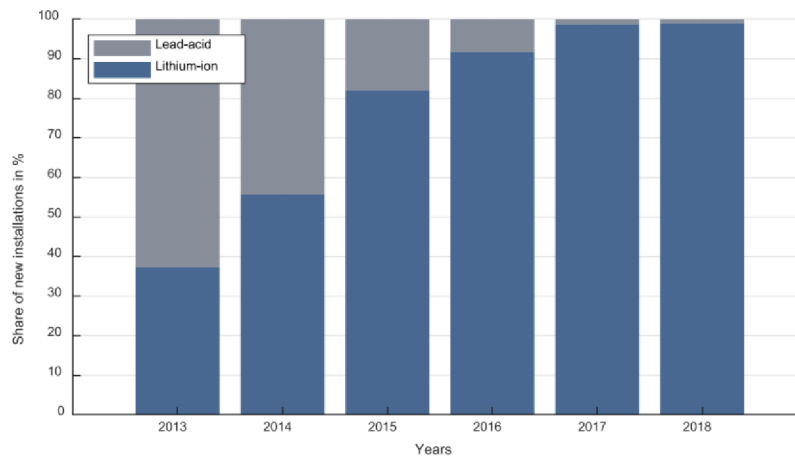
„zákaz dodávky elektřiny do distribuční soustavy v místě připojení, s výjimkou krátkodobých přetoků elektřiny do distribuční soustavy, které slouží pro reakci omezujícího zařízení, ale které nezvyšují hodnotu napětí v místě připojení.“

Pokud nemá OM sjednanou smlouvu o výkupu energie, musí dle tohoto nařízení v případě přebytku například utlumit výrobu FVE. Z tohoto pohledu je tedy lepší přebytečnou energii akumulovat. Výhodnost akumulace existuje i v případě, že OM má smlouvu na výkup přebytečné energie, jelikož obecně bývá cena vykupované energie nižší než cena odebrané energie, a tedy je výhodnější snížit množství odebírané energie ze sítě právě akumulací přebytků.

4.1 Technologie bateriových systémů pro domácí využití

Vlastnosti akumulátoru závisí značně na použitých materiálech pro elektrody a elektrolyt. Mezi dvě nevíce používané technologie se v minulých letech řadily olověné a lithiové akumulátory. Jak bylo zmíněno v předcházejících kapitolách technologie Li-ion má globálně většinový podíl na instalovaných bateriových systémech [12]. Stejně je tomu tak i v případě využití bateriových systémů pro domácí použití.

Podle [13], kde byl zkoumán vývoj stacionárních bateriových systémů v Německu, v roce 2013 měly olověné baterie většinový podíl na trhu domácích bateriových systémů, a to konkrétně kolem 60 %. Postupem času, jak je i patrné z Obrázek 4.1, se zvyšoval podíl lithiových baterií a snižoval podíl olověných, přičemž od roku 2017 byl podíl olověných baterií v porovnání s lithiovými téměř zanedbatelný. Jako důvod zvýšeného nástupu lithiových baterií uvádí [13] postupné snižování cen těchto technologií, vyšší efektivitu a delší životnost.



Obrázek 4.1 Podíl technologií na trhu s domácími bateriovými úložišti [13]

Jak bylo zmíněno studie byla prováděna v rámci Německa, ovšem je pravděpodobné, že postupný ústup olověných baterií by bylo možné sledovat i v ČR. Minimální využití baterií na bázi olova v současnosti i budoucnosti, pro residenční FVE v rámci ČR, je možné podložit i následující úvahou. Obecně rentabilita obnovitelných zdrojů i bateriových úložišť je v současné době závislá na dotačních programech a zvýhodnění plynoucích z legislativy. V případě stavby FVE pro rodinné i bytové domy tomu není jinak a je možné předpokládat, že budou investory využity dotační programy, tak aby byla zlepšena ekonomická návratnost instalací. Dotační program, ze kterého se vyplácí příspěvky na výstavbu FVE pro rodinné i bytové domy nese název *Nová zelená úsporám* (NZÚ). Dotace na FVE spadají do podoblasti C.3, kde jsou stanoveny podmínky pro jejich získání, přičemž jednou z podmínek je, že nebudou využity akumulátory na bázi olova (vč. gelových, AGM a trakčních). [56][57]

Vzhledem k tomuto je využití těchto typů akumulátorů u nových instalací málo pravděpodobné. Podmínky pro dotace rovněž vylučují použití akumulátorů na bázi niklu, konkrétně Ni-MH, Ni-Fe [56][57]. Vzhledem k zmíněným skutečnostem budou v následující části podrobněji popsány právě akumulátory na bázi lithia.

4.1.1 Lithium-iontové baterie

Lithium-iontové (Li-ion) baterie se skládají z jednotlivých článků spojených do série či paralelně, tak aby měla baterie požadované napětí a proud. Tyto jednotlivé články se skládají z katody, anody a elektrolytu. U lithiových akumulátorů, na rozdíl od ostatních typů elektrochemických akumulátorů, nedochází k změnám chemické struktury, ale dochází pouze k přesunu lithiových iontů mezi elektrody. Elektrody jsou od sebe izolovány pomocí polymerní membrány, která umožňuje průchod těchto kladných lithiových iontů a zabraňuje průchodu elektronů. Při nabíjení jsou elektrody připojeny na vnější zdroj, čímž dochází k přesunu iontů přes elektrolyt do anody a zároveň k přesunu elektronů do anody přes vnější obvod. Během nabití jsou lithiové ionty vázány ve struktuře anody. Při vybíjení dochází k opačnému procesu, kdy se ionty přesouvají zpátky na katodu přes elektrolyt, přičemž se elektrony se přesouvají vnějším obvodem přes připojenou zátěž, kde konají práci.[6]

Katoda Li-ion akumulátoru je tvořena oxidem lithia a jiného kovu. Kov, který je použit na katodě pak mění vlastnosti akumulátoru a podle tohoto hlediska je možné dále Li-ion akumulátory od sebe dělit. Podle přehledů běžně používaných bateriových systémů pro rok 2021 v [42], [36] a [16], se mezi nejrozšířenější technologie řadí LFP (Lithium Železo Fosfát - LiFePO_4), NMC (Lithium Nikl Mangan Kobalt Di-Oxid - LiNiMnCoO_2) a LTO (Lithium Titanát - Li_2TiO_3).

LFP

Jedná se o akumulátory, jejichž katoda je z Lithium-železo-fosfátu (LiFePO_4). Jedná se o jeden z nejrozšířenějších typů akumulátorů pro stacionární využití, dále jsou tyto typy využívány jako záložní zdroje napájení (UPS) a jako trakční akumulátory. Tento typ baterie rovněž nachází uplatnění v automobilovém průmyslu, konkrétně je např. používán společností Tesla pro jejich BEV. Jelikož je jako materiál pro katodu použito železo je tento typ akumulátoru relativně levný, cena na kWh se pohybuje okolo 7 000 Kč. Nominální napětí těchto článků je 3,2 V, pracovní napětí 2,5 V až 3,65 V. Počet cyklů u tohoto typu spadá do rozmezí 2000 až 5000 cyklů. Energetická hustota je v rozmezí 100 až 160 Wh/kg. [16][26]

NMC

NMC akumulátory využívají katodu z Lithium-Nikl-Mangan-Kobalt-Di-Oxidu (LiNiMnCoO_2). Technologie NMC je využívána společností Tesla, která jí využívá pro domácí bateriové úložiště, Tesla Powerwall. Tyto články jsou rovněž využívány jako

baterie pro BEV. Další využití nachází v trakčních systémech, akumulátorovém nářadí, medicínské technice a elektrokolech. V porovnání s LFP se rozmezí cyklů pohybuje na mírně nižší úrovni, konkrétně je běžný počet cyklů okolo 1000 až 4000. Vzhledem k tomu, že tato technologie používá dražší materiály než technologie LFP, vychází cena za kWh vyšší, přibližně 10 000 Kč. Článek má nominální napětí 3,6–3,7 V, pracovní napětí pak od 3 V do 4,2 V. Energetická hustota těchto článků je 220 Wh/kg.[16][26]

LTO

Zkratka LTO označuje baterie na bázi lithium-titanátu (Li_2TiO_3). Na rozdíl od předchozích typů, které mají anodu nejčastěji z grafitu, má tento typ akumulátoru anodu právě ze zmíněného lithium-titanátu. Jedná se o technologii nabízející schopnost dodávat/přijímat velké proudy, tedy jedná se o baterie s velkými měrnými výkony, díky čemuž lze baterii velmi rychle nabít/vybit. Velký proud, jež umí tyto akumulátory zprostředkovat, přináší větší ztráty a v případě dlouhodobého využívání v tomto režimu, vzniká nutnost chlazení. Výhodou této technologie je i schopnost nabíjení při nízkých teplotách, a to až $-30\text{ }^\circ\text{C}$. Použití nachází tam, kde je nutné časté cyklování baterie (např. solární pouliční osvětlení), nebo vysoký měrný výkon (UPS, BEV). Tato je rovněž technologie nabízena některými společnostmi i pro domácí úložiště. Životnost baterie závisí na zatížení, kdy při nižším proudovém zatížení se může jednat až o 10 000 cyklů. Nevýhodou této technologie je její cena, která se pohybuje okolo 13 000 Kč za kWh, u kvalitních výrobců až 25 000 Kč za kWh. Další nevýhodou je nízká hustota energie, pohybující se kolem 50-80 Wh/kg. Nominální napětí je 2,4 V, pracovní napětí je od 1,8 V do 2,85 V.[16][26]

Tabulka 4.1 Shrnutí základních vlastností jednotlivých technologií [16][26]

Vlastnost	LFP	NMC	LTO
Počet cyklů	2 000-5 000	1 000-4 000	10 000
Nominální napětí (V)	3,2	3,6-3,7	2,4
Cena za kWh	7 000	10 000	13 000-25 000
Energetická hustota (Wh/kg)	100-160	220	50-80

4.1.2 Vybrané bateriové systémy

V následující kapitole je vytvořen přehled vybraných baterií pro domácí využití. Je zde uvedena technologie, kterou baterie využívají, nominální napětí systému, kapacita, výkon a počet cyklů. Většina bateriových systémů funguje na modulární bázi, tedy je většinou možné spojovat více dílčích bateriových modulů pro dosažení větší kapacity. V tabulce jsou pak uvedeny hodnoty pro jeden modul¹. Jako kapacita je uváděna užitečná kapacita,

¹ Pro BYD B-Box Premium HVS a HVM výrobce udává minimální počet modulů pro systém. Pro HVS musí být minimálně 2 moduly, pro HVM musí být minimálně 3 moduly. Hodnoty v tabulce odpovídají této minimální konfiguraci

tedy kapacita, kterou je možné využít při výrobcem stanovené hloubce vybití. Stejně tak počet cyklů závisí na dovolené hloubce vybití. Počty cyklů uváděné v [42], vychází ze záruk daných výrobcem.

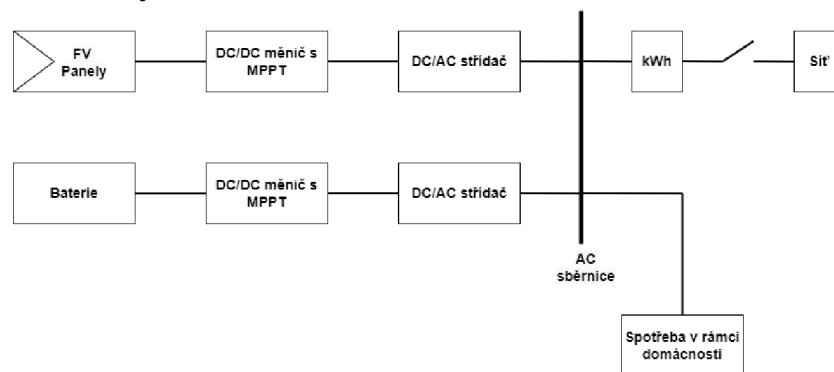
Tabulka 4.2 Přehled základních parametrů vybraných bateriových systémů

Výrobce	Typ	Techno- -logie	Napětí (V)	Kapacita (kWh)	Výkon (kW)	Počet cyklů ^[42]
LG Chem ^{[43][37]}	RESU 6,5	NMC	48 DC	5,9	5	3 600
	RESU 10			8,8		
	RESU 13			12,4		
	RESU 7H		400 DC	6,6	7	
	RESU 10H			9,3		
	RESU 16H Prime			16		
Tesla ^[43]	Powerwall	NMC		13,5	5	3 700
BYD ^[41]	B-Box Premium LVL	LFP	48 DC	15,4	12,8	3 600
	B-Box Premium LVS		48 DC	4	3,3	
	B-Box Premium HVS		200 DC	5,1	5,1	
	B-Box Premium HVM		150 DC	8,3	7,6	
Sonnen ^[44]	ECO	LFP		5	3,3	4 000
Powerplus Energy ^[8]	ECO4840P	LFP	48	4	2	4 000
Huawei ^[28]	LUNA2000	LFP		5	2,5	4 000
Simpliphi Power ^[34]	PHI3.8 48V 60 VTE BRK	LFP	48	3,8	1,92	4 000
Kilowatt Labs SIRIUS ^[39]		LTO	48	3,55		10 000
Zenaji ^[1]	Aeon	LTO	48	1,93	2,4	22 000

4.2 Zapojení bateriových systému s FVE pro domácí účely

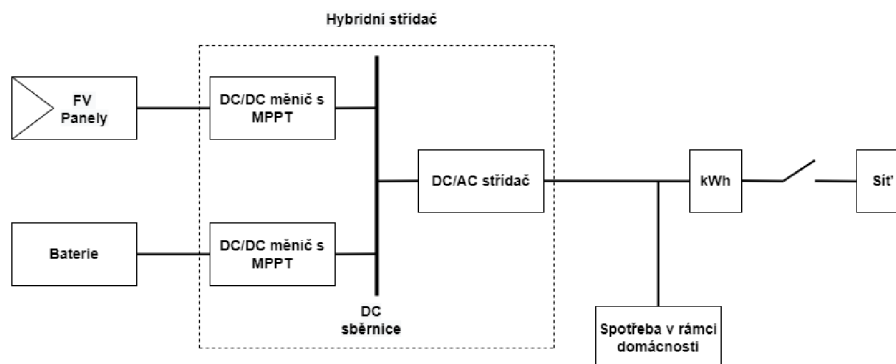
Z hlediska topologie můžeme u domácích FVE s bateriemi rozlišovat, zda se jedná o zapojení se střídavou (AC) nebo stejnosměrnou (DC) vazbou. Obecně rozdíl spočívá v tom, zda jsou FV panely a baterie na společné AC nebo DC sběrnici.

V případě zapojení s AC vazbou jsou FV panely a baterie zapojeny na společné AC sběrnici. FV panely jsou zapojeny do fotovoltaického měniče, což je DC/DC měnič, vykonávající funkci MPPT (maximum power point tracker), který slouží k regulaci napětí panelu tak, aby byl maximalizován generovaný výkon. Výstup z tohoto měniče je přiveden na vstup DC/AC střídače, který mění stejnosměrné napětí na střídavé. Výstup tohoto měniče je připojen na AC sběrnici, ze které jsou napájeny spotřebiče, a zároveň je na ní napojen přívod ze sítě. Na tuto sběrnici je rovněž napojena baterie, pomocí bateriového střídače. Tento střídač se skládá, na straně baterie, z DC/DC měniče vykonávajícího funkci regulátoru nabíjení baterie a DC/AC střídače sloužícího k připojení baterie na společnou AC sběrnici. Topologie systému je zobrazena schematicky na následujícím obrázku.[2]



Obrázek 4.2 Zapojení bateriového systému s AC vazbu (vlastní zpracování na základě [2])

Podle [2] je možné rozdělit zapojení s DC vazbou na dva typy, přičemž u obou typů jsou baterie a FV panely spojeny společnou DC sběrnici. Jako první může být zmíněno zapojení s hybridním měničem, což je zapojení využívající pouze jediné zařízení (hybridní měnič), které v sobě integruje funkce více měničů. Výstup z FV panelů je připojen na DC/DC měnič, který opět plní funkci MPPT. Baterie je připojena na DC/DC měnič, který slouží jako regulátor nabíjení. Výstupy z obou DC/DC měničů jsou přivedeny do společné DC sběrnice, která je poté napojena na DC/AC střídač, z jehož AC výstupu jsou napájeny spotřebiče v rámci domácnosti. Všechny tři zmíněné měniče jsou integrovány v rámci hybridního měniče. Druhý způsob zapojení, v [2] označován jako DC retrofit vazba, se využívá v případě přidávání bateriového systému, k již existující FVE. Zapojení je provedeno tak, že se na DC stranu již existujícího fotovoltaického střídače včlení baterie s DC/DC měničem sloužícím jako regulátor nabíjení baterie. Na následujícím obrázku je schematicky zobrazena DC vazba s hybridním měničem. [2]



Obrázek 4.3 Zapojení bateriového systému s DC vazbou, pomocí hybridního střídače (vlastní zpracování na základě [2])

Oba typy zapojení mají svá specifika, z nichž plynou určité výhody a nevýhody. U AC vazby je možné jako výhodu uvést možnost pozdějšího zvýšení kapacity bateriového systému, která je v těchto případech relativně jednoduchá, neboť stačí pouze přidat baterii s bateriovým střídačem paralelně k stávající. U DC vazby je možnost pozdějšího rozšíření systému problematická, neboť pro rozšíření systému je nutné vyměnit kromě baterie i hybridní měnič, za nový odpovídající novým parametrům systému, což může být finančně náročné. AC vazba také nabízí jednodušší možnost přidání bateriového systému do již existující FVE, bez možnosti akumulace. Z hlediska DC vazby s hybridním měničem je možné zmínit výhodu v kompaktnosti systému, vyplývající z menšího počtu komponent, neboť je v rámci systému pouze hybridní měnič v sobě integrující dílčí měniče. Naopak u AC vazby je počet komponent vyšší, protože jak baterie, tak FV panely mají vlastní měniče.[2]

Na počet komponent se váže i problematika efektivity ukládání energie, neboť na každé komponentě vznikají ztráty, takže čím více komponent „stojí“ v cestě při transferu energie, tím méně efektivní tento transfer je. Konkrétně u AC vazby při transferu energie z FV panelů do baterie dochází k ztrátám na DC/DC měniči s MPPT, poté na DC/AC fotovoltaickém měniči, následně na bateriovém měniči při opětovném usměrnění, a nakonec i na DC/DC měniči baterie. Při transferu energie do baterie v systému s DC vazbou nedochází k rozstředění výstupu z panelů a vznikají tak ztráty pouze na DC/DC měniči s MPPT a na DC/DC bateriovém měniči. Z tohoto tedy vyplývá, že DC vazba je z hlediska efektivity výhodnější v případě, že není možnost okamžité spotřeby generované energie a je nutné ji ukládat pro pozdější využití, což je častým případem u domovních instalací, kdy spotřeba v době největší výroby FVE bývá malá.[2]

4.3 Provoz bateriových systémů pro domácí využití

Aby bylo možné modelovat chování bateriových systémů ve spojení s FVE pro domácí účely, je nutné znát logiku řízení toku výkonu, tzv. energy management. Strategií, podle kterých lze řídit toky výkonů existuje více, každopádně podle [38] a [31] je nejpoužívanější, pro domácí využití baterií, strategie maximalizující vlastní spotřebu. Jak název vypovídá cílem této strategie je maximalizovat vlastní spotřebu, tedy upřednostňovat využití energie z FV panelů případně z baterií před energií ze sítě. Tato strategie tak umožňuje maximální využití energie z FVE a minimalizuje dodávky ze sítě, což má pozitivní ekonomický dopad, neboť minimalizace dodávek ze sítě, znamená menší roční platby za elektrickou energii. Strategii řízení výkonů je dále podrobněji rozepsána v následujících odstavcích. [38][31]

Situace, které mohou nastat se odvíjí od velikostí vyráběného a spotřebovávaného výkonu, resp. energie. Bude-li nejdříve uvažován případ, kdy nastává přebytek vyráběného výkonu, tedy aktuální generovaný výkon (P_{FV}) je větší než aktuálně spotřebovávaný výkon zátěží (P_Z), pak podle zmíněné strategie je požadavek, aby baterie absorbovala tento přebytečný výkon. Označíme-li požadovaný výkon jako $P_{B,pož}$, pak jeho hodnota je dána jako:[38]

$$P_{B,pož} = P_{FV} - P_Z \quad (4.1)$$

Kde: $P_{B,pož}$ výkon který musí baterie dodat/absorbovat (W)

P_{FV} vyráběný výkon FVE (W)

P_Z spotřeba v rámci objektu (W)

V opačném případě, kdy výkon z FV panelů nestačí na pokrytí výkonu zátěže, tzn. že při uvažování spotřebičové znaménkové konvence vychází $P_{B,pož}$ záporný, je požadavek na to aby baterie dodávala výkon do zátěže spolu s FV panely.

To zda bude z baterií výkon odebrán, resp. do ní dodán, závisí na stavu nabití baterie (SoC – State of charge). Bude-li opět nejdříve uvažováno $P_{FV} > P_Z$, tedy je požadavek na absorpci přebytečného výkonu, je omezující podmínkou plně nabitá baterie, respektive maximální možné SoC_{max} . Baterie s SoC na maximální dovolené úrovni již nemůže absorbovat další výkon. V tomto případě je přebytečný výkon o velikosti $P_{B,pož}$ dodán do sítě. V případě, že baterie není plně nabitá umožňuje absorbovat přebytečný výkon, do té doby, než se plně nabije, resp. dokud hodnota SoC nedosáhne maximální úrovně. V opačném případě, při uvažování $P_{FV} < P_Z$ je omezující podmínkou z hlediska kapacity minimální dovolená úroveň SoC_{min} . Přitom situace je analogická s předchozí, pokud má baterie SoC na minimální úrovni, nemůže dodávat $P_{B,pož}$ do zátěže a všechen tento výkon tak musí být hrazen ze sítě. V případě, že je SoC je na úrovni vyšší než minimální dovolené úrovni, může baterie dodávat požadovaný výkon, dokud její SoC neklesne na minimální hodnotu. Tyto omezující podmínky z hlediska kapacity je možné zapsat následujícím způsobem:

$$\begin{aligned} P_{sít,out} &= P_{B,pož} , & SoC &= SoC_{max} \\ P_{sít,in} &= P_{B,pož} , & SoC &\leq SoC_{min} \end{aligned} \quad (4.2)$$

Kde: $P_{sít,in}$ výkon odebraný ze sítě (W)
 $P_{sít,out}$ výkon dodaný do sítě (W)
 SoC_{max} maximální dovolená úroveň SoC (%)
 SoC_{min} minimální dovolená úroveň SoC (%)
 SoC aktuální úroveň SoC (%)

Dále je nutné rozlišovat mezi požadovaným výkonem baterie $P_{B,pož}$ a výkonem který je baterie schopna skutečně dodat $P_{B,skut}$. To, jak velký výkon je baterie skutečně schopna dodat/absorbovat, závisí na jejím jmenovitém výkonu P_{Bn} (např. viz. Tabulka 4.2), respektive bude tento výkon omezen jejím regulátorem nabíjení. Bude-li uvažováno, že regulátor nabíjení umožňuje baterii odebírat/dodávat maximálně její jmenovitý kontinuální výkon, pak pro skutečně dodávaný/odebíraný výkon baterií je možné psát: [55]

$$P_{B,skut} = \begin{cases} P_{B,skut} = P_{B,pož} , & P_{B,pož} \leq P_{Bn} \\ P_{B,skut} = P_{Bn} , & P_{B,pož} > P_{Bn} \end{cases} \quad (4.3)$$

Kde: $P_{B,skut}$ výkon baterie skutečně dodá/absorbuje (W)
 $P_{B,n}$ jmenovitý výkon baterie (W)

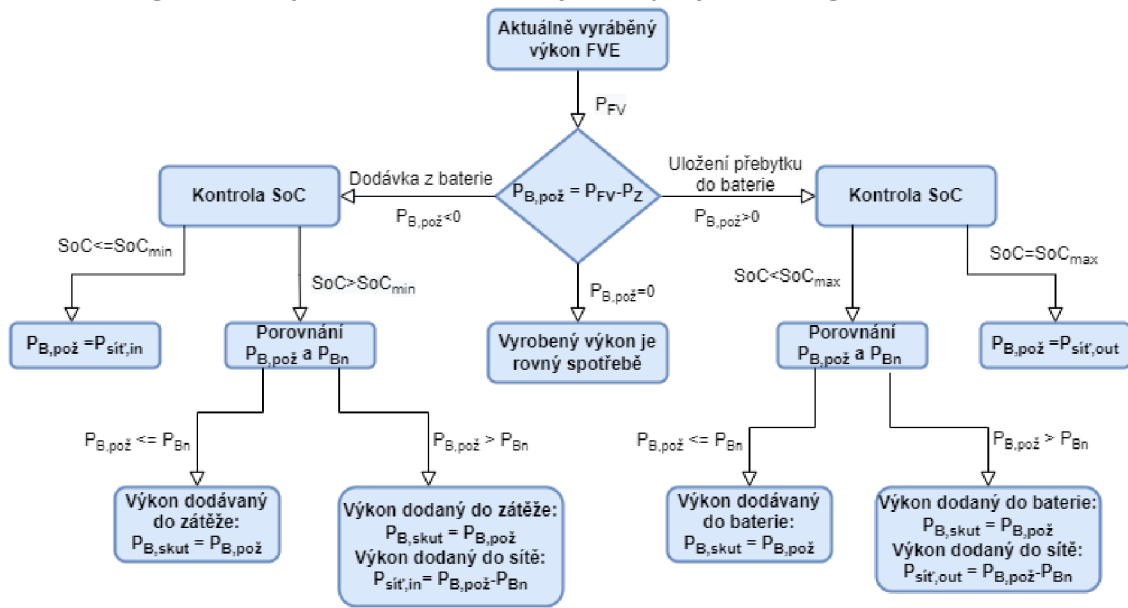
V případě dodávky přebytečného výkonu do baterie, za dodržení podmínky hodnoty SoC na úrovni, která tomuto nebrání, mohou z pohledu výkonu nastat dva stavy. Pokud je požadovaný výkon menší nebo roven jmenovitému, je skutečný absorbovaný výkon roven požadovanému. Pokud ovšem požadovaný výkon převyšuje jmenovitý výkon baterie, není možné požadovaný výkon absorbovat a výkon dodávaný do baterie je roven jmenovitému, přičemž přebytečný výkon je dodán do sítě. Velikost výkonu dodaného do sítě je dána jako:

$$P_{sít,out} = P_{B,pož} - P_{Bn} \quad (4.4)$$

V případě, kdy uvažujeme, že aktuálně vyrobený výkon je menší než aktuálně spotřebovaný výkon a baterie má SoC na úrovni umožňující dodávku do zátěže, je situace analogická s předchozí. Pokud je požadovaný výkon menší nebo roven jmenovitému pak je skutečný dodávaný výkon do zátěže roven požadovanému. Pokud ovšem požadovaný výkon převyšuje jmenovitý výkon baterie, není možné všechen požadovaný výkon do zátěže dodat. Baterie tak dodá výkon o jmenovité hodnotě a zbytek zátěže musí být hrazen ze sítě, přičemž pro velikost tohoto výkonu platí:

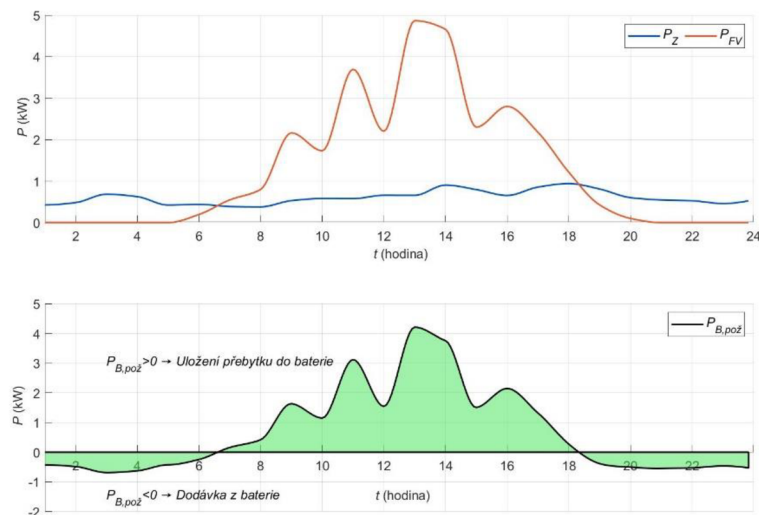
$$P_{sít,in} = P_{B,pož} - P_{Bn} \quad (4.5)$$

Zmíněná logika řízení je uvedena v následujícím vývojovém diagramu.



Obrázek 4.4 Vývojový diagram popisující řízení výkonových toků bateriového systému

Pro znázornění předchozích úvah je možné uvést následující příklad. V grafech na Obrázek 4.5 a Obrázek 4.6 jsou zobrazeny průběhy výroby FVE (P_{FV}) a průběh zatížení v rámci domácnosti (P_Z) během dnů denního maxima a minima. Dále je zobrazen požadovaný výkon baterie ($P_{B,pož}$) určený podle rovnice (4.1). Data výroby a spotřeby jsou převzata z práce na níž je navazováno [22], přičemž byl vybrán rodinný dům ve zkoumané obci s FVE orientovanou na jih, uvažovaným instalovaným výkonem 5,4 kWp a spotřebou určenou na základě přepočteného typového dodávkového diagramu (TDD), TDD č. 5.

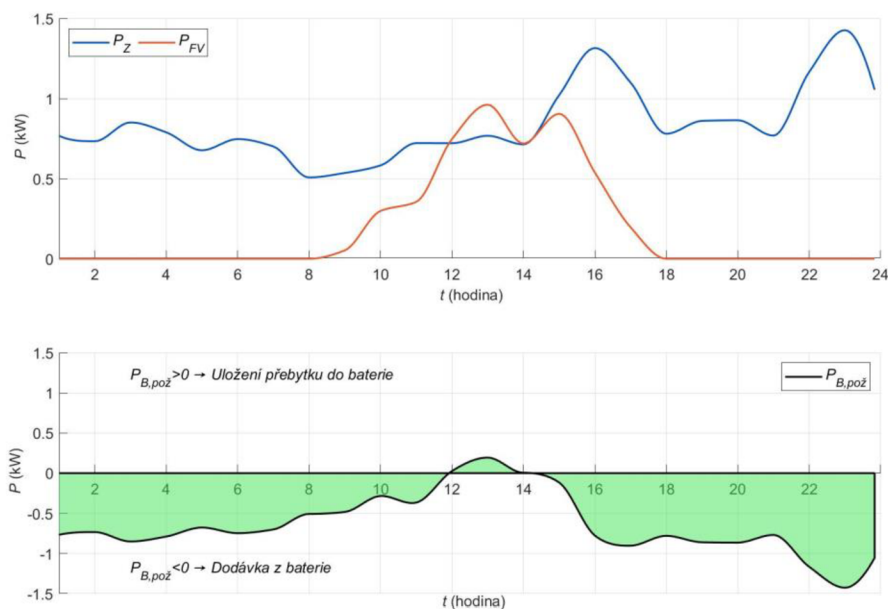


Obrázek 4.5 Porovnání výroby FVE a spotřeby vybrané domácnosti ve zkoumané obci pro den minima

Na prvním obrázku jsou zobrazeny průběhy v den minima. Je patrné, že v nočních a časně ranních hodinách, převyšuje spotřeba nad výrobou, tzn. je požadavek na dodávku energie z baterie. Po východu slunce začíná FVE vyrábět, a protože se jedná o den minima, je spotřeba malá, a tudíž vzniká požadavek na uložení přebytečné energie do baterie. Černá čára v grafu ukazuje vývoj výkonu (určený podle rovnice (4.1)), který je potřeba dodat/uložit v baterii. Energií, kterou musí baterie absorbovat, resp. dodat je dána velikostí plochy pod křivkou výkonu (naznačeno v grafu zeleným zbarvením), neboli integrací křivky výkonu v daném časovém rozmezí.

Na tomto obrázku je dobře patrný důvod využití baterií, který byl již zmiňován, a to sice zvýšení možnosti využití generované energie FVE. V případě, že by se jednalo o systém bez baterie, nebyla by všechna energie pod křivkou v časovém rozmezí, kdy $P_{B,pož}$ vychází kladné, využita v místě výroby. Bateriový systém však dává možnost uložení této energie pro její pozdější využití.

Pro kontrast je možné zobrazit průběh stejných veličin v případě dne maxima, kdy je spotřeba domu vyšší a naopak, jelikož dny maxima bývají v zimních měsících, je velikost výroby z FVE velmi malá a jak je patrné z grafu, převyšuje velikost spotřeby jen po krátký čas kolem poledne. Po většinu dne je tedy $P_{B,pož}$ záporné, neboli je požadavek na dodávku výkonu z baterie. Zda je baterie schopna spotřebu pokrýt kompletně nebo pouze částečně opět záleží na jejím výkonovém a kapacitním dimenzování a na průběhu spotřeby a výroby FVE v předchozím dni.



Obrázek 4.6 Porovnání výroby FVE a spotřeby vybrané domácnosti ve zkoumané obci pro den maxima

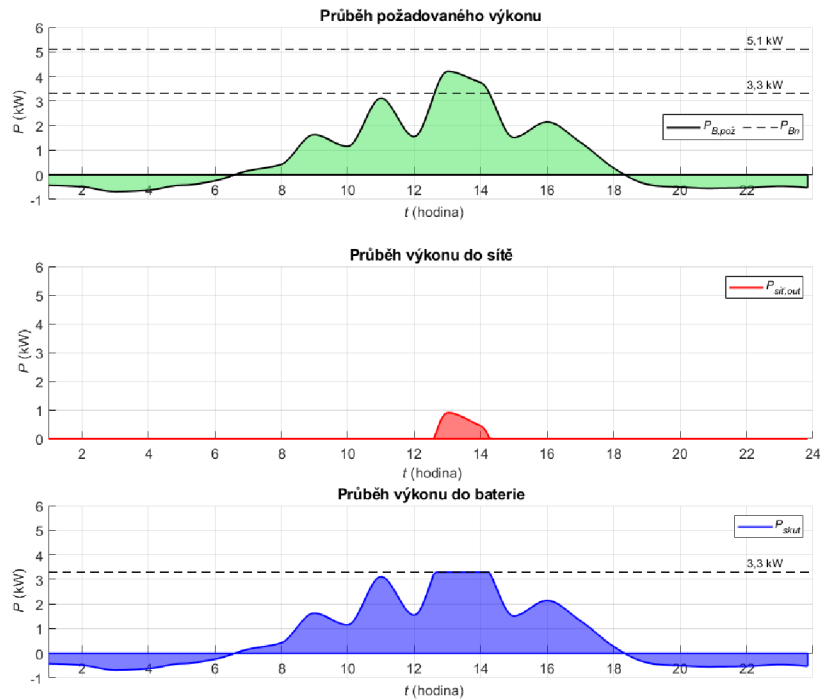
4.4 Dimenzování bateriových systémů pro residenční využití

V předchozí podkapitole byl nastíněn provoz bateriového systému včetně demonstrace průběhů výkonů výroby a spotřeby. Z nich byla určena dle vzorce (4.1) proměnná $P_{B,pož}$, která má vyjadřovat výkonové požadavky na baterii. To, jak se bude baterie chovat v rámci provozu za daných podmínek pak závisí na tom, zda je dimenzována, tak aby daným požadavkům na dodávku, resp. odběr vyhověla. Z tohoto hlediska jsou pak důležitými parametry výkon, který je schopna kontinuálně dodávat a kapacita. Protože tyto dva parametry hrají důležitou roli ovlivňující provoz baterie znamená to, že se jedná o důležité parametry pro simulaci, kdy bude nutné jednotlivým odběrným místům přidělit bateriové systémy o dané kapacitě a výkonu. Proto bude těmto parametrům a jejich vlivu na provoz věnována tato podkapitola.

Z hlediska dimenzování výkonu je možné demonstrovat výkonové požadavky na příkladu zobrazeném na Obrázek 4.7, kde dochází k přebytkům generovaného výkonu zhruba mezi 7. a 18. hodinou. Podle principu maximalizace vlastní spotřeby popsaného v předchozí podkapitole je vytvářen požadavek na baterii absorbovat tento výkon. Bude-li nejdříve zkoumán vliv výkonového dimenzování, bude o schopnosti absorbovat požadovaný výkon rozhodovat její výkonové dimenzování a dimenzování jejího regulátoru nabíjení. Budeme-li opět uvažovat, že regulátor umožňuje baterii absorbovat/dodávat jmenovitý kontinuální výkon, pak pokud by byl například instalován bateriový systém o jmenovitém výkonu 5,1 kW (odpovídá BYD B-Box Premium LVS, viz. Tabulka 4.2), pak podle rovností uvedených v (4.3), bude roven skutečný absorbovaný výkon požadovanému.

Pokud by byl, ale například zvolen systém o výkonu 3,3 kW (opět viz. Tabulka 4.2)², dojde v době největší výroby k tomu, že baterie nebude schopna vyhovět požadavkům a přebytečný výkon bude dodán do sítě, přičemž velikost tohoto výkonu je dána rovnicí (4.4). Průběh výkonu dodaného do sítě je zobrazen na druhém grafu v následujícím obrázku. Průběh výkonu dodaného do baterie je zobrazen na třetím grafu v tomto obrázku.

² Jedná se pouze o demonstraci výkonového dimenzování, není proto brát ohled na napětí systému a jiné parametry

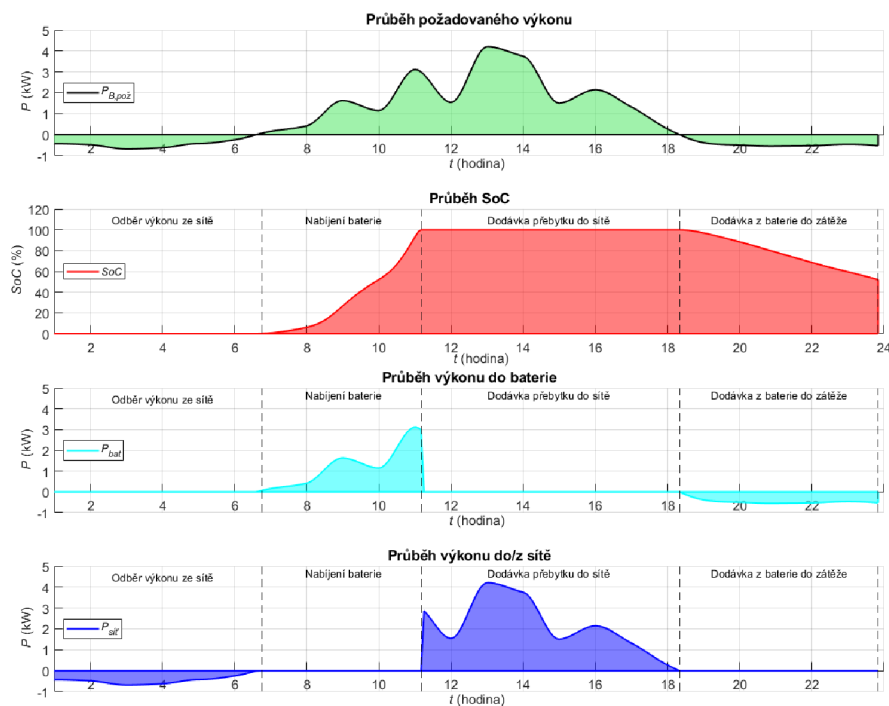


Obrázek 4.7 Zobrazení průběhů požadovaného výkonu, výkonu dodaného do sítě a výkonu absorbovaného baterií

V případě průběhů na Obrázek 4.6, kde dochází k převažování spotřeby nad výrobou po většinu dne je situace analogická. Jediný rozdíl je v tom, že se jedná o výkon dodávaný z baterie do zátěže. V případě, že výkon baterie není dostatečný, dochází k dodání zbytku výkonu pro pokrytí zátěže ze sítě o velikosti dané rovnicí (4.5).

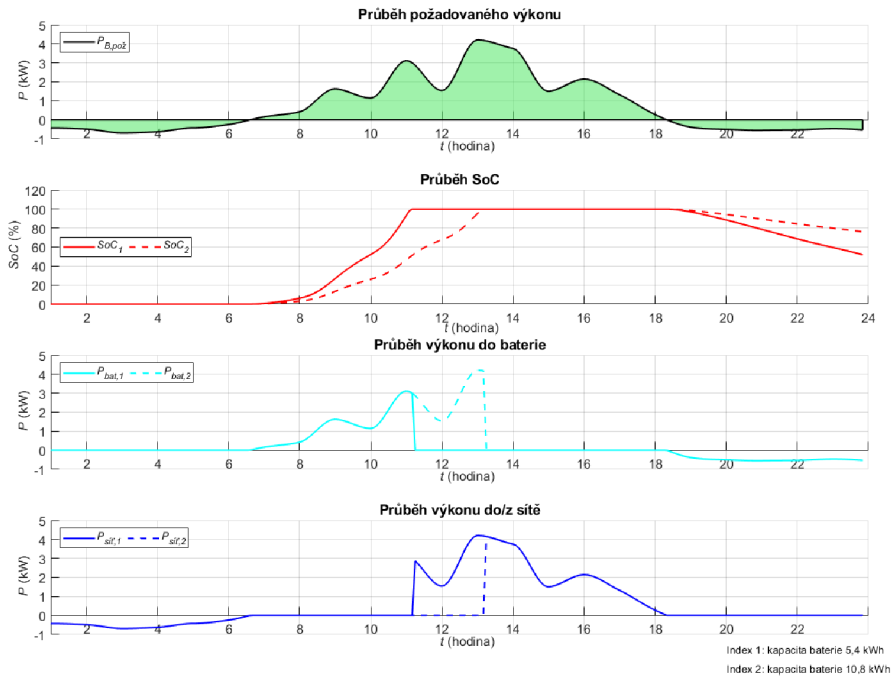
Dalším důležitým aspektem při návrhu baterie je její kapacita. Je nutné uvažovat, že není možné využívat plný rozsah baterie, ale pouze její část. V [55], kde bylo zkoumáno dimenzování baterií pro residenční FVE, bylo uvažováno využitelné rozmezí SoC 20 až 80 %. Dle této studie je vhodným poměrem kapacity baterie a velikosti instalovaného výkonu FVE, 1 kWh využitelné kapacity na 1 kWp. Při tomto poměru je dosaženo dobrých úrovní soběstačnosti, což je parametr definovaný v dané studii jako podíl součtu energie dodané přímo z FVE a energie dodané z baterie do zátěže, ku celkové energii spotřebované zátěží.[55]

Z ekonomického hlediska je možné očekávat, že investoři budou chtít využít dotací z již zmíněného programu *Nová zelená úsporám*, kde je možné získat dotaci nejen na samotnou FVE, ale i na pořízení bateriového systému. V podmínkách pro udělení dotace je mimo jiné stanoveno rozmezí instalované kapacity baterií v poměru k instalovanému výkonu FVE. Tyto podmínky se liší pro rodinné domy a bytové domy. Pro rodinné domy je stanoveno rozmezí na minimálně jednonásobek a maximálně dvounásobek instalovaného výkonu FVE v kWh.[56] Pro bytové domy je stanoveno toto rozmezí na minimálně půl násobek a maximálně na jeden a půl násobek instalovaného výkonu FVE v kWh.[57] Je tedy možné očekávat, že reálně se budou kapacity úložišť pohybovat v těchto rozmezích.



Obrázek 4.8 Průběh SoC, výkonu baterie a sítě při uvažování baterie s kapacitou 1 kWh na 1 kWp instalovaného výkonu FVE

Na Obrázek 4.8 jsou zobrazeny průběhy požadovaného výkonu, SoC baterie, výkonu baterie a výkonu dodaného do sítě. Na obrázku je vidět, že při kladném požadovaném výkonu (přebytku energie), dochází k toku tohoto výkonu do baterie čímž roste její SoC. baterie ovšem dosahuje plného nabití ještě předpolednem a od té doby není schopna pojmout žádnou další energii. Z tohoto důvodu je pak přebytečná energie dodána do sítě nebo případně by muselo dojít k útlumu výroby FVE, či uložení přebytečné energie ve formě tepla při ohřevu TUV. Na následujícím obrázku je provedeno porovnání průběhů, pouze při uvážení dvou kapacitních dimenzování a to konkrétně 1 kWh/1 kWp a 2 kWh/1 kWp. Z obrázku je patrné, že se větší baterie nabije později, ovšem rovněž není schopna pokrýt celý přebytek. V rámci praktické části, poté bude úkolem nastavit chování jednotlivých bateriových systémů, tak aby svým chováním odpovídali teoretickým předpokladům uvedeným v této kapitole.



Obrázek 4.9 Průběhy při dvou různých kapacitách baterie

5. BATERIOVÉ SYSTÉMY PRO SÍŤOVÉ A PRŮMYSLOVÉ VYUŽITÍ

Bateriové systémy budou do budoucna pravděpodobně hrát důležitou roli z hlediska využití i pro jiné než domácí účely. Konkrétně se nabízí jejich využití pro síťové a průmyslové účely. Z hlediska síťového využití mohou do budoucna poskytovat podpůrné služby, a to frekvenční i nefrekvenční, dále mohou být využity pro zlepšenou integraci OZE s proměnlivým výkonem, snížení požadavků na přenosovou kapacitu vedení, akumulaci energie nebo pro zlepšení provozu v malých ostrovních sítích.

Z hlediska průmyslového využití je možné využít bateriové úložiště jako zálohu v případě výpadku dodávky ze sítě. Toto použití se je vhodné zvláště pro provozy citlivé na přerušení dodávky. Dále je možné využít baterie pro snížení rezervovaného příkonu, či v případě využití FVE na střechách průmyslového objektu, je možné baterie využít pro skladování přebytků energie z FVE.[20]

5.1 Síťové baterie

5.1.1 Podpůrné služby

Provozovatel přenosové soustavy (ČEPS, a. s.) zajišťuje kvalitu a spolehlivost dodávky elektrické energie v rámci přenosové soustavy (PS) pomocí tzv. systémových služeb (SyS). Konkrétně mezi SyS spadá udržování kvality elektrické energie, udržování výkonové rovnováhy v reálném čase, dispečerské řízení a obnova provozu. Prostředkem pro zajištění SyS jsou tzv. podpůrné služby (PpS), které jsou specifikovány v *Kodexu přenosové soustavy – část II*. Obecně jsou tyto služby děleny na služby výkonové rovnováhy (SVR) a ostatní (nefrekvenční) podpůrné služby. Pro některé PpS je z technického hlediska možné využít velkokapacitní bateriová úložiště. Tyto PpS jsou vyjmenovány v následujících odstavcích.[45][35]

Služby výkonové rovnováhy

Bateriové systémy mají na rozdíl od běžných prostředků pro zajišťování SVR nevýhodu spočívající v omezené velikosti akumulované energie. V případě, že by se agregovaný blok³, poskytující SVR, skládal pouze z bateriového/bateriových systému, nebo bateriového systému se zařízením, které neumožňuje jeho dobíjení, musí poskytovatel SVR doložit tzv. nabíjecí strategii. Nabíjecí strategie musí být taková, aby byla zajištěna možnost plnohodnotného nepřetržitého poskytování SVR v normálním stavu, přičemž normálním stavem se rozumí stav, kdy je odchylka frekvence menší než 50 mHz od zadané. Tato nabíjecí strategie může být zajištěna s využitím zdroje/zdrojů

³ Agregacním blokem je v [21] míněn soubor (jednoho a více) energetických zařízení sdružených pro účely poskytování zálohy do jednoho celku.

nabíjení/vybíjení, které jsou prokazatelně schopny zajistit nepřetržité nabíjení/vybíjení bateriového systému v normálním stavu. V případě, že se bateriový systém nachází v agregovaném bloku, přičemž zařízení rovněž spadající do tohoto bloku jsou schopna nabíjet bateriový systém, nemusí provozovatel dokládat nabíjecí strategii. [21]

Bateriové úložiště mohou například plnit funkci zálohy pro automatickou regulaci frekvence, FCR (frequency control reserves). Při takovém to využití by bateriový systém musel mít minimální výkon 1 MW (maximálně 10 MW) a být schopný uvolnit 100 % rezervované velikosti energie pro FCR do 30 s od okamžiku vzniku odchylky frekvence a zároveň být schopný uvolnit 50 % této energie do 15 s, přičemž maximální rezervovaná velikost FCR na jednotce je uvolňována při změně kmitočtu o 200 mHz od zadané hodnoty. V případě bateriových systémů není problém s rychlostí reakce, neboť baterie dokáže reagovat velmi rychle. Problémem u baterií je omezená schopnost akumulovat/dodávat energii. Kodex PS [21] definuje v případě stavu blízkému úplnému vybití, požadavek na přechod do tzv. rezervního módu, kdy jednotka přestává dodávat výkon odpovídající odchylce frekvence a je jí nastavena nová frekvence, odpovídající střední hodnotě frekvence. Baterie pak reaguje pouze na odchylky od této nové frekvence, čímž dojde k zajištění, že nedojde k odpojení bateriového systému z důvodu úplného nabití nebo vybití. [30]

Další možností je využití baterií jako zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (aFRR) nebo manuální aktivací (mFRR), kdy by bateriový systém automaticky nebo na základě příkazu provozovatele příslušné soustavy reagoval dodávkou nebo odběrem činného výkonu. V obou případech je stanoven požadavek na minimální výkon 1 MW.[30]

Ostatní podpůrné služby

Mezi ostatní podpůrné služby spadá sekundární regulace U/Q, zajištění ostrovního provozu a start ze tmy. Bateriové systémy mohou z technického hlediska plnit všechny tyto PpS. Při využití vhodných střídačů ve spojení s bateriovými systémy je možné jejich využití pro regulaci napětí, kdy by střídač pomocí vhodného algoritmu měnil odběr/dodávku jalového výkonu do soustavy a tím tak reguloval napětí. Dále se nabízí využití baterií pro nouzové napájení vlastní spotřeby elektráren a stanic v rámci PS, případně pro vyrovnávání frekvence v případě vzniku ostrovního provozu určité části sítě. [30]

Další možnosti využití bateriových systémů přímo nespádající mezi PpS⁴

Vzhledem k tomu že baterie může mít střídač schopný pracovat ve všech 4 kvadrantech, a řídit tak odběr/dodávku jalového výkonu, je také možné využít baterii k zamezení přetoků jalového výkonu z distribuční soustavy (DS) do PS, kdy by střídač zajišťoval odběr jalového výkonu v případě jeho přebytku vlivem nízkého zatížení.[19]

⁴ Tyto způsoby využití se nedá přímo považovat za PpS, ale spíše za doplněk ke stávajícím službám

Bateriové systémy lze rovněž využít pro vytvoření umělé setrvačnosti, v případě že dojde v budoucnu k výraznému snížení počtu točivých zdrojů v soustavě, které při změnách výkonového zatížení, v prvních momentech, vykrývají rozdíl pomocí své setrvačnosti. Tato vlastnost točivých zdrojů by mohla být vytvořena právě pomocí bateriových systémů, které jsou schopny reagovat na změnu v rámci desítek ms.[30]

V neposlední řadě uvádí [30] možnost využití baterií pro eliminaci odchylek frekvence, které vznikají při změnách obchodních intervalů, kdy se mění skladba zdrojů. Myšlenkou je že by baterie reagovala, pouze na velké odchylky frekvence ([30] uvádí jako příklad 100 mHz) po určitou nastavenou dobu rampování. Mimo toto období by byla baterie dobíjena.

5.1.2 Aplikace pro snížení požadavků na přenosovou kapacitu vedení

Jako další způsob využití bateriových systémů je užití pro snížení nároků na přenosovou kapacitu vedení. Myšlenkou je zapojení baterie na konec vedení, kde dochází v daných časech k velkému zatížení po určitý časový úsek. Baterie je pak nabíjena v době nízké spotřeby a v čase vysoké spotřeby je z ní část zatížení hrazena. Hrazená část zatížení tak nemusí být přenášena vedením, což snižuje nároky na dimenzování dané linky. Tímto způsobem dojde k snížení investice na dimenzaci vedení, ovšem vznikne investice do bateriového systému. Aby tato aplikace byla ekonomicky rentabilní, je vhodné, aby se jednalo o případ, kdy by bylo vedení vysoce zatěžováno po omezenou dobu a mimo tuto dobu bylo nízké zatížení. Investice do vytvoření přenosové kapacity potřebné pouze pro relativně krátký okamžik by tak mohla být neúměrně vysoká. V takovémto případě by právě toto řešení pomocí bateriového systému, mohlo být ekonomicky výhodnější. [18]

5.1.3 Akumulace přebytků elektrické energie

Další možností je využití baterií pro uchovávání energie v čase nízké spotřeby, pro její následné využití v čase největšího zatížení. V podstatě se jedná o provoz na podobné bázi, jako jsou dnes provozovány například přečerpávací vodní elektrárny. V takovémto provozu by byla baterie nabíjena v době nízké spotřeby a vybíjena v době vysoké spotřeby a v podstatě by tak zastávala funkci zdroje spadající do špičkového pásma. [18]

5.1.4 Aplikace pro zlepšenou integraci OZE

Jak již bylo zmíněno implementace bateriových systémů je vhodná pro zlepšenou integraci OZE, kdy se nestřetává výroba s její spotřebou. V tomto případě je možné pro OZE s velkým instalovaným výkonem použít baterii pro ukládání vyrobené energie a její následné použití v čase její potřeby. Jedním z možností je využití centralizované baterie pro více domácích FVE. V takovémto případě je více domů s FVE napojeno na jednu centralizovanou baterii, která je připojena přímo do sítě a je ovládána provozovatelem této sítě.

Pilotní projekt pro toto využití bateriového systému je momentálně implementován ve Walldorfu v Německu, kde je na centrální 100 kW baterii připojeno 40 domácností s FVE.[18]

Další podobnou možností je využití baterie s větší FVE či větrnou elektrárnou (VTE), kdy je výstup těchto elektráren připojen přes baterii, která slouží pro vyhlazení dodávaného výkonu, který se může rapidně měnit vlivem zastíněním FVE mraky, či porывy větru v případě VTE. Vyvedení výkonu přes baterii má pozitivní vliv, neboť omezuje kolísání napětí a dodávaného výkonu v místě připojení.[18]

5.1.5 Aplikace pro malé ostrovní sítě

V případě geograficky odlehlých lokalit, či ostrovů, kde je provozována relativně malá ostrovní síť mohou vznikat problémy s vyrovnáváním výkonů výroby a spotřeby. V těchto případech pak mohou velkokapacitní bateriové systémy sloužit jako výpomoc při tomto vyrovnávání.[18]

5.1.6 Technologie síťových baterií

Z hlediska technologií, na poli síťových baterií dominují, stejně jako v ostatních odvětvích aplikace bateriových systémů, Li-ion baterie. Konkrétně se jedná nejvíce o již zmíněné LFP a NMC baterie. Podle [12] je možné do budoucna očekávat rozvoj nasazování technologií, které jsou hojně využívány pro BEV, neboť trh s těmito bateriemi je mnohonásobně větší a inovace, zvláště na poli snižování nákladů na baterie, mohou nepřímo ovlivnit i nasazované technologie síťových baterií. Tento trend se projevuje již v dnešní době, kdy podle [12] v roce 2019, 60 % síťových baterií byla tvořena technologií NMC, která jak již bylo zmíněno je dominantní na poli aplikace pro BEV.

5.1.7 Bateriové systémy pro síťové využití v ČR

V ČR jsou momentálně provozovány čtyři baterie pro síťové využití. Přehled jejich základních parametrů je uveden v následující tabulce.

Tabulka 5.1 Přehled síťových bateriových systémů v ČR

Název	Výkon (MW)	Kapacita (MWh)
Úložiště ČEZ, Tušimice ^[51]	4	2,8
Úložiště C-Energy, Planá ^[11]	4	2,5
Úložiště E.ON, Mydlovary ^[24]	1	1
Úložiště Solar Global ^[4]	1	1

Bateriové úložiště společnosti ČEZ bylo instalováno v rámci pilotního projektu BAART (Bateriová akumulace pro automatickou regulaci frekvence Tušimice) ve spolupráci s ČEPS. Baterie byla spuštěna v testovacím provozu v roce 2019. Účel bylo testování využití baterie pro regulaci frekvence. Celkově bylo na baterii vyzkoušeno 16 scénářů.

Hlavní zjištění z těchto testů byly, že baterie nejlépe pracuje v úzkém pásmu nabití (40 % - 60 %) a zvládá rychle reagovat na změny frekvence, a to až 8 kW za 40 ms. Baterie má výkon 4 MW a kapacitu 2,8 MWh, zapojena je v bloku s jedním z generátorů Tušimické elektrárny o výkonu 200 MW.[51]

Další velkokapacitní baterie používaná v rámci ČR, je baterie společnosti E.ON v Mydlovarech. Jedná se o úložiště s kapacitou 1,75 MWh a výkonem 1,6 MW, který je však smluvně omezen na 1 MW. Této hodnotě odpovídá i transformátor 0,4/22 kV, o výkonu 1250 kVA, přes který je baterie připojena do 22 kV pole rozvodny 110/22 kV Mydlovary. Baterie je využívána k akumulaci energie při malém zatížení a regulaci napětí. Podle [19] je možné baterii využít i pro snižování přetoků Q do nadřazené sítě a vyrovnávání odchylek obchodníka.[19][24]

V ČR jsou pak ještě využívány další dvě velkokapacitní baterie zapojené do sítě. Jednou z nich je baterie společnosti C-Energy Planá, která je hlavně využívána v rámci dodávek do lokální distribuční soustavy (LDS) v průmyslové zóně v Plané nad Lužnicí a v posílení rozsahu služeb výkonové rovnováhy. Dále umožňuje tato baterie schopnost nastartovat ze tmy zdroj C-energy Planá, případně umožnit provoz LDS v ostrovním režimu. Baterie má výkon 4 MW a kapacitu 2,5 MWh.

Poslední, ještě nezmíněné úložiště je velkokapacitní baterie Solar Global, které bylo první velkokapacitním úložištěm zapojeným přímo do DS v ČR. Baterie má výkon 1 MW a kapacitu 1 MWh.[4]

5.2 Bateriové systémy pro průmyslové využití

Jak bylo zmíněno v úvodu bateriový systém je možné využít pro snížení rezervovaného příkonu. Toho je dosaženo optimalizací odběrového diagramu, kdy v případě objektu s velmi proměnlivou zátěží a vysokými špičkovými odběry je baterie nabíjena v době nižší spotřeby objektu a vybíjena v čase špiček v odběru. Špičky odběru jsou tak hrazeny částečně z baterie, o což je zmenšen odběr ze sítě, tím pádem je možné snížit hodnotu rezervovaného elektrického příkonu, což má pozitivní ekonomický dopad.[15]

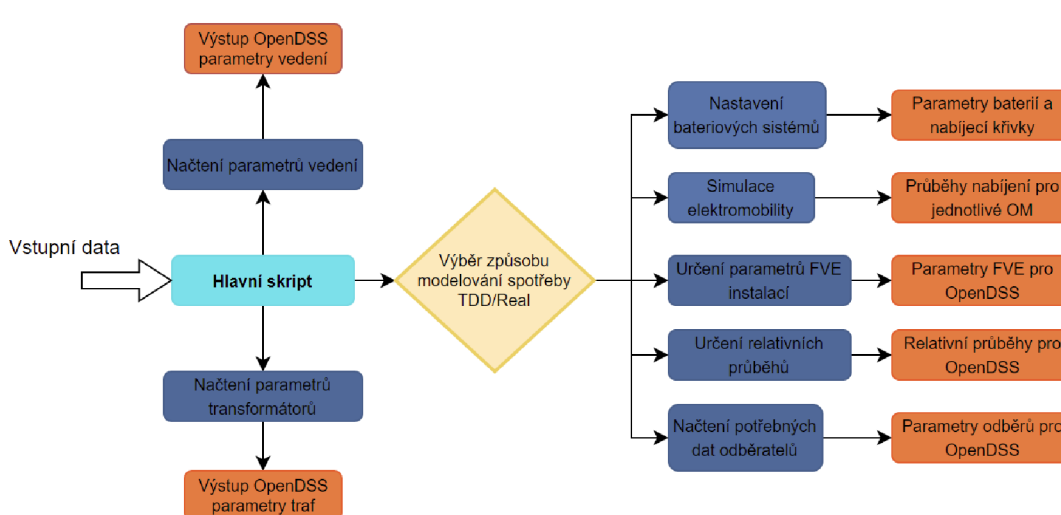
První aplikací bateriového systému pro optimalizaci odběrového diagramu v rámci průmyslového objektu v ČR, je v provozním areálu firmy AERS, kde je nainstalována baterie o výkonu 700 kW a kapacitě 600 kWh, která slouží právě k výše zmíněným účelům. [15]

Využití bateriového systému jako zálohy v případě výpadku ze sítě je vhodné zvláště u provozů, kde přerušování dodávky může způsobovat značné ekonomické škody nebo mohou nepříznivě působit na výrobní technologii. Příkladem takovýchto provozů mohou být například ocelárny, papírny nebo automobilky. Baterie je schopná dodávat energii velmi rychle a umožňuje tak nepřerušování provozu v případě výpadku.[20]

6. ZPŮSOB ZPRACOVÁNÍ DAT

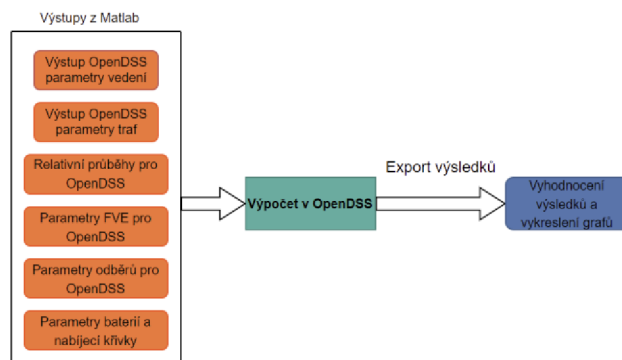
6.1 Základní popis vytvořeného modelu

Model vychází z dostupných dat o zkoumané síti poskytnutých společnostmi EG.D, a.s., která byla poskytnuta ve formátu *xml*. Jak již bylo zmíněno jsou samotné výpočty výkonových toků prováděny v programu OpenDSS. Simulace jsou obecně koncipovány tak, že se v rámci programu Matlab vytváří soubory s příponou *dss*, které jsou následně načítány programem OpenDSS. Tyto zmíněné soubory *dss* mohou definovat celou řadu parametrů pro simulace, jako například, vedení, transformátory, odběrná místa, FVE instalace, bateriové systémy atd. Vytváření jednotlivých důležitých vstupů bude popsáno v následujících kapitolách. Na obrázku níže je zobrazena koncepce vytváření vstupních dat pro simulace v OpenDSS. Tmavě modře jsou zobrazeny Matlab skripty, oranžově jsou zobrazeny výstupní soubory pro OpenDSS ve formátu *dss* a hlavní skript, ze kterého se spouští jednotlivé dílčí skripty, je zobrazen tyrkysově.



Obrázek 6.1 Koncepční schéma vytváření vstupních dat pro simulace

Hlavní skript načítá vstupní data ve formátu *xml* s informacemi o zkoumané lokalitě, poté jsou automaticky spuštěny skripty vytvářející soubory s informacemi o zkoumané části sítě, konkrétně o vedení a transformátorech. Dále je možné vybrat jakým způsobem bude modelována spotřeba v jednotlivých OM (podrobněji popsáno v kapitole 7). Následovně je možné ručně spouštět skripty vytvářející vstupní soubory pro jednotlivé aspekty simulace. Tyto jednotlivé aspekty budou popsány v následujících kapitolách. Skript, napsaný v OpenDSS, poté načítá jednotlivé vstupní soubory a provádí samotné výpočty jejichž výsledky jsou poté exportovány a dále zpracovávány opět v programu Matlab. Zjednodušeně je postup rozkreslen na následujícím obrázku.



Obrázek 6.2 Načítání, výpočet a vyhodnocení dat

6.2 Popis zvoleného území

Jelikož tato práce navazuje na již existující simulace prováděné v rámci [22], je zvolená modelovaná oblast stejná jako v [22]. Konkrétně se jedná o obec Moravany u Brna, což je příměstská municipalita jejíž počet obyvatel, dle dat z Českého statistického úřadu, je 3 382 [53]. Jedním z důvodů výběru této lokality pro provádění simulací bylo, že obec již byla podrobena analýze v [46], kde byla mimo jiné zkoumána potenciální využitelnost střech pro instalaci fotovoltaických zdrojů. Závěry z [46] budou využity při modelování produkce FVE zdrojů v rámci simulací.

Dále dle dostupných dat diplomové práce *Analýza slabých míst distribuční sítě v obci s vysokým počtem fotovoltaických zdrojů* [33], kde byla rovněž zkoumána uvedená obec, je síť NN v rámci obce napájena z 11 distribučních transformátorů. Z dostupných dat o zkoumané síti se v rámci obce nachází ještě dalších pět transformátorů, které ovšem napájí soukromé firemní objekty, u kterých není možné získat potřebná data, a proto nebudou předmětem prováděných simulací. Síť NN je provozována radiálně, tedy každý distribuční transformátor napájí samostatně jeden paprsek. V případě abnormálních stavů je možné přepnout postižený vývod na vývod sousední.[33]

V rámci simulace bude simulováno zatížení na 10 z těchto 11 transformátorů, resp. paprsků. Základní topologie sítě je zobrazena na následujícím obrázku. Světle tyrkysovou je vyznačeno vedení 22 kV, distribuční transformátory jsou v obrázku naznačeny žlutými kolečky a jimi napájené paprsky sítě jsou mezi sebou odlišeny různým zbarvením.



Obrázek 6.3 Vyznačení topologie zkoumané sítě s naznačením zkoumaných paprsků a transformátorů (obrázek převzat z [22])

6.3 Vytvoření modelu zkoumané části sítě

Jelikož se vychází při modelování z [22], kde byl model sítě již vytvořen, nebylo nutné v této práci řešit samotné vytvoření modelu topologie sítě. V následujících odstavcích bude tedy pouze krátce vysvětlen principiální postup při zpracování vstupních dat o zkoumané síti.

6.3.1 Vstupní data pro OpenDSS – transformátory

Data potřebná pro definování transformátorů a obecně i ostatních prvků jako jsou vedení, OM atd. jsou vepsány ve zmíněném *xml* souboru. Z tohoto souboru jsou poté v rámci programu Matlab převedeny na proměnou typu struktura, která je poté využívána při vytváření jednotlivých *dss* souborů.

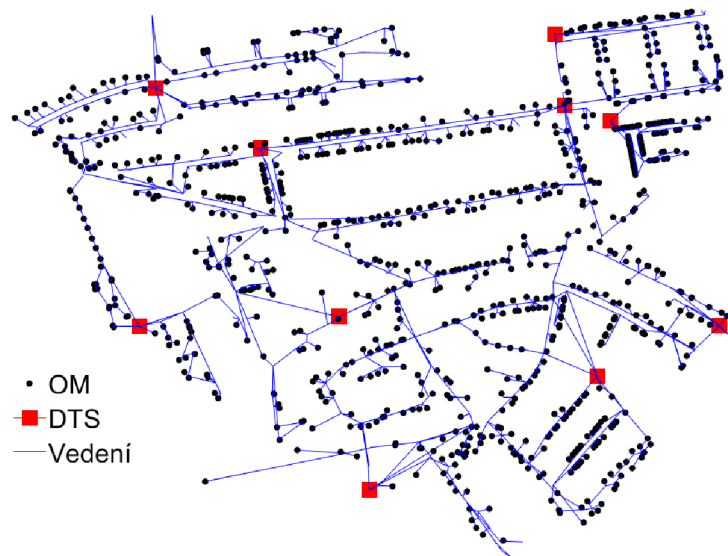
Skript, který vytváří *dss* soubory definující transformátory, vyhledá ve zmíněné struktuře potřebné parametry pro definování transformátoru v OpenDSS. Obecně se jedná o parametry jako napětí primárního a sekundárního vinutí, jmenovitý výkon, přípojnice (na který je připojen), napětí nakrátko, proud naprázdno, ztráty nakrátko, ztráty naprázdno atd. Kromě tohoto *dss* souboru je v rámci skriptu vytvořen rovněž *dss* soubor, který definuje monitory na jednotlivých transformátorech, což jsou elementy v OpenDSS používané mimo jiné k sledování provozních parametrů na definovaných prvcích sítě. Modelovaná část sítě je napájena z 10 transformátorů o celkovém transformačním výkonu 5 460 kVA. Počty a jmenovité výkony transformátorů jsou vypsány v následující tabulce.

Tabulka 6.1 Jmenovité transformátory ve zkoumané části sítě

Jmenovitý výkon (kVA)	Počet kusů
630	7
400	2
250	1

6.3.2 Vstupní data pro OpenDSS – vedení

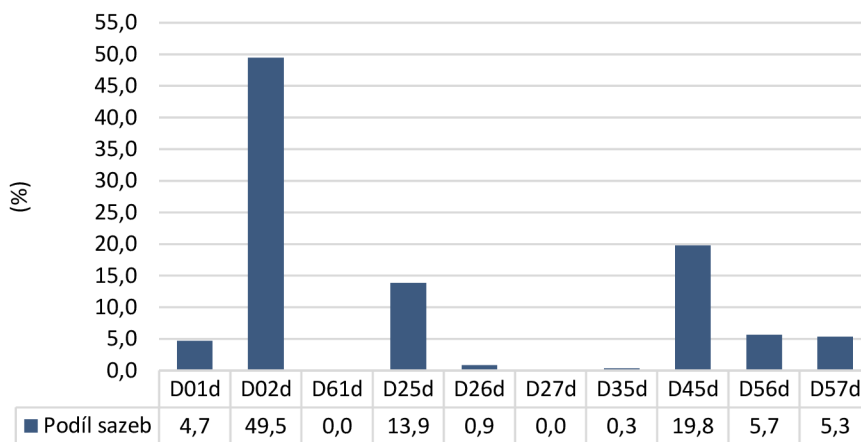
Při vytváření souborů vedení je princip podobný jako v předchozím případě. Opět jsou načtena data z vytvořené struktury se vstupními údaji. Při definování vedení je poté rozdíl v tom, že se definují dva soubory *dss*. První soubor definuje typy použitých vedení v rámci zkoumané obce. U těchto typů jsou definovány parametry vedení jako jmenovité zatížení, činný odpor na km, reaktance na km, atd. Jednotlivé typy vodičů jsou následně označeny číselnými kódy, pomocí kterých se na parametry vodičů odkazuje další soubor *dss*, který definuje samotné vedení, vzhledem k jeho názvu, místům připojení a délky. V následujícím obrázku je poté možné vidět zobrazení topologie sítě vytvořené v Matlabu z načtených dat transformátorů a vedení.



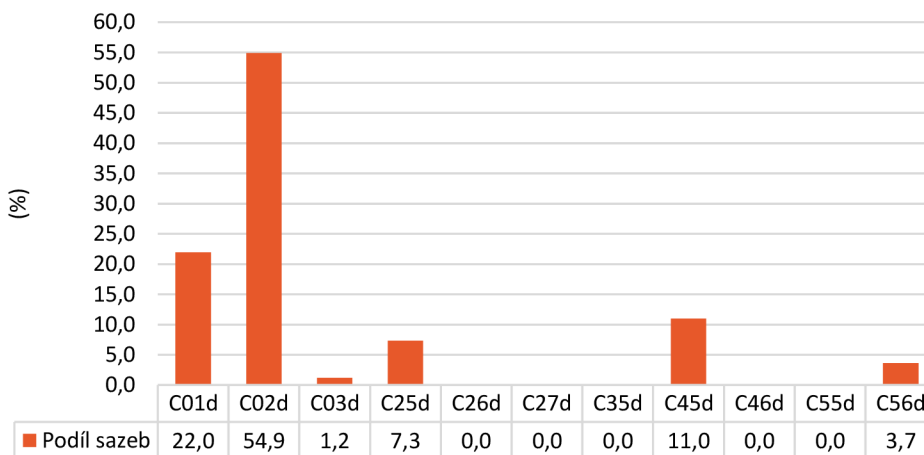
Obrázek 6.4 Základní topologie zkoumané části sítě NN

7. MODELOVÁNÍ SPOTŘEBY ODBĚRNÝCH MÍST

Průběh spotřeby jednotlivých OM je zásadní částí simulace. Aby bylo možné dobře simulovat spotřebu na straně odběratelů je nutné znát strukturu spotřeby z hlediska tarifů ve zkoumané obci. Tato struktura v rámci kategorie maloodběr obyvatelstvo (MOO) a maloodběr podnikatelé (MOP) je zobrazena na následujících obrázcích.



Obrázek 7.1 Procentní podíl sazeb MOO ve zkoumané obci



Obrázek 7.2 Procentní podíl sazeb MOP ve zkoumané obci

Jelikož OM na hladině nízkého napětí nemají průběhová měření, ale pouze probíhá odečet roční spotřeby, nejsou u většiny OM známy konkrétní průběhy spotřeby v rámci roku. V práci, na níž je navazováno [22], byly pro modelování průběhů využity typové diagramy dodávky (TDD). Tyto diagramy vychází z hodnot získaných na reprezentativním vzorku OM zahrnující přibližně 2500 OM [22]. Podle těchto diagramů a roční spotřeby byla v rámci [22] získávána velikost výkonu v i-tou hodinu podle následujícího vzorce.

$$P_i = \frac{TDD_i}{T_m} \cdot E_{rok} \quad (7.1)$$

kde P_i představuje výkon v i -tou hodinu v rámci roku (kW), TDD_i představuje relativní hodnotu příslušného TDD v i -tou hodinu (-), T_m vyjadřuje dobu využití maxima a E_{rok} reprezentuje roční spotřebu daného OM.

Takto získaný průběh do určité míry může reprezentovat průběh spotřeby, ovšem v jednom konkrétním OM je reálný průběh výrazně dynamičtější. Aby bylo možné věrněji nasimulovat chování jednotlivých OM, bylo rozhodnuto o využití průběhů dat reálné spotřeby.

7.1 Reálná data ročních průběhů spotřeby

Reálná data byla poskytnuta společností EG.D, a.s. Konkrétně bylo poskytnuto 204 měření roční spotřeby s hodinovým intervalem, provedených v rámci roku 2017. Jedná se o část průběhů, získaných na OM s průběžným měřením, ze kterých se poté sestavují již zmiňované TDD. Data obsahují průběhy pro tři kategorie tarifů, a to konkrétně D02d, D45d a D25d.

7.1.1 Způsob zpracování dat reálné spotřeby

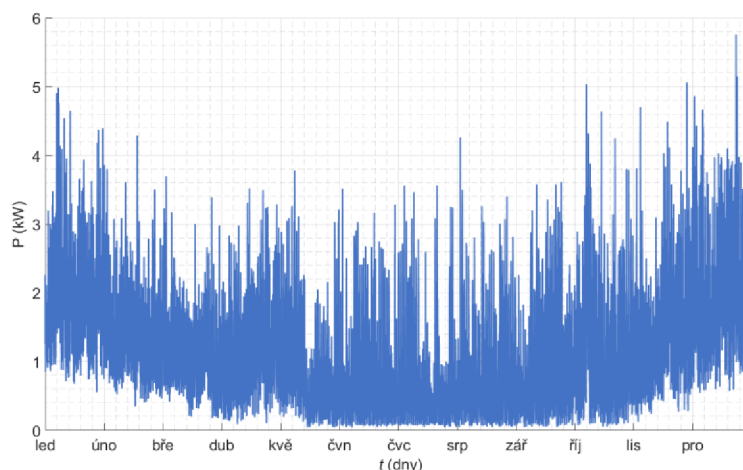
Jelikož jsou roční spotřeby jednotlivých OM v rámci zkoumané obce známy, byly reálné průběhy využity pouze pro získání tvarů dané spotřeby. Z těchto tvarů průběhů byla vytvořena knihovna, ze které byl jednotlivým OM v rámci obce přidělován průběh a to náhodně, ovšem tak, aby byl respektován způsob využití elektrické energie, respektive tarif v OM. K dispozici jsou reálná data pouze pro tarify D02d, D45d a D25d, ovšem jak je patrné na Obrázek 7.1 a Obrázek 7.2 tarifů je ve zkoumané obci více. Proto bylo zvoleno, že pro OM bez tepelného využití elektřiny bylo vybíráno z průběhů získaných v OM s tarifem D02d. Pro OM s akumulacím ohřevem vody byly využity průběhy D25d. A pro topné sazby byly použity průběhy D45d. Konkrétnější popis přiřazování je v následující tabulce.

Tabulka 7.1 Přiřazování náhradních průběhů reálným tarifům

Uvažovaná sada měření podle tarifu	Tarif odběrného místa
D02d	D01d
	D02d
D25d	D25d
	D26d
D45d	D45d
	D56d
	D57d

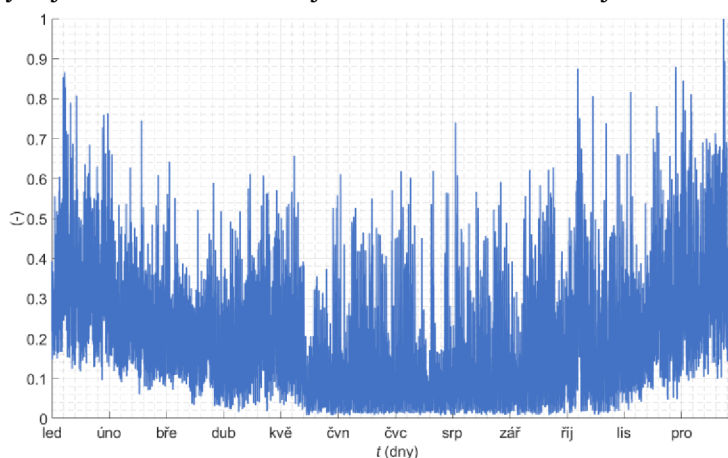
Zmíněná náhrada dostupnými změřenými průběhy by neměla do simulace vnášet velkou chybu, jelikož je respektován způsob využití elektrické energie v daném OM a je tedy možné předpokládat, že se průběhy spotřeby v rámci tarifů s podobným využitím elektrické energie příliš neliší. Kde by mezi tarify s podobným využitím elektrické energie mohl vznikat rozdíl je úroveň výkonů, respektive roční spotřeby. Z tohoto důvodu jsou měřená data využita pouze pro získání tvarů křivek. Na tyto přidělené tvary jsou pak aplikovány reálné roční spotřeby OM v rámci zkoumané obce.

Způsob vytvoření uvažovaných průběhů spotřeby u jednotlivých OM je v podstatě podobný jako v případě využití TDD, ovšem TDD jsou nahrazeny průběhem reálným. Aby bylo možné takto s daty pracovat bylo nutné provést jejich úpravu. Pro názornost je na následujícím obrázku zobrazen náhodně vybraný průběh spotřeby, v rámci roku s tarifem D45d.



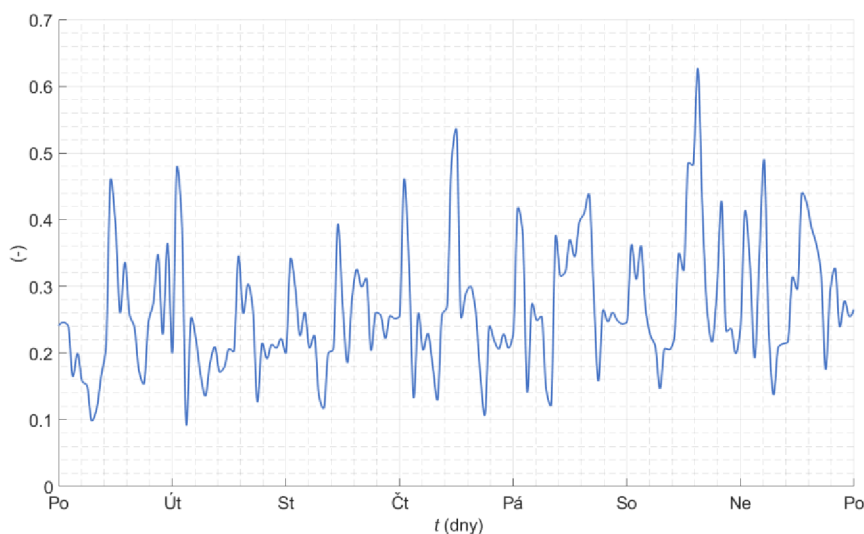
Obrázek 7.3 Roční průběh spotřeby ve vybraném OM

Takovýto průběh v kW byl následně převeden na relativní hodnoty vztažené k hodnotě maximálního výkonu v rámci roku. Touto úpravou vzniká průběh, jehož hodnoty se pohybují od 0 do 1. Průběh je zobrazen na následujícím obrázku.



Obrázek 7.4 Roční průběh spotřeby ve vybraném OM v relativních hodnotách

Jelikož je simulace týdenní, je podle libovolného výběru vybrán jeden týden v rámci roku. Data pro zvolený týden jsou poté vyjmuta z ročního průběhu pro jejich další zpracování. Výjmutý týdenní průběh pak může mít například následující podobu.



Obrázek 7.5 Týdenní průběh spotřeby ve vybraném OM v relativních hodnotách

Program OpenDSS, při definování průběhu spotřeby vyžaduje mimo jiné zadání průběhu v relativních hodnotách a maximální výkon. Jelikož u OM ve zkoumané obci nejsou známy výkonová maxima, ale pouze roční spotřeby, musí být takto získaný průběh ještě upraven.

Obecně platí, že spotřeba energie v rámci sledovaného období, je dána plochou pod křivkou průběhu výkonu v rámci tohoto období. Stejnou plochu, respektive energii, je možné získat vynásobením maximálního výkonu v rámci spotřeby a doby využití maxima. Tato doba využití maxima je dána jako čas, po který musí být odebrán maximální výkon, aby bylo odebráno stejné množství energie jako při proměnlivém zatížení. Tedy je možné psát:

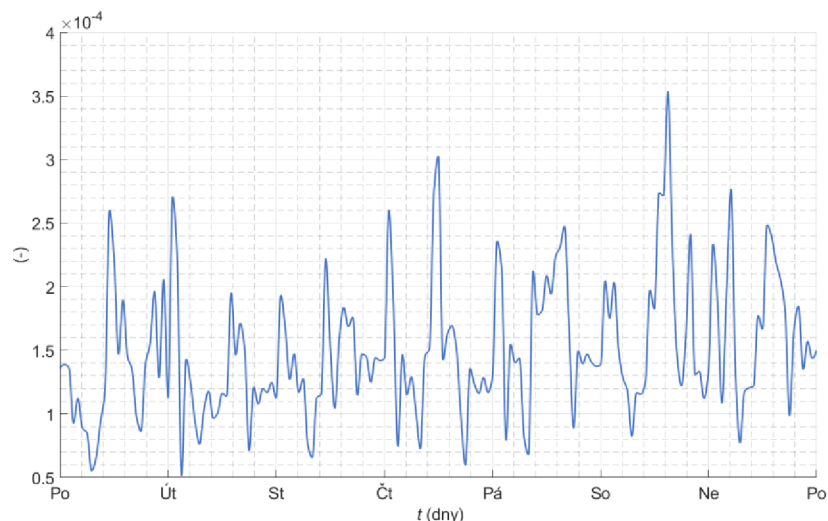
$$E_{rok} = P_m \cdot T_m \quad (7.2)$$

kde E_{rok} je celková roční spotřeba (kWh), P_m je maximální výkon za sledované období (kWh) a T_m je doba využití maxima (h), která je rovna sumě relativních hodnot, vztažených k P_m .

Pro hodnotu maximálního výkonu poté platí:

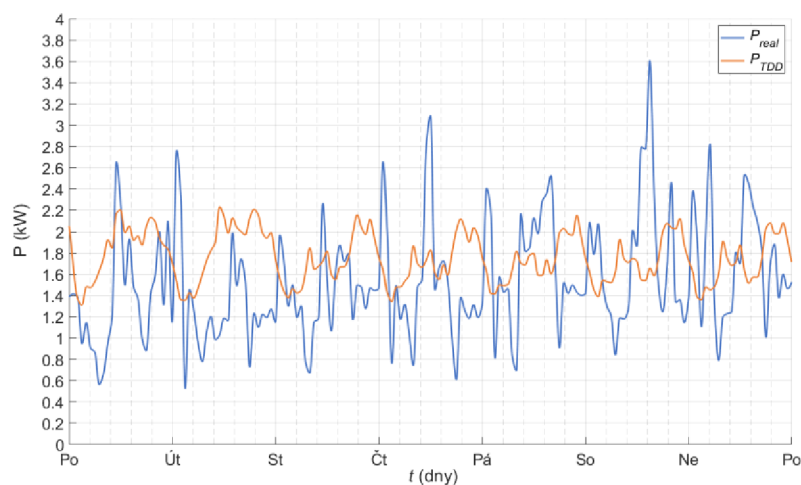
$$P_m = \frac{E_{rok}}{T_m} \quad (7.3)$$

Do OpenDSS je pak tedy možné vložit hodnotu roční spotřeby na místo hodnoty maximálního výkonu, pokud bude zadávaný relativní průběh podělen dobou využití maxima. Takto upravený průběh vypadá následovně.



Obrázek 7.6 Týdenní průběh spotřeby ve vybraném OM vstupující do OpenDSS

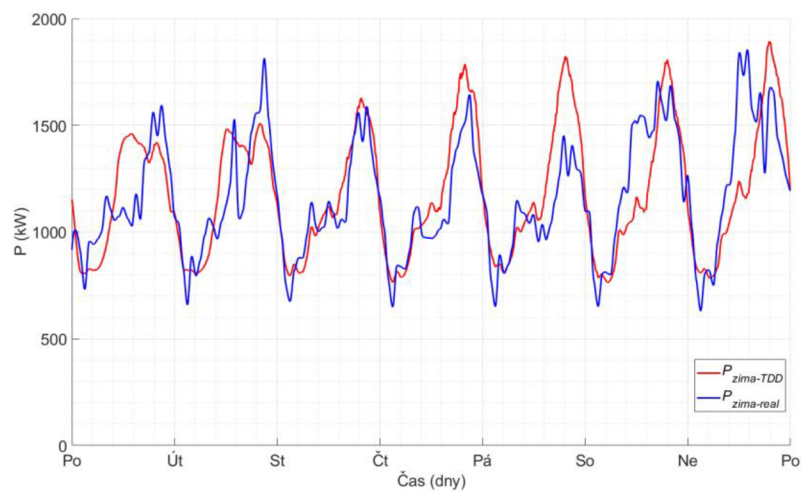
Jedná se už o průběh, který vstupuje dohromady s roční spotřebou do OpenDSS, kde se průběh vynásobí danou roční spotřebou čímž vznikne průběh v kW. Příklad průběhu takto získaného a průběhu získaného metodou využívající TDD je zobrazen na následujícím obrázku. Z obrázku je patrné, že reálný průběh je výrazně dynamičtější, oproti průběhu získanému pomocí TDD.



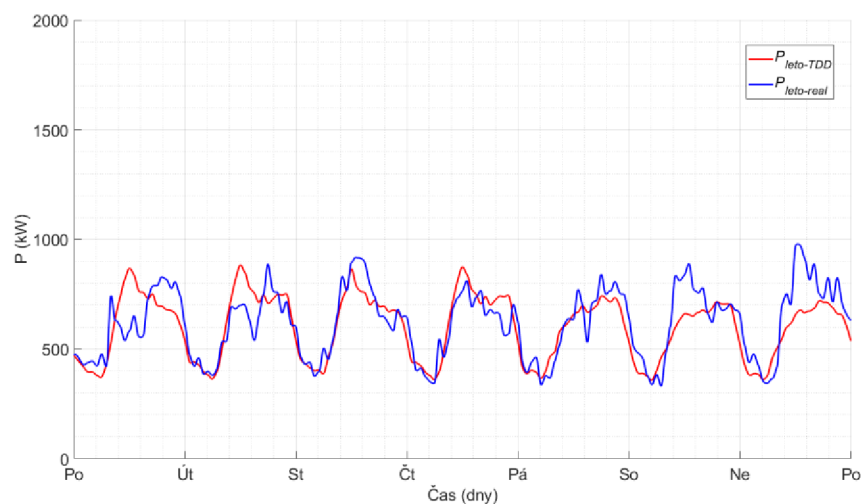
Obrázek 7.7 Porovnání průběhů modelovaných pomocí TDD a reálných hodnot

7.2 Simulace výchozího stavu

V následujících kapitolách budou zkoumány dopady elektromobility a bateriových systémů na výkonové zatížení prvků sítě. Aby bylo možné vyhodnotit tyto změny je nutné znát základní stav zatížení rámci obce. Na grafech níže je zobrazena výkonová bilance pro celou zkoumanou část sítě během vybraného týdne v zimě a v létě. Pro simulace byly vybrány 6. týden (únor) a 27. týden (červenec). Tyto týdny byly vybrány, jelikož se jedná o týdny, kde se nachází den maxima, resp. minima zatížení. Dny maxima a minima byly rovněž zkoumány v práci, na níž je navazováno [22]. Obecně vytvořený model nabízí modelovat libovolný týden v rámci roku. Na grafech jsou pro porovnání zobrazeny bilance získané, při modelování spotřeby pomocí TDD a pomocí reálných průběhů spotřeby, způsobem popsaným výše.



Obrázek 7.8 Porovnání výkonové bilance získané pomocí TDD a pomocí reálných průběh spotřeby v zimě



Obrázek 7.9 Porovnání výkonové bilance získané pomocí TDD a pomocí reálných průběh spotřeby v létě

Jelikož budou dále porovnávány různé scénáře a jejich dopad na zatížení transformátorů, jsou v následujících tabulkách vypsány maximální hodnoty výkonového zatížení jednotlivých transformátorů při základním scénáři. Protože při dalších simulacích budou uvažovány pro modelování reálné průběhy spotřeby, jsou v následujících tabulkách vypsány hodnoty pro tuto variantu.

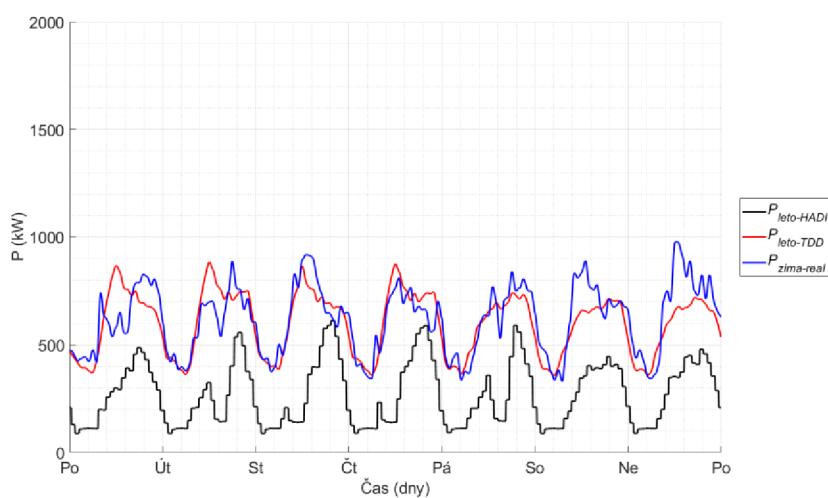
Tabulka 7.2 Zatížení transformátorů základní scénář, zima

Označení	T1	T4	T9	T10	T11	T13	T14	T2	T16	T7
S_n (kVA)	630	630	630	630	630	630	630	400	400	250
S_{max} (kVA)	88,7	315,0	256,5	135,8	232,8	195,1	234,5	153,0	164,9	105,1
$S_{\%}$ (%)	14,1	50,0	40,7	21,6	37,0	31,0	37,2	38,2	41,2	42,1

Tabulka 7.3 Zatížení transformátorů základní scénář, léto

Označení	T1	T4	T9	T10	T11	T13	T14	T2	T16	T7
S_n (kVA)	630	630	630	630	630	630	630	400	400	250
S_{max} (kVA)	58,5	132,0	165,0	62,6	129,7	128,3	120,3	58,9	102,1	63,1
$S_{\%}$ (%)	9,3	21,0	26,2	9,9	20,6	20,4	19,1	14,7	25,5	25,2

Model byl vytvořen tak, aby byl schopný pracovat i s predikcemi spotřeby pro jednotlivá OM. Jako příklad je možné uvést porovnání bilance již demonstrovaných průběhů získaných pomocí TDD, pomocí reálných dat a bilance získanou, právě pomocí predikcí průběhů spotřeby jednotlivých OM. Predikce byly získány z práce A. Hadiho, který vytvářel predikce na základě předpokládané skladby spotřebičů a jejich typických průběhů spotřeby. Porovnání je zobrazeno pro letní období na Obrázek 7.10. Na porovnání je patrné, že úroveň spotřeby predikce je nižší než u ostatních dvou způsobů modelování spotřeby. Tento rozdíl je způsobený a značně závisí na skladbě spotřebičů uvažované při vytváření predikcí.



Obrázek 7.10 Porovnání bilancí získaných pomocí reálných průběhů, TDD a predikcí spotřeby

Využití predikcí spotřeby nabízí možnost věrněji simulovat poměry v síti v případě, že je k dispozici predikční model schopný generovat průběhy s kratším časovým intervalem, než jsou využívané hodinové průběhy, které musí být následně interpolovány. Průběh zobrazený v grafu bohužel vychází rovněž z hodinových průběhů, jelikož průběhy s menším intervalem nebyly k dispozici. Z tohoto důvodu nebudou dále v práci tyto průběhy využívány, ovšem do budoucna při dalším rozvoji práce se nabízí při dostupnosti predikčního modelu, schopného generovat průběhy s nižším intervalem, možnost zpřesnění chování celého modelovaného systému.

8. ELEKTROMOBILITA

Aby bylo možné modelovat vliv BEV v síti, je nutné vytvořit základní představu o chování řidičů. Z velmi obecného pohledu se může BEV nacházet ve třech stavech, a to sice jízda, nabíjení a zaparkované bez nabíjení. Aby bylo možné věrně modelovat chování BEV, je nutné vytvořit základní představu o tom kdy a za jakých podmínek se BEV v těchto stavech nachází, přičemž hlavně stav nabíjení, je ten, který má přímý vliv na ES. Stav, kdy je BEV využíváno ke svému účelu, tedy jízdě, je nutné znát, aby bylo možné odhadnout denní nájezd a tím předpokládanou spotřebovanou energii, kterou bude nutné v určitém čase doplnit zpátky do BEV z ES.

8.1 Technologie bateriových systémů pro BEV

Z hlediska používaných technologií v rámci automobilového průmyslu se jedná opět, stejně jako u ostatních zmíněných využití baterií, o technologii Li-ion s rozdílem pouze v podílu konkrétně používaných Li-ion technologií.

Největší podíl na trhu s bateriemi pro BEV, tvoří již zmíněná technologie NMC. Konkrétně [50] udává, že z vyrobených BEV mezi lety 2011 až 2017, má tato technologie podíl 53 %. Vzhledem k vysokým cenám kobaltu, který je používán při výrobě těchto baterií, je snaha zmenšovat jeho podíl a tím snižovat cenu baterií a samotného BEV. V tomto směru dochází k posunu k NMC bateriím s vyšším podílem niklu, označované jako NMC-811.[50]

Druhé největší zastoupení má technologie využívající Lithium-Nikl-Kobalt-Hliník-Di-Oxid (LiNiCoAlO_2), označované zkratkou NCA. Tyto baterie zastupovaly 46 % z vyrobených BEV mezi lety 2011 až 2017 [50]. Tato technologie umožňuje větší energetickou hustotu než předchozí zmíněné, konkrétně se tato hodnota může pohybovat až kolem 260 Wh/kg. Životnost tohoto typu baterií je nižší než v případě předchozích, pohybuje se v rozmezí 500-1000 cyklů. Stejně jako NMC baterie, obsahují NCA baterie kobalt, což má nepříznivý vliv na jejich cenu v porovnání s technologiemi, které kobalt neobsahují. Další nevýhodou tohoto typu baterie nižší bezpečnost v porovnání s dříve zmíněnými, způsobená nižší teplotou, při které dochází k tepelnému rozkladu, konkrétně 150 °C.[26]

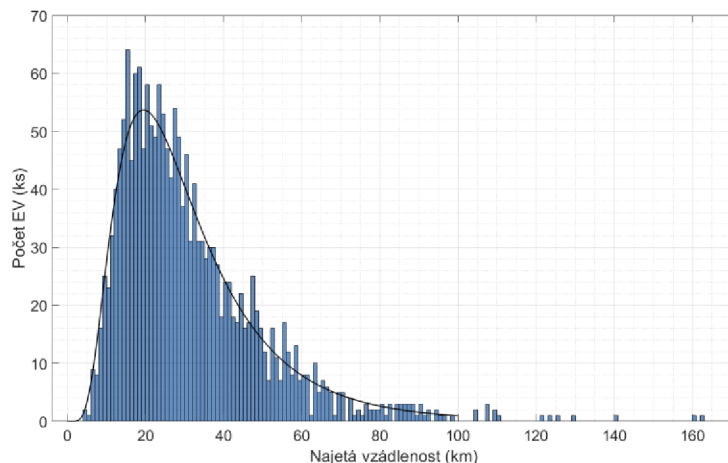
Zbývající podíl baterií (kolem 6 %) tvoří baterie s technologií LFP. Tato technologie je primárně využívána pro elektrobusesy, konkrétně v roce 2018 byl podíl této technologie v elektrobusech 88 %. Podle [50] je možné očekávat, že do roku 2028 dojde v tomto segmentu elektromobility, k zvýšení podílu baterií s technologií NMC. [50]

8.2 Parametry simulace zatížení vzniklého dobíjením BEV

Pro vytvoření základního pohledu na chování řidičů, je možné vyjít z dat z celostátního průzkum dopravního chování *Česko v pohybu*. V tomto průzkumu byla shromážděna data, sbírána mezi lety 2017-2019. Průzkum byl obecně zaměřen na dopravní chování, tedy není zaměřen pouze na automobilovou dopravu, ovšem pro účely této práce budou využívána převážně data týkající se této problematiky.

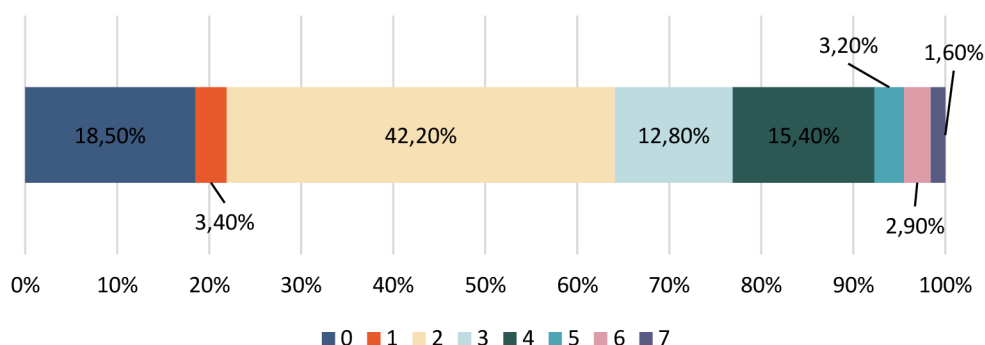
8.2.1 Denní nájezd

Množství energie spotřebované jedním BEV za den, je možné odhadnout je-li známý denní nájezd a spotřeba elektrické energie na km. Pro odhad denního nájezdu je možné vyjít z dat z *Česko v pohybu* [5], kde sice není tento údaj přímo uváděn, ovšem je možné ho odvodit z dostupných dat pocházející z tohoto průzkumu. Konkrétně k tomu mohou být využita data o průměrné najeté vzdálenosti jedné cesty. Průměrně, podle dat pro automobilová vozidla, je délka jedné cesty 15,5 km. Dle vlastního zpracování dat z [5] je směrodatná odchylka 26,8. V práci, na níž je navazováno [22], bylo pro modelování denních nájezdů použito logaritmicke-normální rozložení. Rozhodnutí o použití tohoto rozložení vychází z údajů v [25], kde bylo rovněž studováno zatížení vzniklé dobíjením BEV. Log-normální rozložení bylo rovněž uvažováno ve studii v [52], zabývající se stejnou problematikou. Na základě těchto informací je v simulaci aplikováno stejné rozložení na hodnoty denního nájezdu vycházejících z [5]. Příklad histogramu se zmíněnými parametry je na následujícím obrázku, kde bylo pro ilustraci zvoleno 1 778 BEV.



Obrázek 8.1 Histogram najetých kilometrů v rámci jedné cesty

Tyto hodnoty jsou platné pro jednu cestu, ovšem je možné očekávat, že během dne bude cest provedeno pravděpodobně více. Konkrétně podle dat z [5] je rozdělení počtu cest v pracovní den následovné:



Obrázek 8.2 Podíl počtu cest v pracovní den dle dat z [5]

Medián počtu cest za den je roven 2, tedy nejvíce jsou za běžný pracovní den uskutečňovány 2 pracovní cesty, konkrétně 42,2 % dotázaných vykoná v běžný pracovní den 2 cesty. Data uvedená v předchozím grafu, bohužel nezobrazují počet cest pouze pro automobily, ale pro všechny dopravní prostředky. Dále se tyto hodnoty mírně liší pro ekonomicky aktivní a neaktivní občany. I přesto je, ale možné pro simulaci uvažovat, že budou během typického pracovního dne vykonány 2 cesty. [5]

Po přihlédnutí k počtům cest za den a délce jedné cesty, bylo pro simulaci zvoleno, že denní nájezd vychází z log-normálního rozložení s uvažovanou střední hodnotou 31 km a rozptylem 26,8. Tyto hodnoty asociovaného normálního rozložení jsou převedeny na logaritmické, čímž jsou získány parametry log-normálního rozložení $\mu=3,155$ a $\sigma=0,747$. Pro porovnání již zmíněná studie [25], uvažovala hodnoty $\mu=3,742$ a $\sigma=0,4161$. Studie [52] uvažovala $\mu=2,75$ a $\sigma=0,736$.

8.2.2 Pravděpodobnost připojení k nabíjení

Jak bylo zmíněno v kapitole 2 v práci, na níž je navazováno [22], se uvažuje každodenní dobíjení BEV. Tato úvaha však pravděpodobně neodpovídá realitě, což může být dokázáno na následujícím ilustrativním příkladu:

Bude-li uvažována spotřeba, udávána v [22], 201 Wh/km a kapacita baterie 40 kWh, která byla zvolena na základě dat z Predikce vývoje elektromobility v ČR [7], jako průměrná hodnota kapacity jedenácti nejprodávanějších BEV v EU v roce 2017. Pak při předpokladu (vycházející z dat a úvah uvedených v 8.2.1) dvou cest za den o 15,5 km je celkový denní nájezd 31 km. SoC na konci dne je možné určit jako:

$$E_{Sd} = E_{km} \cdot l_d = 201 \cdot 31 = 6,231 \text{ kWh} \quad (8.1)$$

$$SoC = \frac{E_K - E_{Sd}}{E_K} \cdot 100 = \frac{40 \cdot 10^3 - 6,231 \cdot 10^3}{40 \cdot 10^3} \cdot 100 = 84 \% \quad (8.2)$$

Kde: E_{Sd} energie spotřebovaná za den (Wh)
 E_{km} spotřeba na km (Wh/km)
 l_d předpokládaný denní nájezd (km)
 E_K kapacita baterie (Wh)

Je patrné, že při této cestě má BEV na konci dne 84 % *SoC*. Podle [23], kde bylo studováno optimální nabíjení BEV, je vhodné provozovat baterie BEV, v rozmezí 20 – 80 % *SoC*⁵. Rozmezí *SoC*, ve kterém jsou baterie provozovány mají zásadní vliv zvláště na jejich životnost. V případě opakovaného nedodržení tohoto rozmezí nastává podle [23], řada nežádoucích efektů. Mezi ně patří již zmíněné zkrácení životnosti baterie, vlivem strukturální degradace a rozpouštění aktivních materiálů. Excesivní nabíjení baterie, nad hranici 80 %, pak podle [23] může přinést i zhoršení z hlediska bezpečnosti provozu baterie. Dále také při nabíjení nad hranicí 80 %, dochází k zpomalení samotného nabíjecího procesu.

Ze zmíněných skutečností je tedy možné usoudit, že v ilustrativním příkladu by bylo zbytečné až nevhodné připojit po příjezdu domů BEV do sítě pro nabíjení. Samozřejmě jedná se pouze o ilustrativní příklad, jež se snaží naznačit nepravděpodobnost každodenního dobíjení elektromobilu. Samotné rozhodnutí však závisí na mnoha okolnostech, jako například jaká je předpokládaná cesta další den, informovanost majitele BEV o vhodném provozu z hlediska nabíjení a mnoho dalšího. To, jaký bude konkrétní přístup k modelování pravděpodobnosti připojení BEV je rozvedeno v následujících odstavcích.

V rámci modelování bude uvažováno, že rozhodování o připojení BEV k nabíjení je dáno hlavně momentálním *SoC*. Podle [14] který se zabýval chováním řidičů BEV vzhledem k nabíjení v dobíjecích stanicích, je možné popsat závislost pravděpodobnosti, že dojde k připojení BEV k nabíjecí stanici, v závislosti na *SoC*, pomocí následující exponenciální funkce.

$$p = \frac{1}{1 + e^{-k_q \cdot (-SoC + x_q)}}, \quad (8.3)$$

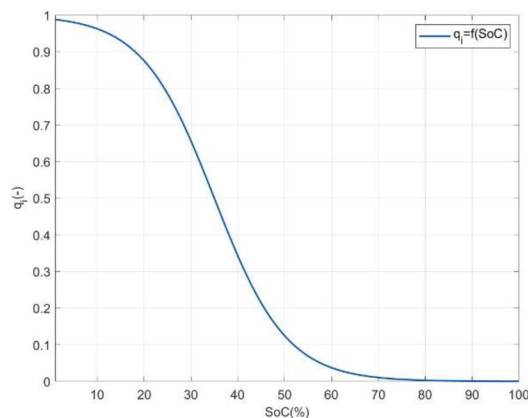
kde p představuje pravděpodobnost, že dojde k připojení BEV k napájecí stanici (-), *SoC* představuje stav nabití baterie (%), k_p koeficient zohledňující chování řidiče (-), x_p hodnota *SoC*, při které je $p = 0,5$

Koeficient k_q vyjadřuje tzv. range anxiety⁶, neboli do jaké míry je majitel BEV úzkostlivý vzhledem k momentální úrovni *SoC*, resp. k dojezdové vzdálenosti.

⁵ Toto rozmezí obecně platí pro Li-ion baterie, bez ohledu na specifickou Li-ion technologii.

⁶ „Range anxiety“ je termín používaný v anglické literatuře pro psychologický jev, objevující se u majitelů BEV, související se strachem řidiče z toho, že vozidlo nemá dostatečně množství energie na uvažovanou cestu.

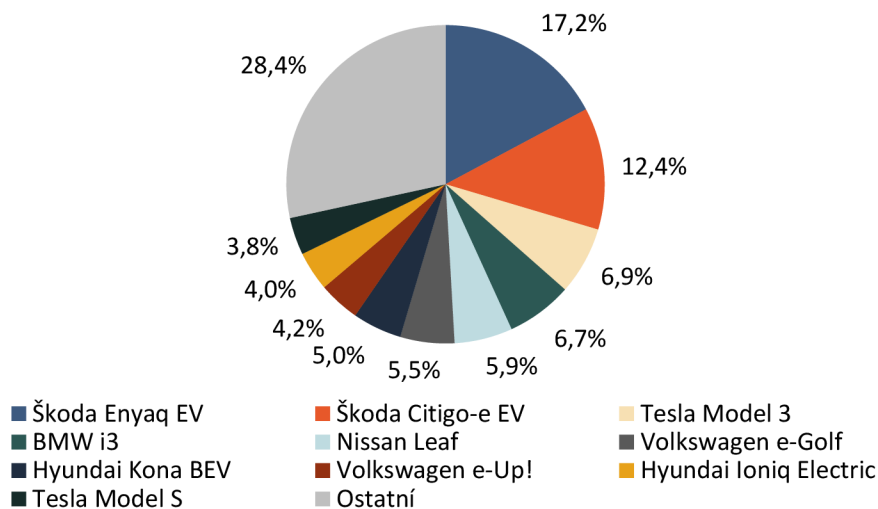
Parametry x_q a k_q tedy v podstatě vyjadřují chování majitele BEV vzhledem k dostupnému SoC . V [14] byla vytvořena simulace, která měla za cíl odhadnout chování řidičů BEV, vzhledem k dobíjení, přičemž tato simulace byla následně ověřena na reálných datech z dobíjecí stanice. Podle tohoto ověření byly nastaveny parametry x_q a k_q tak aby simulace odpovídala co nejvěrněji reálným datům. Tyto parametry v simulacích mění mimo jiné i rozložení času připojení. Parametry z [14], které vedou nejbližší k předpokládanému času připojení jsou $x_q = 35$ a $k_p = 0,13$. Proto tyto parametry vypadá pravděpodobnostní funkce následovně.



Obrázek 8.3 Křivka pravděpodobnosti připojení k nabíjení

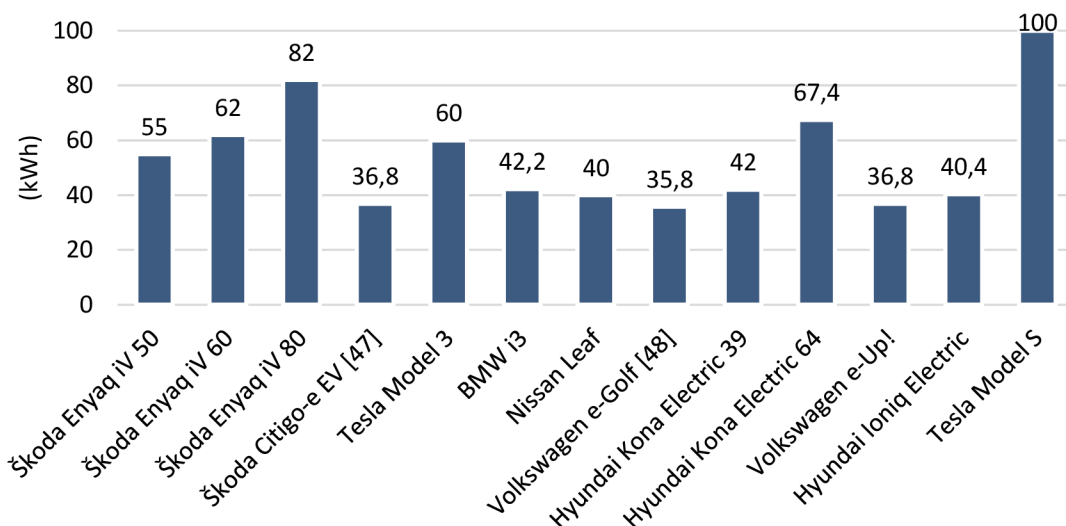
8.2.3 Kapacita vozidel

Jelikož pravděpodobnost připojení k nabíjení vychází z hodnoty SoC na konci dne je důležitým parametrem předpokládaná kapacita vozidel. Aby bylo možné definovat tuto kapacitu byla provedena rešerše stavu vozového parku v rámci ČR. 10 nejpoužívanějších modelů BEV pro rok 2021 a jejich podíly v rámci vozového parku jsou následující. Údaje vychází z dat uváděných v *European Alternative Fuels Observatory*, [32].



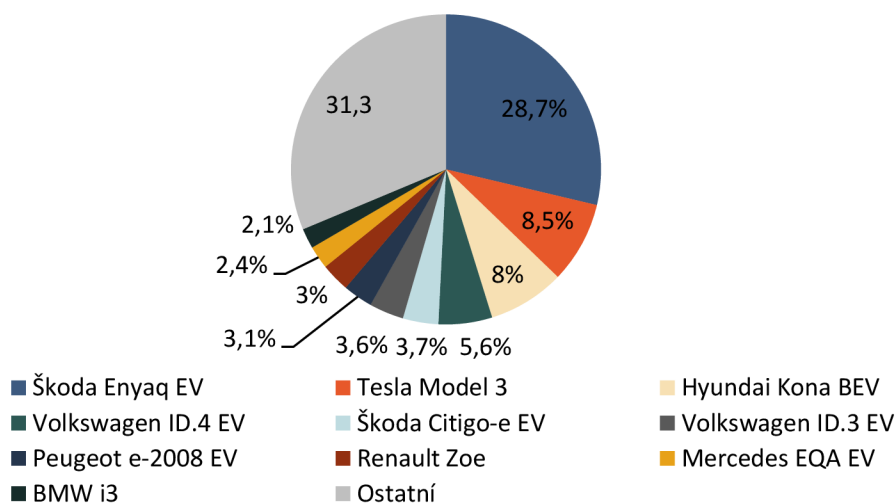
Obrázek 8.4 Podíl 10 nejčastěji používaných BEV v ČR

Z databáze parametrů BEV v [9], byly získány kapacity jednotlivých vozidel, které jsou zobrazeny v následujícím grafu. Některé modely vozidel jsou jejich výrobcí nabízena ve více řadách s různými kapacitami baterií. Protože [32], nespecifikuje přesně řadu, ale pouze model, jsou v těchto případech v grafu zobrazeny, všechny dostupné kapacity příslušného modelu.



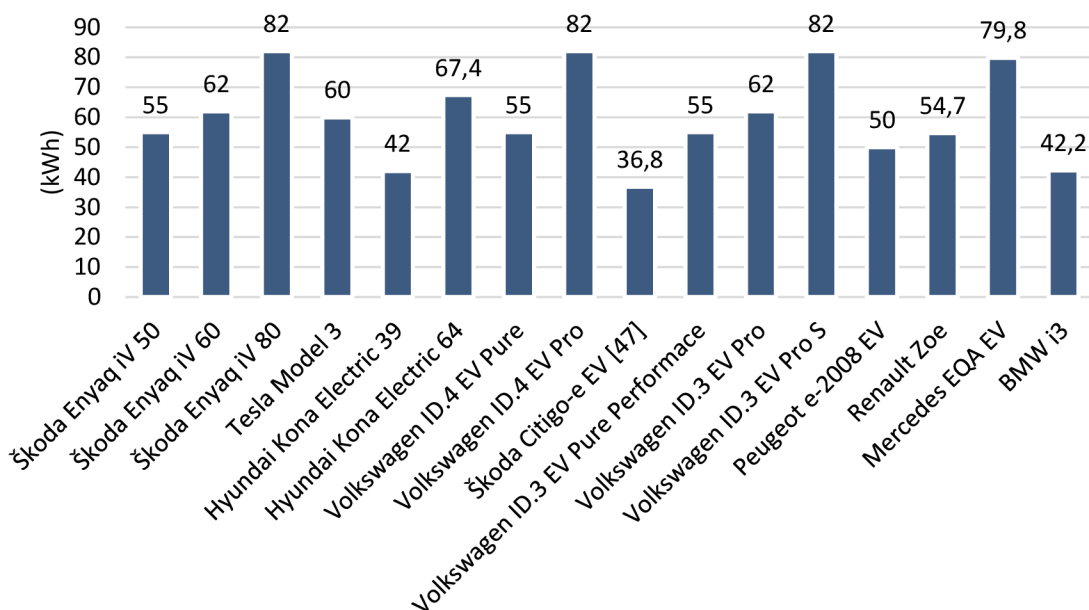
Obrázek 8.5 Kapacity baterie 10 nejčastějších BEV v ČR

V následujícím grafu jsou zobrazeny nejčastěji nově registrovaná vozidla pro rok 2021, včetně jejich podílu na celku. Statistika pochází, rovněž jako předchozí z dat uváděných v *European Alternative Fuels Observatory*, [32].



Obrázek 8.6 Podíl 10 nejčastěji nově registrovaných BEV v ČR

Kapacita vozidel z předchozího grafu je zobrazena na následujícím grafu. Data opět vychází z databáze parametrů BEV v [9].



Obrázek 8.7 Kapacity baterií 10 nejčastěji nově registrovaných vozidel v ČR

Z uvedených dat pro nepoužívanější vozidla vyplývá, že průměrná kapacita BEV se pohybuje kolem 54 kWh. V porovnání s nově registrovanými je patrný nárůst kapacit vozidel, protože zde vychází tato hodnota kolem 60 kWh. Zmíněný nárůst kapacit vozidel je možné pozorovat, budou-li tyto hodnoty porovnány s průměrnou kapacitou vozidel v roce 2017, která byla kolem 40 kWh. Tato hodnota vychází ze studie vývoje elektromobility [7]. Z hodnot průměrných kapacit je tedy patrný postupný nárůst, který je možný předpokládat i do budoucna.

Simulace, pro odvození zátěže způsobené dobíjením BEV, vychází z hodnot kapacit nejčastěji používaných vozidel v ČR, tedy odráží podíly vozidel a kapacity uváděné na Obrázek 8.4 a Obrázek 8.5. S ohledem na hodnoty zde uvedené byly zvoleny tři typy vozidel s určitým zastoupením na celkovém počtu uvažovaných BEV v obci. Konkrétně se jedná o vozidla s malými kapacitami 35 kWh, vozidla se středně velkými kapacitami 50 kWh a vozidla s velkými kapacitami 80 kWh. Zastoupení jednotlivých uvažovaných typů vozidel na celkovém počtu i jejich kapacity jsou uvedeny v následující tabulce.

Tabulka 8.1 Uvažované typy vozidel a jejich procentní zastoupení ve flotile

Typ	Kapacita (kWh)	Podíl (%)
Typ A	35	20
Typ B	50	65
Typ C	80	15

8.2.4 Spotřeba energie na km

Důležitým prvkem pro simulace je množství spotřebované energie vozidlem v rámci jednoho dne. Jeho důležitost spočívá v jeho využití pro určení SoC na konci dne, což je, jak již bylo zmíněno, parametr rozhodující o připojení vozidel k nabíjení. Výpočet celkové denní spotřeby a z ní určené hodnoty SoC na konci dne byl již představen v ukázkovém příkladu ve vzorcích (8.1) a (8.2).

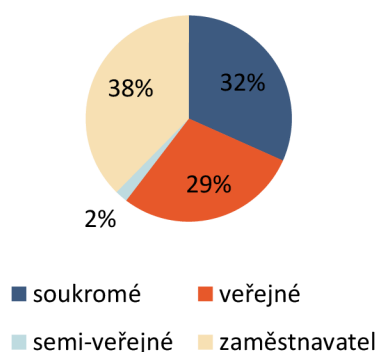
Stejně jako u kapacit vozidel jsou uvažovány tři typy vozidel z hlediska jejich spotřeby s určitým zastoupením ve flotile. Typ A reprezentuje malé BEV vozidla s nízkou spotřebou, kategorie B reprezentuje rodinná vozidla se střední spotřebou na km. Nejvyšší spotřeba na km je poté uvažována u vozidel kategorie C. Zastoupení a hodnoty byly přebrány z práce na niž je navazováno [22]. V rámci simulací je rovněž dle [22], uvažován nárůst spotřeby vozidel v zimních měsících oproti letním měsícům. Podle [22] bude uvažováno, že spotřeba v zimních měsících je 1,29 krát vyšší oproti spotřebě v letních měsících.

Tabulka 8.2 Typy BEV s ohledem na jejich spotřebu a zastoupení [22]

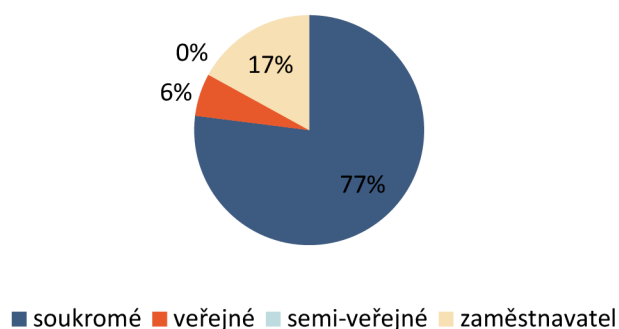
Typ	Letní spotřeba (Wh/km)	Zimní spotřeba (Wh/km)	Podíl (%)
Typ A	180	232	20
Typ B	201	260	65
Typ C	263	340	15

8.2.5 Nabíjecí výkony

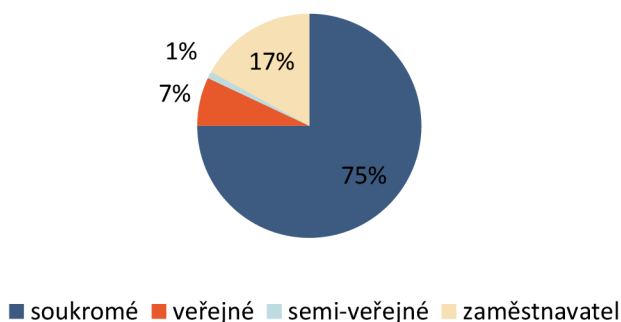
Pro vyvození výkonového zatížení způsobeného dobíjením vozidel je nutné určit výkon samotných nabíječek. Očekávané nabíjecí výkony jsou závislé na prostředí, kde uvažujeme dobíjení vozidel. Podle studie *Load modeling and distribution planning in the era of electric mobility* [27], která se zabývala modelováním průběhů spotřeby dobíjením BEV, je možné očekávat následující podíl míst dobíjení v určitých lokalitách, které jsou v [27] rozděleny na městské (urban), příměstské (sub-urban) a venkovské (rural).



Obrázek 8.8 Rozložení nabíjecí infrastruktury v městských oblastech (vlastní zpracování podle dat z [27])



Obrázek 8.9 Rozložení nabíjecí infrastruktury v příměstských oblastech (vlastní zpracování podle dat z [27])



Obrázek 8.10 Rozložení nabíjecí infrastruktury ve venkovských oblastech (vlastní zpracování podle dat z [27])

Studie [27] rozlišuje čtyři typy nabíjecí infrastruktury a to soukromé, tedy související s domácím nabíjením. Poté rozlišuje veřejné dobíjecí stanice a semi-veřejné (sub-private), tedy stanice s úplným přístupem veřejnosti a pouze částečným nebo omezeným přístupem veřejnosti. Posledním typem nabíjecí infrastruktury je nabíjení v práci, tedy nabíjecí místa poskytována zaměstnancům jejich zaměstnavateli, kde mohou být vozidla nabíjena během pracovní doby.

Jelikož jsou uvažovány podmínky v příměstské municipalitě s počtem obyvatel kolem 3 000, je možné předpokládat podmínky odpovídající rozložení pro příměstskou oblast naznačené na Obrázek 8.9. Vzhledem k tomuto je tedy uvažován značný podíl domácího nabíjení. Opět jsou pro simulaci uvažovány 3 typy nabíječek, jejichž parametry a zastoupení na OM jsou vypsány v následující tabulce.

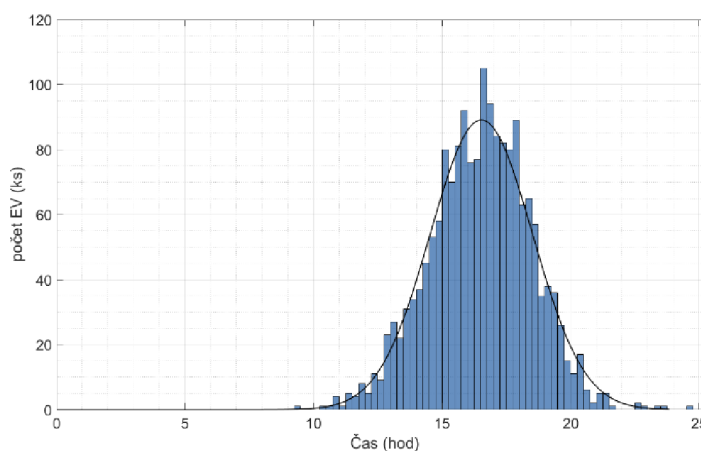
Tabulka 8.3 Parametry uvažovaných dobíjecích stanic [22]

Typ	Příkon (kW)	Podíl (%)	Účinnost (%)
Typ A	3,6	40	95
Typ B	6,9	30	95
Typ C	11	30	95

Výkony a zastoupení nabíječek, byly rovněž přebrány z [22], kde byl výběr typů dobíjecích stanic rovněž proveden s uvážením převážně domácího nabíjení. Hodnoty uváděné v [22] byly zvoleny na základě dat z analýzy společnosti Euro Energy, která analýzu zpracovávala pro národní akční plán čisté mobility [7].

8.2.6 Čas připojení k nabíjení

V neposlední řadě je pro vyvození zatížení vznikajícím dobíjením BEV důležité znát časy připojení jednotlivých vozidel. Stejně jako při odhadování denních nájezdů se zde vychází z určitého rozložení pravděpodobnosti. Konkrétně bude na základě údajů, z již zmiňované studie [25], uvažováno normální rozdělení se střední hodnotou 16,53 h a směrodatnou odchylkou 1,99 h. Stejné parametry byly uvažovány i v práci na níž je navazováno [22]. Příklad histogramu s přidělenými nájezdy pro flotilu 1778 BEV je na následujícím grafu.



Obrázek 8.11 Histogram časů připojení pro 1778 BEV

8.2.7 Očekávaný počet vozidel

Zásadním parametrem simulace z hlediska vyvození vzniklého zatížení je uvažovaný počet BEV nacházejících se v obci. Pro určení scénářů z hlediska počtu vozidel je možné vyjít z různých studií zabývajících se touto problematikou. Rešerše této problematiky byla již provedena v práci, na níž je navazováno [22]. Zde bylo konkrétně pohlíženo na tři různé predikce. Jednou z nich je již zmiňovaná Predikce vývoje elektromobility v ČR [7], dále článek od společnosti Deloitte [3] a analýza České spořitelny [10]. Sumarizace předpokládaných vývoju dle zmíněných zdrojů jsou vypsány v následující tabulce.

Tabulka 8.4 Závěry studií vývoje elektromobility [22]

Článek	Scénář	2030 (%)	2040 (%)
NAP CM, Euro Energy ^[7]	nízký	1	8,3
	střední	3	17,2
	vysoký	7	50,1
Deloitte ^[3]	-	8	-
Česká spořitelna ^[10]	-	2,7	25,2

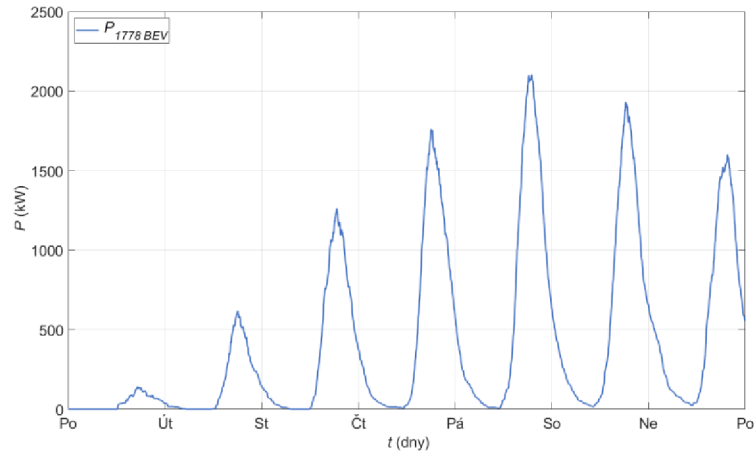
Dle výsledků uvažovaných predikcí bylo v [22] zvoleno 6 scénářů, kde byl stanoven počet BEV jako procentní podíl na celkovém počtu vozidel ve zkoumané obci. Z těchto scénářů, byly pro tuto práci vybrány pouze některé, tak aby nejlépe reprezentovaly možné scénáře rozvoje elektromobility. Dále by přidán scénář uvažující počet vozidel rovný počtu míst ve zkoumané obci, kde by bylo jednoduše implementovatelné domácí nabíjení (S2). Podíly vozidel pro scénáře vycházejí z [22], ovšem byl aktualizován celkový počet vozidel ve zkoumané obci podle statistiky II. pol./2021, platné k 1.1.2022 z Centrálního registru vozidel [40]. Dle těchto dat je celkový počet vozidel ve zkoumané obci 2553, z toho je 1778 osobních vozidel. Uvažované počty vozidel pro jednotlivé scénáře jsou vypsány v následující tabulce.

Tabulka 8.5 Scénáře počtu BEV

Označení scénáře	Podíl BEV (%)	Počet BEV (ks)
N0	0	0
N1	7	178
S1	20	510
S2	Počet garáží	742
V1	100	1778

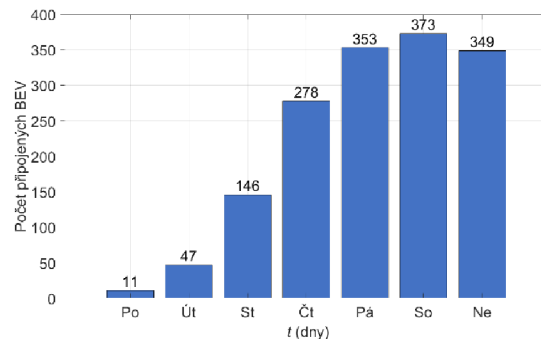
8.3 Výsledky simulací zatížení vzniklého dobíjením BEV

V této podkapitole jsou rozebrány dílčí výsledky simulací zatížení vzniklého dobíjením BEV. Jako první je na následujícím grafu zobrazen průběh zatížení pro 1778 BEV s respektováním dříve uváděných parametrů.



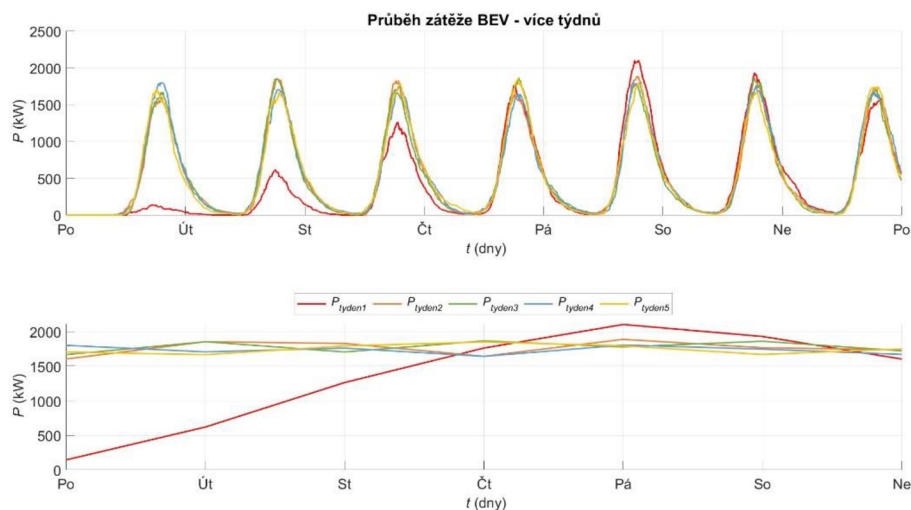
Obrázek 8.12 Zatížení způsobené dobíjením 1778 vozidel, prvotní simulace

Pro prvotní simulace je uvažováno, že všechna vozidla začínají daný týden plně nabitá. Na průběhu je patrné, že zatížení v první den týdne je minimální a postupně s průběhem týdne roste. To je způsobeno tím, že v první den, pouze minimum uživatelů ujede vzdálenost, která by vyžadovala připojení vozidla k nabíjení. Konkrétně je průměrná hodnota SoC na konci dne pro všechna vozidla 87,5 %. Tato průměrná hodnota tak potvrzuje úvahy o malé pravděpodobnosti potřeby každodenního nabíjení zmíněných v předchozích kapitolách. Ovšem je patrné, že některá vozidla se přesto první den připojila. Konkrétně se jedná o vozidla, kterým byl přidělen relativně velký denní nájezd. Na průběhu je rovněž vidět, že postupně zatížení během týdne roste. To je způsobeno tím, že se jednotlivým vozidlům, postupně vlivem provedených cest během předcházejících dnů snižuje SoC a počet vozidel, které se musí na konci dne připojit k nabíjení postupně roste. Počet vozidel připojených k nabíjení daný den, je zobrazen na následujícím grafu.



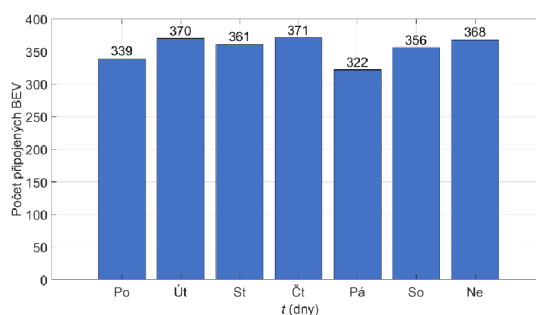
Obrázek 8.13 Počet připojených vozidel v rámci jednotlivých dnů, prvotní simulace

Tento postupný nárůst připojení během týdne je způsoben zmíněným počátečním ideálním stavem plného nabití všech vozidel na začátku simulace. Ovšem reálně je tento stav velice nepravděpodobný. Aby se model přiblížil reálným možným podmínkám provádí se nejdříve prvotní simulace, kde vozidla začínají týden plně nabita. Poté se provede druhá navazující simulace, která uvažuje počáteční SoC rovny SoC na konci prvotní simulace. Tím je zajištěno, že jednotlivé BEV začínají týden s různými SoC. Pro ukázkou bylo provedeno 5 po sobě jdoucích simulací jejichž výsledky jsou zobrazeny na následujícím grafu.



Obrázek 8.14 Průběhy zatížení dobíjením BEV pěti po sobě jdoucích simulací

Na spodním grafu v obrázku je zobrazen průběh maxima v jednotlivých dnech po sobě jdoucích simulací. Na grafech je vidět, že k ustálení průběhů z hlediska maxim dochází už při druhé simulaci. Tato stabilizace je poté způsobena právě stabilizací počtů vozidel připojovaných k nabíjení každý den. Počty vozidel, připojených k nabíjení během simulace pro druhý týden jsou zobrazeny na následujícím grafu.

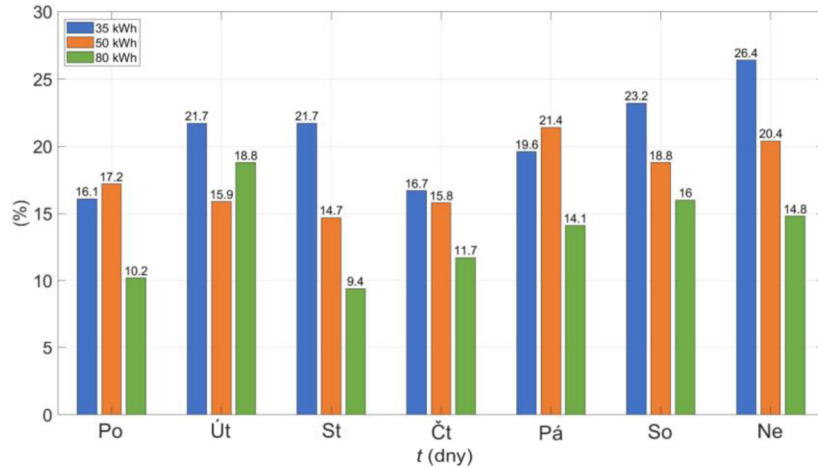


Obrázek 8.15 Počty připojených vozidel v rámci jednotlivých dnů, navazující simulace

Na obrázku je vidět, že se počet připojených vozidel stabilizuje a to tak, že se každý den připojí průměrně 355 BEV, tedy přibližně 20 % vozidel se připojí k nabíjení každý den. Průměrný počet připojení v rámci týdne připadající na jedno vozidlo je zhruba 1,4,

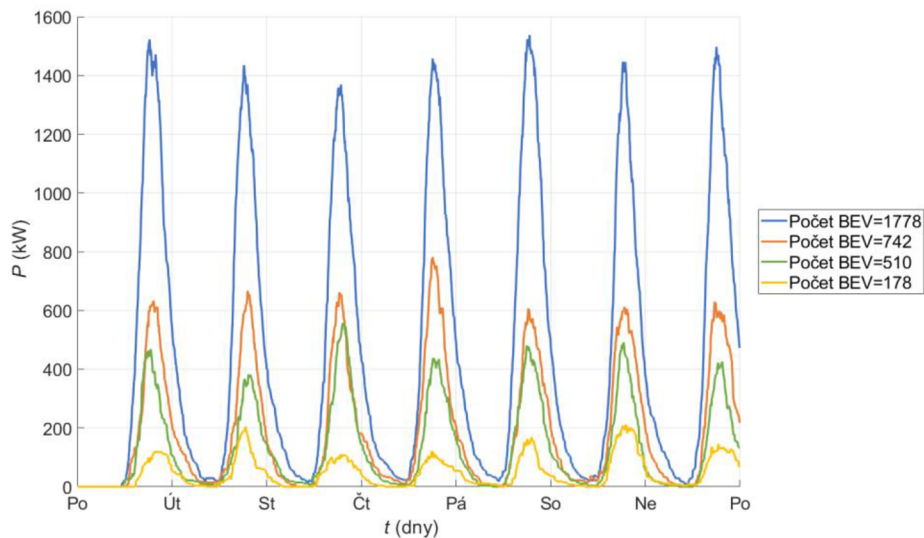
tedy vozidla jsou připojována nejčastěji 1 až 2krát týdně. Samozřejmě četnost připojení v rámci týdne závisí na kapacitě jednotlivých vozidel. Na následujícím grafu je zobrazen počet připojení v rámci jednotlivých kategorií vozidel vzhledem k jejich kapacitě.

Jelikož počet vozidel jednotlivých kategorií není stejný jsou počty připojených vozidel zobrazeny v relativních hodnotách vztažených k celkovému počtu vozidel v dané kategorii. Na grafu je poté patrné, že vozidla s nižší kapacitou jsou připojována častěji než vozidla s kapacitou vyšší.



Obrázek 8.16 Relativní počet připojení v rámci jednotlivých kategorií BEV

Na následujícím obrázku je zobrazeno porovnání průběhů zatížení při uvažování různého počtu vozidel podle scénářů, zmíněných v Tabulka 8.5. Jedná se o průběhy spotřeb respektující podmínky v letním měsíci. Pokud by bylo zobrazováno zatížení v zimním období bylo by o něco vyšší, jelikož je pro zimní měsíce uvažována vyšší spotřeba, která poté vede k nutnosti častěji připojovat BEV k nabíjení, čímž dochází k tomu, že se v jeden den připojí více vozidel, a protože, jak již bylo zmíněno, zatížení závisí výrazně na počtu připojených vozidel, je možné předpokládat zvýšení zatížení.

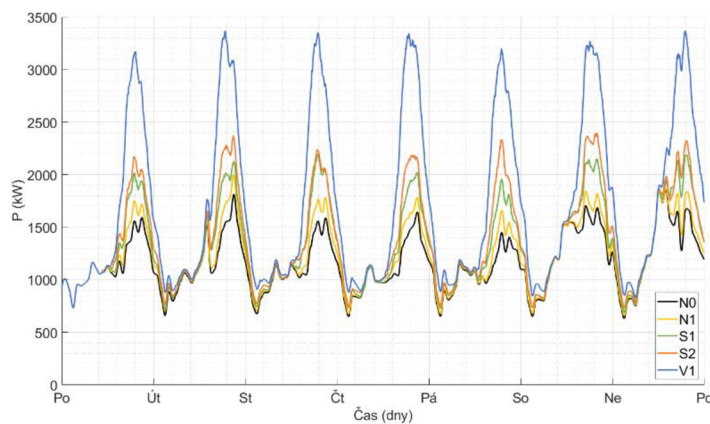


Obrázek 8.17 Zatížení způsobené dobíjením BEV v letních měsících

8.4 Zatížení transformátorů způsobené dobíjením BEV

V této kapitole jsou zobrazeny výsledky simulací provedených s uvažováním různých úrovní penetrace BEV, podle Tabulka 8.5. Konkrétně byly provedeny simulace pro dva již zmíněné týdny, tak aby byly vidět poměry v síti při vysokém zatížení (předpokládáno v zimním období) a při nízkém zatížení (předpokládáno v letním období).

Na následujícím obrázku je možné vidět výkonovou bilanci za celou zkoumanou část sítě, pro týden zimním měsíci. Je patrné, že úrovně penetrace BEV S1 a výše znamenají signifikantní nárůst zatížení oproti běžnému zatížení bez BEV (černou barvou). Na obrázku jsou patrné špičky výkonu způsobené dobíjením BEV v odpoledních nebo brzkých večerních hodinách.



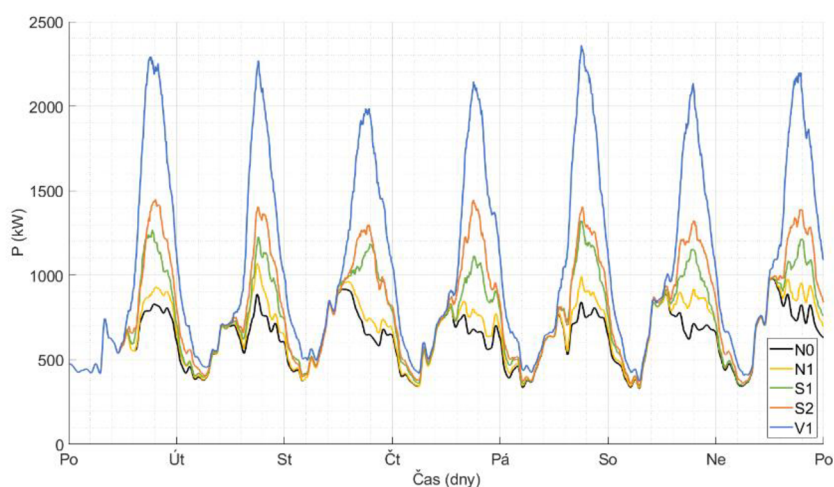
Obrázek 8.18 Výkonová bilance pro různé úrovně penetrace BEV v zimě

Zatížení jednotlivých transformátorů je vyhodnoceno v následující Tabulka 8.6. Konkrétně bylo zkoumáno, zda došlo k přetížení kteréhokoliv z transformátorů. Jako limity pro přetížení byly zvoleno 66 % jmenovitého výkonu a 100 % jmenovitého výkonu transformátoru. Limit 66 % procent byl zvolen jako hodnota jmenovitého výkonu, při které je ještě zachována dostatečná rezerva pro případ nutnosti přepojení z důvodu poruchy v některé části sítě. V případě, že byly limity splněny je v tabulce uvedeno „Splněno“, pokud limity splněny nebyly je v tabulce zapsáno „Nesplněno“. V případě nesplnění je v tabulce zapsán počet transformátorů, u kterých nebylo limitům vyhověno. V tabulce je rovněž zapsán maximální výkon, který se vyskytl na zkoumané skupině transformátorů během daného týdne.

Tabulka 8.6 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro různé počty BEV, zima

Období	Požadavek		Maximální zdánlivý výkon
	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	S_{max}
Zima			
N0	Splněno	Splněno	$S_{max} = 50,0 \% S_n$
N1	Splněno	Splněno	$S_{max} = 57,8 \% S_n$
S1	Splněno	Splněno	$S_{max} = 65 \% S_n$
S2	Nesplněno (1)	Splněno	$S_{max} = 81,9 \% S_n$
V1	Nesplněno (7)	Nesplněno (3)	$S_{max} = 134,2 \% S_n$

Pro týden v létě je zobrazena bilance na obrázku níže. Na průbězích i na výsledcích zatížení jednotlivých transformátorů je patrné, že zatížení je nižší než v zimě. To je způsobeno hlavně výrazně nižší úrovní základní zátěže. Roli pak také hraje i snížená zátěž způsobená nabíjením BEV, která souvisí opět s četností připojených vozidel. Jelikož je uvažována nižší spotřeba BEV v letních měsících, dochází k tomu, že jednotliví uživatelé vydrží déle bez nabíjení a tím dochází k snížení počtu vozidel připojených v rámci týdne. A jelikož počet připojených vozidel v daný den, respektive hodinu je zásadní pro úroveň zatížení, dochází se snížení počtu připojených vozidel i k částečnému snížení úrovně zatížení způsobené dobíjením BEV. Snížení zatížení je patrné i na transformátorech, kdy došlo pouze v jednom případě k nedodržení stanoveného limitu 66 %.



Obrázek 8.19 Výkonová bilance pro různé úrovně penetrace BEV v létě

Tabulka 8.7 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro různé počty BEV, léto

Období	Požadavek		Maximální zdánlivý výkon
	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	S_{max}
Léto			
N0	Splněno	Splněno	$S_{max} = 26,1 \% S_n$
N1	Splněno	Splněno	$S_{max} = 32,2 \% S_n$
S1	Splněno	Splněno	$S_{max} = 44,2 \% S_n$
S2	Splněno	Splněno	$S_{max} = 45,2 \% S_n$
V1	Nesplněno (1)	Splněno	$S_{max} = 80,6 \% S_n$

9. PARAMETRY FVE INSTALACÍ

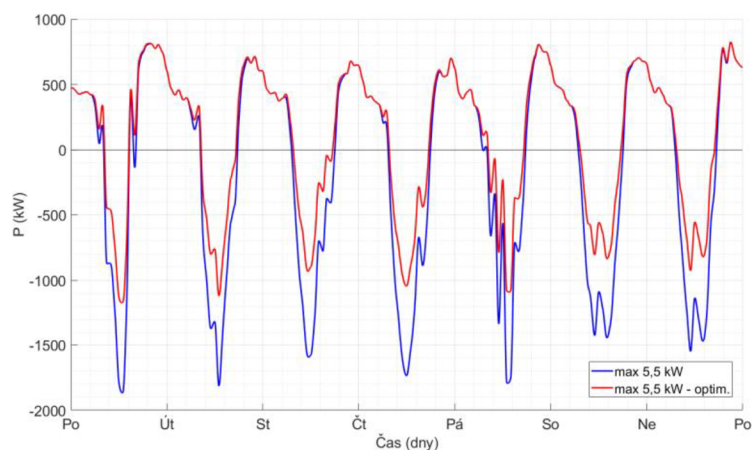
Jelikož je zkoumán vliv bateriových systémů s FVE instalacemi, je v této podkapitole popsán způsob modelování a uvažované parametry FVE instalací pro jednotlivé scénáře. Z hlediska výroby FVE instalací hraje důležitou roli instalovaný výkon v daném OM a orientace panelů. Vzhledem k těmto parametrům umí model pracovat s různými scénáři, viz následující tabulka.

Tabulka 9.1 Možné scénáře pro FVE instalace

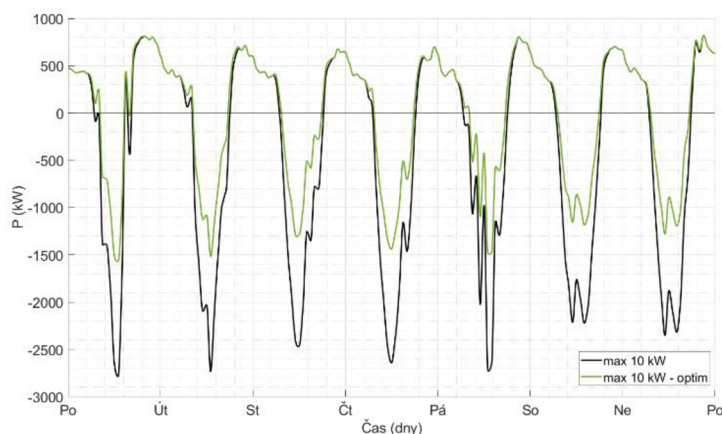
Instalovaný výkon	Orientace
(kWp)	(-)
1 ÷ 5,5	J, JV, JZ
1 ÷ 10	J, JV, JZ
Max. možný	J, JV, JZ
1 ÷ 5,5	J, JV, JZ, V, Z
1 ÷ 10	J, JV, JZ, V, Z
Max. možný	J, JV, JZ, V, Z
Max možný	Všechny

Z těchto všech možností budou v rámci této práce vyhodnocovány hlavně varianty s maximálním uvažovaným instalovaným výkonem 5,5 kWp a varianta s maximálním uvažovaným výkonem 10 kWp. V původním modelu z [22], byly FVE instalace a jejich instalované výkony přiděleny na základě uvažování fotovoltaických panelů s výkonem 300 kWp. Na základě zmapovaných možností střech v rámci zkoumané obce s ohledem na jejich sklon, orientaci a dostupnou plochu pro umístění panelů, jsou určeny instalované výkony v jednotlivých OM. Maximální velikost instalací je pak omezena právě zmíněným scénářem.

V této práci byla provedena optimalizace daného algoritmu a to tak, že jsou maximální velikosti instalovaných výkonů v rámci OM kromě vybraného scénáře omezeny velikostí spotřeby v daném OM. Takto je zajištěno, že nebudou OM s malou roční spotřebou přidělena FVE, která v úhrnu ročně vyrobí více než se v daném OM spotřebuje. Pro tento výpočet je zjednodušeně uvažováno, že 1 instalovaný kWp ročně vyrobí 1 MWh elektrické energie. Porovnání původních a optimalizovaných variant pro scénáře s maximálním možným instalovaným výkonem 5,5 nebo 10 kWp, jsou na následujícím obrázku (Obrázek 9.1). Jedná se o průběhy s uvažováním týdne v letním měsíci.



Obrázek 9.1 Porovnání bilancí původních a optimalizovaných FVE, max 5,5 kWp



Obrázek 9.2 Porovnání bilancí původních a optimalizovaných FVE, max 10 kWp

Na obrázcích je vidět zmenšené maximum v době přebytků výroby v síti, což je způsobeno právě sníženým celkovým instalovaným výkonem. Z hlediska spotřeby nedochází k výrazné změně, což je způsobeno, tím, že byl ze soustavy optimalizací odstraněn pouze přebytečný instalovaný výkon.

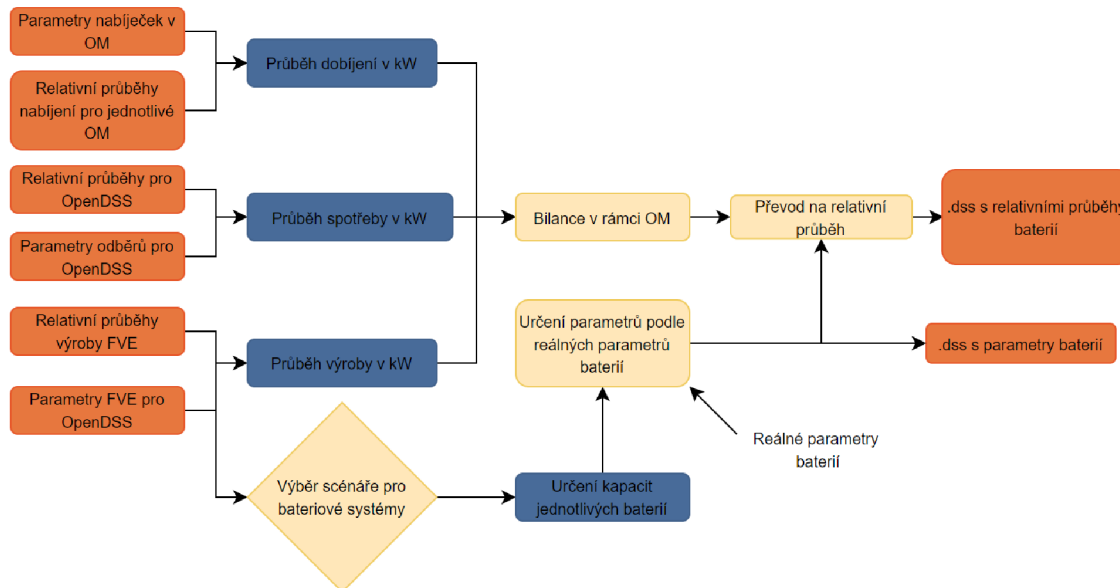
U všech variant dochází vlivem přetoků k zvýšenému zatížení transformátorů. U neoptimalizovaných variant jsou přetoky tak značné, že dochází k přetížení transformátorů, a to jak nad úroveň 66 %, tak v případě max. 10 kWp i nad úroveň 100 %. Podrobněji jsou údaje o zatížení uvedeny v následující tabulce. U optimalizované varianty s max výkonem 5,5 kWp nedochází k přetížení na žádném transformátoru. U optimalizované varianty s maximálním instalovaným výkonem 10 kWp pak k přetížení dochází pouze na jednom z transformátorů, a to pouze nad limit 66 % o 0,7 %, jedná se tedy o velice malé přetížení.

Tabulka 9.2 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro různé scénáře FVE

Období	Požadavek		Maximální zdánlivý výkon
	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	
<i>Léto</i>			S_{max}
Max 5,5 kWp	Nesplněno (3)	Splněno	$S_{max} = 76,8 \% S_n$
Max 5,5 kWp optimal.	Splněno	Splněno	$S_{max} = 50,0 \% S_n$
Max 10kWp	Nesplněno (5)	Nesplněno (1)	$S_{max} = 110,3 \% S_n$
Max 10 kWp optimal.	Nesplněno (1)	Splněno	$S_{max} = 66,7 \% S_n$

10. VLIV BATERIOVÝCH SYSTÉMŮ

V rámci kapitoly 4.3 byl podrobně popsán způsob řízení bateriových systémů. V rámci praktické části bylo nutné namodelovat v OpenDSS způsob řízení bateriových systémů, které by odpovídalo způsobu řízení uváděnému právě v této kapitole. OpenDSS nabízí více možností z hlediska řízení bateriových systémů. Z všech možných pak byla vybrána funkce s názvem *Loadshape*. Jedná se o mód, kdy baterie sleduje definovaný průběh výkonu a podle znaménka okamžité hodnoty určuje, zda dochází k nabíjení, nebo vybíjení baterie. V případě záporné hodnoty dochází k nabíjení, při kladných hodnotách dochází k vybíjení baterie. Velikost výkonu, kterou se baterie nabíjí/vybíjí je poté dána velikostí okamžitého výkonu, v předdefinované křivce. Tato křivka je pro jednotlivé bateriové systémy definována v rámci programu Matlab celková bilance průběhů spotřeby, výroby v daném OM. Aby bylo možné toto provést musel být vytvořen skript, který je schopný z výstupů z Matlabu, které slouží jako vstup pro OpenDSS načíst potřebné informace o průbězích spotřeby, a to jak základní, tak případné spotřeby způsobené dobíjením BEV, a výroby v jednotlivých OM. Zároveň skript načítá údaje o velikostech FVE instalacích v jednotlivých OM, podle kterých se poté určuje kapacitní dimenzování baterií. Na Obrázek 6.1, kde byl zobrazen základní koncept, byl pro lepší přehlednost tento proces nakreslen zjednodušeně. V následujícím obrázku je pak rozkreslen proces podrobněji.



Obrázek 10.1 Schéma skriptu pro vytvoření průběhů pro bateriové systémy

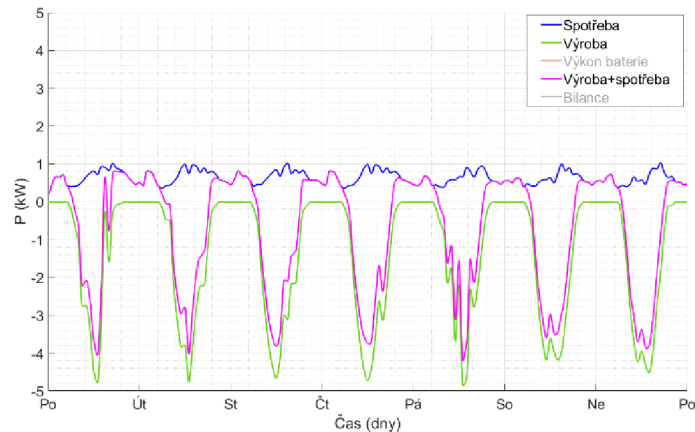
Po načtení dat z *dss* souborů, které jsou generovány i v *txt*, tak aby bylo možné je načíst i v Matlabu, jsou vytvořeny z načtených informací u jednotlivých OM dílčí průběhy v kW. Součtem dílčích průběhů poté vzniká bilanční průběh, kterým se řídí baterie. Zároveň z načtených dat o parametrech FVE instalací jsou určeny kapacity

jednotlivých baterií, jako určitý násobek instalovaného výkonu FVE. Obecně umožňuje model zadat libovolný násobek, každopádně pro účely dále prováděných simulací budou používány nastavení 1 kWh/1 kWp a 2 kWh/1 kWp. Poté jsou podle takto určených kapacit nastaveny hodnoty kapacit a odpovídajících výkonů dle výběru reálných parametrů baterií, které vychází z Tabulka 4.2. Algoritmus dává vždy parametry baterie s nejbližší kapacitou. Poté jsou parametry jednotlivých baterií zapsány pro každé OM, kde jsou uvažovány do *dss* souboru. Určené hodnoty výkonů jsou ještě využity pro převod bilančního průběhu, podle kterého se řídí baterie na *průběh relativních hodnot*, tak jak to požaduje OpenDSS. Tyto průběhy jsou poté zapsány opět příslušným OM v *.dss* soubory s průběhy.

10.1 Příklad průběhu s bateriemi pro jedno OM

10.1.1 Příklad provozu v létě

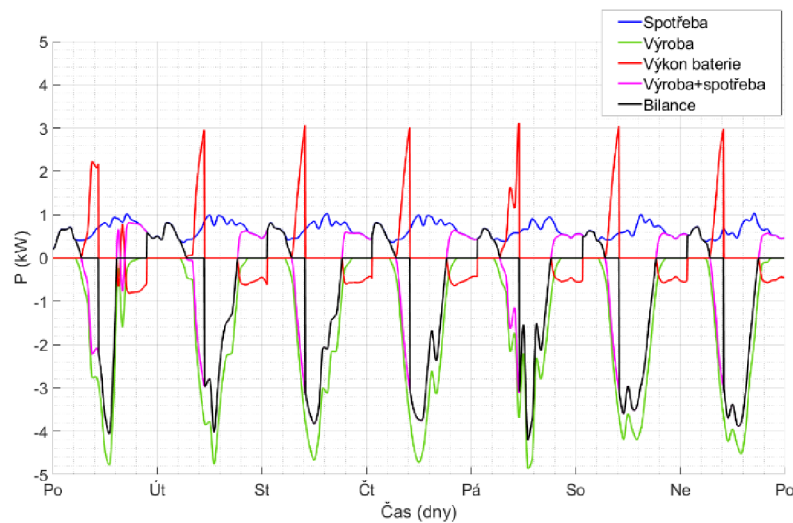
Pro ověření funkčnosti byl vytvořen model jednoho OM v OpenDSS s roční spotřebou 6,44 MWh a tarifem D25d. Dále byla v místě uvažována FVE s instalovaným výkonem 5,4 kWp. K tomuto byla přidělena baterie s kapacitou 5,4 kWh. Spotřeba byla pro větší přehlednost modelována pomocí příslušného TDD, konkrétně sazbě D25d se jednalo o TDD 5. Jako simulované období byl vybrán týden v letním měsíci (27. týden v roce - červenec). Na prvním obrázku níže je možné vidět průběh spotřeby (modře), výroby (zeleně) a celkové bilance (růžově). Tento růžový průběh je pak určující pro řízení nabíjení a vybíjení baterie.



Obrázek 10.2 Průběh výroby, spotřeby a jejich bilance v OM – letní provoz

Průběhy výkonu do/z baterie je možné vidět na následujícím obrázku, zobrazeny červenou barvou. Kladné hodnoty výkonu znamenají tok výkonu do baterie (nabíjení) a záporné hodnoty výkonu pak znamenají dodávku baterie pro krytí spotřeby v daném OM. Na tomto průběhu je patrné, že takto dimenzovaná baterie nemá dostatečnou kapacitu pro akumulaci celého vzniklého přebytku v rámci dne. Po dosažení plné

kapacity baterie je výkon dodávaný do baterie nulový a přebytečný výkon generovaný FVE systémem je dodáván do sítě. Ve večerních hodinách je poté možné vidět, že baterie kryje část spotřeby.



Obrázek 10.3 Provoz bateriového systému pro maximalizaci vlastní spotřeby – letní provoz

Černou barvou je na obrázku zobrazen celkový bilanční průběh při uvažování bateriového systému. Jsou na něm patrné již zmíněné přetoky do sítě, po dosažení plné kapacity baterie. Ve večerních hodinách je vidět, že není ze sítě do OM dodáván žádný výkon, neboť spotřeba je kryta právě energií akumulovanou v baterii. Poté co SoC baterie klesne na minimální povolenou hodnotu, je spotřeba v rámci OM opět hrazena dodávkou ze sítě.

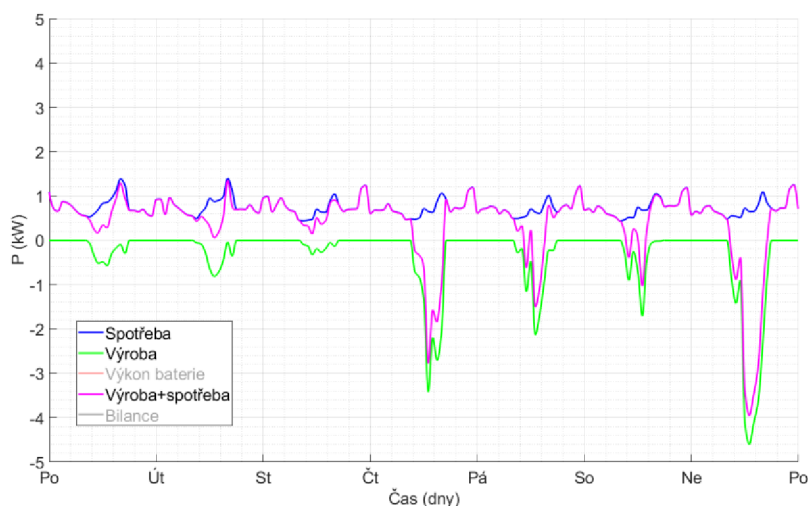
V následující tabulce je provedeno vyhodnocení energií spotřeby, výroby a energie dodané do/ze sítě, pro první den a celý týden. Z dat je patrné, že takto dimenzovaná FVE vyrobí během jednoho dne značně větší množství energie, než 1 nebo 2násobek instalovaného výkonu, což je důvod, proč není baterie schopna akumulovat celý tento přebytek, jak již bylo patrné na Obrázek 10.3. Na tabulce ve výsledcích je rovněž vidět výhodnost implementace bateriového systému pro spotřebitele v OM, jelikož dochází k většímu využití vygenerované energie, a tedy k snížení množství energie, kterou je nutné dodat ze sítě, což má ekonomicky pozitivní efekt ve formě snížení platby za elektrickou energii. S rostoucími cenami elektrické energie a klesajícími cenami bateriových systémů je tento pozitivní ekonomický efekt výraznější, což může vést právě k výraznému růstu počtu baterií ve spojení s FVE.

Tabulka 10.1 Souhrny energií pro modelovaný případ využití bateriového systému – letní provoz

Energie	1. den	Celý týden
	(kWh)	(kWh)
Základní spotřeba (bez FVE)	13,2	90,0
Výroba	25,4	228,4
Energie dodaná do sítě	19,0	175,9
Energie dodaná ze sítě (bez bat.)	6,8	37,5
Energie dodaná ze sítě (s bat.)	3,0	13,8

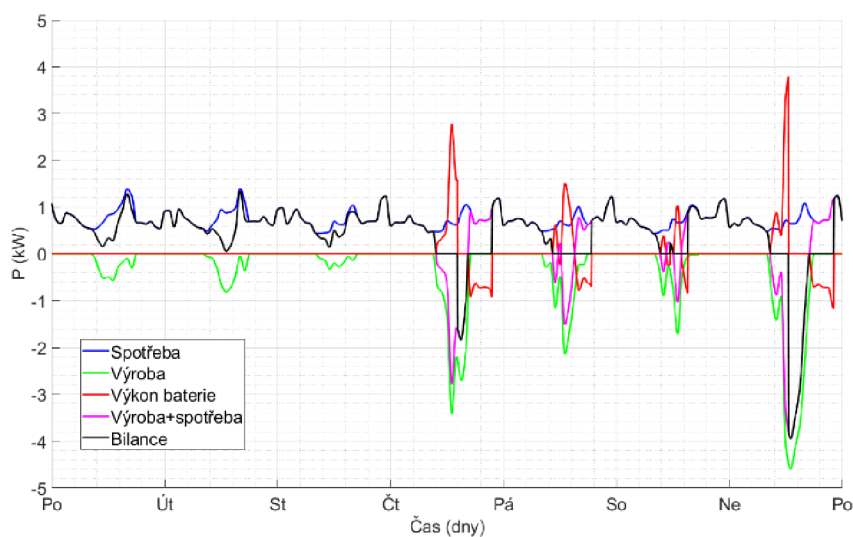
10.1.2 Příklad provozu v zimě

V této podkapitole jsou zobrazeny výsledky simulací pro OM se stejnou konfigurací parametrů jako v předchozí simulaci. Jediný rozdíl spočívá v uvažování zimního období. Na Obrázek 10.4 je patrná nízká výroba FVE v první tři dny simulace, čímž dochází ke stavu bez přebytků energie. V ostatních dnech, k přebytku dochází ovšem většinou na nižší úrovni než v případě letního provozu.



Obrázek 10.4 Průběh výroby, spotřeby a jejich bilance v OM - zimní provoz

Na Obrázek 10.5 je možné vidět, že při absenci přebytku nedochází k nabíjení baterie. V pozdních dnech týdne pak baterie akumuluje přebytečnou energii, podobně jako v předchozím případě.



Obrázek 10.5 Provoz bateriového systému pro maximalizaci vlastní spotřeby – zimní provoz

Na souhrnu energií v Tabulka 10.2 je možné vidět, že v zimním období je základní spotřeba vyšší. Menší výroba FVE způsobí, že nedochází k tak velkému snížení množství energie dodané ze sítě jako v letním období. Při využití bateriového systému se opět tato energie sníží o množství energie pokryté baterií, ovšem efekt snížení dodávky energie ze sítě je vlivem menší výroby FVE nižší než při letním provozu.

Tabulka 10.2 Souhrny energií pro modelovaný případ využití bateriového systému - zimní provoz

Energie	1. den	Celý týden
	(kWh)	(kWh)
Základní spotřeba (bez FVE)	18,5	124,6
Výroba	2,9	56,1
Energie dodaná do sítě	0	29,2
Energie dodaná ze sítě (bez bat.)	15,6	97,6
Energie dodaná ze sítě (s bat.)	15,6	87,2

10.2 Výsledky simulací s bateriovými systémy

Pro základní simulace s bateriovými systémy budou zkoumány scénáře uvedené v Tabulka 10.3. Z hlediska instalovaných výkonů FVE jsou rozlišovány varianty **PV0** – bez FVE, **PV1** – maximální výkon 5,5 kWp, **PV2** – maximální výkon 10 kWp. Zkratka „opt.“ značí se se jedná o optimalizovanou variantu FVE instalací. Z hlediska bateriových systémů jsou rozeznávány 3 scénáře a to **B0** – bez baterií, **B1** – baterie s dimenzováním 1 kWh/1 kWp a **B2** - s dimenzováním 2 kWh/1 kWp. Toto dimenzování bateriových systémů bylo zvoleno na základě, úvahy, že většina investorů do FVE s bateriovými systémy bude chtít využít dotační podpory NZÚ, kde je právě stanovená úroveň podporovaného kapacitního dimenzování na rozmezí 1 kWh/1 kWp až 2 kWh/1 kWp [56].

Tabulka 10.3 Scénáře pro základní simulace s bateriovými systémy

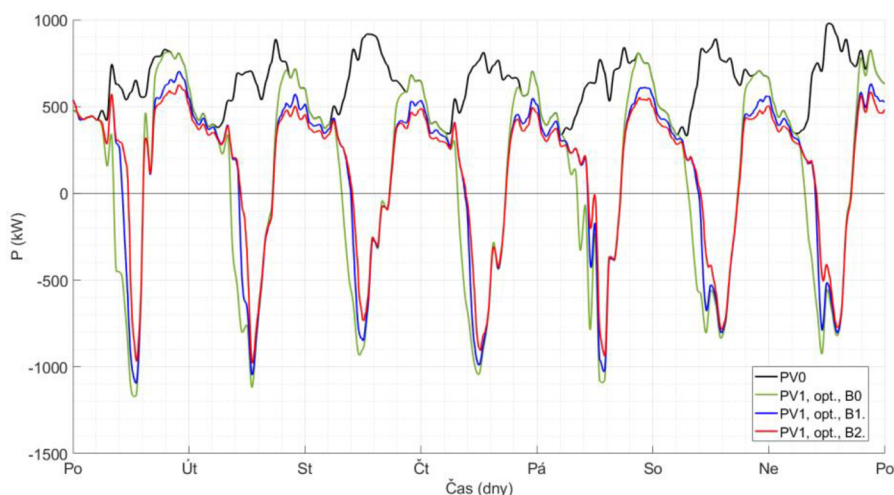
Číslo	Označení	FVE	Baterie
1	PV0	-	-
2	PV1, B0	Max 5,5 kWp	-
3	PV2, B0	Max 10 kWp	-
4	PV1, opt., B0	Max 5,5 kWp optimalizované	-
5	PV2, opt., B0	Max 10 kWp optimalizované	-
6	PV1, opt., B1	Max 5,5 kWp optimalizované	1 kWh/1kWp
7	PV1, opt., B2		2 kWh/1kWp
8	PV2, opt., B1	Max 10 kWp optimalizované	1 kWh/1kWp
9	PV2, opt., B2		2 kWh/1kWp
10	PV2, B1	Max 10 kWp	1 kWh/1kWp
11	PV2, B2		2 kWh/1kWp
12	PV1, B1	Max 5,5 kWp	1 kWh/1kWp
13	PV1, B2		2 kWh/1kWp

10.2.1 Scénáře s optimalizovanou variantou FVE s max 5,5 kWp, (1, 4, 6 a 7)

Číslo	Označení	FVE	Baterie
1	PV0	-	-
4	PV1, opt.	Max 5,5 kWp optimalizované	-
6	PV1, opt., B1	Max 5,5 kWp optimalizované	1 kWh/1kWp
7	PV1, opt., B2	Max 5,5 kWp optimalizované	2 kWh/1kWp

Na prvním obrázku je možné vidět porovnání výkonové bilance pro zkoumanou část sítě, při uvažování maximálního instalovaného výkonu 5,5 kW s uvažováním optimalizace instalovaných výkonů podle spotřeb jednotlivých OM. Na obrázku jsou zobrazeny 4 průběhy, konkrétně černou barvou výchozí zátěž bez uvažování FVE a baterií. Dále je zelenou barvou zobrazen průběh s uvažováním FVE instalací, bez

baterií. Červenou a modrou barvou jsou pak zobrazeny průběhy s uvažováním bateriových systémů.



Obrázek 10.6 Porovnání bilancí scénářů 1, 4, 6 a 7

Z obrázků je patrné, že kombinace FVE s bateriemi snižuje zatížení sítě v rámci večerních hodin, což je způsobeno využitím přebytečné elektrické energie uložené v bateriových systémech. Vzhledem k tomu, že při této variantě nebylo dosaženo v scénáři bez bateriových systémů přetížení transformátorů ani během špičky výroby, je na tomto scénáři zkoumána míra redukce zátěže ve večerních hodinách.

Tabulka 10.4 Porovnání maximálních zatížení transformátorů pro scénáře 1,6 a 7

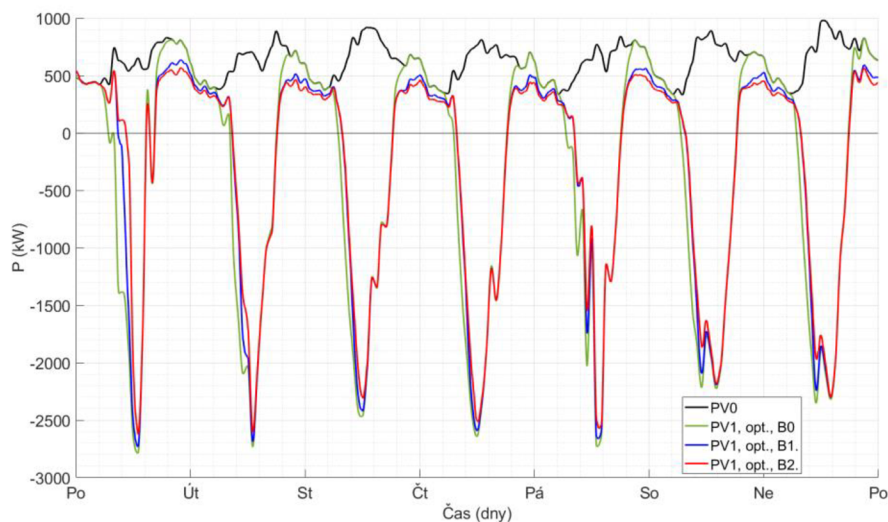
Označení	T1	T4	T9	T10	T11	T13	T14	T2	T16	T7
S_n (kVA)	630	630	630	630	630	630	630	400	400	250
PV0	9,3	21,0	26,2	9,9	20,6	20,4	19,1	14,7	25,5	25,2
PV1, opt., B1	5,6	16,2	16,1	7,9	14,2	14,0	15,6	14,0	18,8	16,9
PV1, opt., B2	5,3	14,1	14,6	7,4	13,9	13,0	15,6	13,4	16,9	16,6

Výsledky tabulky potvrzují, co je již vidět na obrázku výše a sice, že dochází k relativně výraznému snížení zatížení ve večerních hodinách. Pro porovnání jsou v tabulce zobrazeny hodnoty maximálních zatížení jednotlivých transformátorů. Průměrné snížení maximálního zatížení na transformátorech pro variantu baterií B1 je 5,3 %, pro variantu B2 je průměrné snížení 6,1 %.

10.2.2 Scénáře 1, 3, 10 a 11

Číslo	Označení	FVE	Baterie
1	PV0	-	-
3	PV2	Max 10 kWp	-
10	PV2, B1	Max 10 kWp	1 kWh/1kWp
11	PV2, B2	Max 10 kWp	2 kWh/1kWp

V tomto scénáři je provedeno porovnání průběhů s uvážením maximálního instalovaného výkonu 10 kWp, bez optimalizace. Tento scénář má především sloužit pro posouzení schopnosti bateriových systému snížit velikost špičky výkonu v době přebytku. Z tohoto důvodu byl vybrán scénář uvažující instalovaný výkon FVE do 10 kWp, neboť se jedná o scénář, pro který vycházely v rámci přebytků největší přetížení transformátorů (viz. Tabulka 9.2). Na následujícím grafu jsou zobrazeny výkonové bilance uvažovaných scénářů.



Obrázek 10.7 Porovnání bilancí scénářů 1, 3, 10 a 11

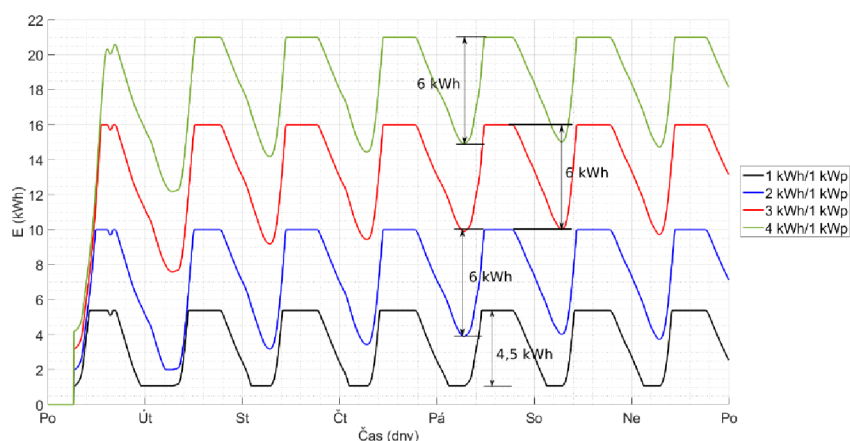
Tabulka 10.5 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro scénáře 1,3,10 a 11

Číslo	Období	Požadavek		Maximální zdánlivý výkon
		$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	S_{max}
1	PV0	Splněno	Splněno	$S_{max} = 26,2 \% S_n$
3	PV2	Nesplněno (5)	Neplněno (1)	$S_{max} = 110,3 \% S_n$
10	PV2, B1	Nesplněno (5)	Neplněno (1)	$S_{max} = 108,3 \% S_n$
11	PV2, B2	Nesplněno (5)	Neplněno (1)	$S_{max} = 106,2 \% S_n$

Z obrázku i tabulky je patrné, že bateriové systémy nemají sami o sobě schopnost zabránit přetížení způsobené přebytkem energie. To je způsobeno, tím, že baterie dimenzované na 1kWh/1kWp nebo 2 kWh/1 kWp nemají dostatečnou kapacitu na to, aby pojmy všechny přebytečnou energii vznikající v letních měsících, tedy v dobách maximální výroby FVE, jak je například patrné i z Tabulka 10.1. Z průběhů je patrné, že baterie akumulují přebytek v ranních hodinách. Po určité době je však většina baterií plně nabita a neumožňují další akumulaci.

Ve scénáři s většími bateriemi je patrné, že tento stav nastává později. V obou případech je pak většina baterií plně nabita v blízkosti špičky přebytku a dopady na minimalizaci maximálního zatížení jsou tak minimální. Dále je možné na obrázku vidět, že v první den týdne, je rozdíl mezi průběhem spotřeby s variantou B1 a B2 více patrný než v pozdější dny v rámci týdne. To je způsobeno tím, že na začátku simulace startují baterie

plně vybity, a je tedy větší možnost pro projevení vyšších schopností akumulace energie ve scénáři B2. V pozdějších dnech v rámci týdne však závisí schopnost akumulace energie jednotlivých baterií z velké části na spotřebě v daném OM a jelikož jsou obecně spotřeby v letním období malé, dochází k tomu, že baterie s vyššími kapacitami (B2), se nestíhají plně vybit, čímž se snižuje jejich schopnost akumulovat energii následující den. Jelikož jsou spotřeby pro B1 a B2 stejné, znamená to, že vybitá energie z baterie v předchozí den je stejná v obou případech a tím pádem je stejná i uvolněná kapacita pro akumulaci další den. Z těchto důvodů pak dochází k splnutí variant B1 a B2 směrem ke konci týdne. Pro příklad tohoto jevu je na následujícím obrázku porovnání energie akumulované v baterii pro jedno z OM v rámci simulace, pro čtyři různé dimenzování kapacity (kapacity baterií jsou 5,4; 10; 16; 21 kWh). Na obrázku je patrné, že při dalším zvětšování kapacity baterie by docházelo k efektivnějšímu tlumení špičky pouze v první den týdne, a to pouze z toho důvodu, že baterie začínají simulaci plně vybité. V postupu týdne je pak evidentní zmíněný efekt a baterie i při vyšších kapacitách akumulují stejné množství energie. Z tohoto grafu je tedy možné vyvodit, že ani vyšší kapacity baterie, než ty uvažované v simulaci pro celou zkoumanou síť, by neměly výrazný efekt na snížení špičky v době přebytku a tedy ani na přetížení transformátorů.



Obrázek 10.8 Porovnání průběhů energie akumulované v baterii pro dvě kapacitní dimenzování

Jak je z tabulky patrné, z hlediska přetížení jsou pak všechny scénáře stejné, vyjma základního bez FVE. Jediný rozdíl je v maximálních hodnotách přetížení, který je však minimální. Z tohoto pohledu je tak možné konstatovat, že bateriové systémy nejsou při tomto způsobu řízení schopny sami zabránit přetížení sítě v případě zvýšené penetrace FVE zdrojů.

Je nutné podotknout, že model nepracuje s možnostmi řízení dodávky FVE, tedy neumožňuje simulovat různé možnosti utlumení výroby FVE nebo Q/U a P/U regulaci. Ovšem výsledky tohoto scénáře ukazují na nutnost využití těchto prostředků pro regulaci FVE v případě jejich zvýšené penetrace, a to jak ve spojení s bateriovými systémy, či bez nich.

Pro porovnání je v následující tabulce zobrazeno vyhodnocení přetížení pro variantu s maximálním instalovaným výkonem 5,5 kWp (PV1 – bez optimalizace instalovaných výkonů) a dvou scénářů při uvážení bateriových systémů. Z tabulky je patrné, že při variantě s dimenzováním 2 kWh/1 kWp došlo k přetížení pouze na 2 transformátorech, oproti 3 přetíženým transformátorům ve zbylých dvou scénářích s FVE.

Tabulka 10.6 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro scénáře 1,2,12 a 13

Číslo	Období	Požadavek		Maximální zdánlivý výkon
	Léto	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	S_{max}
1	PV0	Splněno	Splněno	$S_{max} = 26,2 \% S_n$
2	PV1	Nesplněno (3)	Splněno	$S_{max} = 76,8 \% S_n$
12	PV1, B1	Nesplněno (3)	Splněno	$S_{max} = 74,7 \% S_n$
13	PV1, B2	Nesplněno (2)	Splněno	$S_{max} = 71,8 \% S_n$

10.3 Různé způsoby řízení bateriových systémů

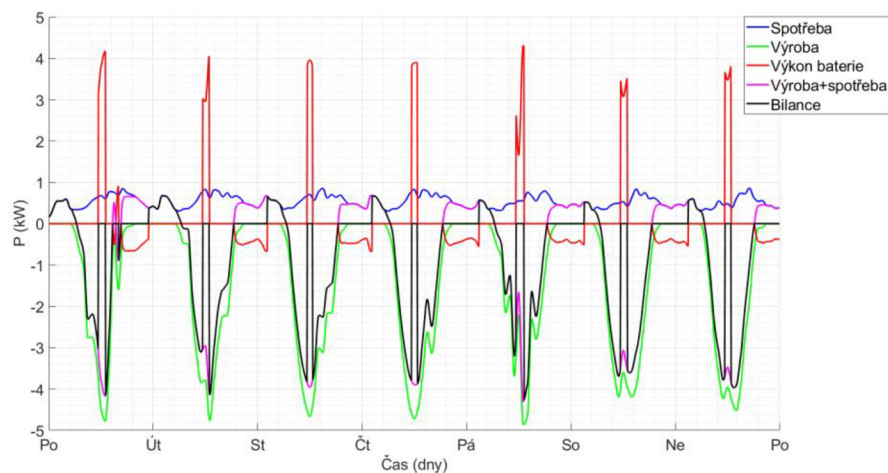
Literatura [31], kde byly zkoumány možnosti řízení bateriových systémů pro snížení dopadů přetoků energie v síti s FVE, uvádí mezi alternativní možnosti řízení systémů:

- způsob omezující velikost přetoku výkonu,
- provoz s nastavením času dobíjení,
- provoz založený na předpovědích ozáření panelů a spotřeby v OM.

V této podkapitole jsou prozkoumány první dvě zmíněné možnosti. Oba tyto způsoby řízení jsou podrobněji popsány v následujících podkapitolách, kde jsou doplněny o příklady průběhů na ukázkovém OM, s uvažováním parametrů jednotlivých komponent, stejných jako v kapitole 10.1.

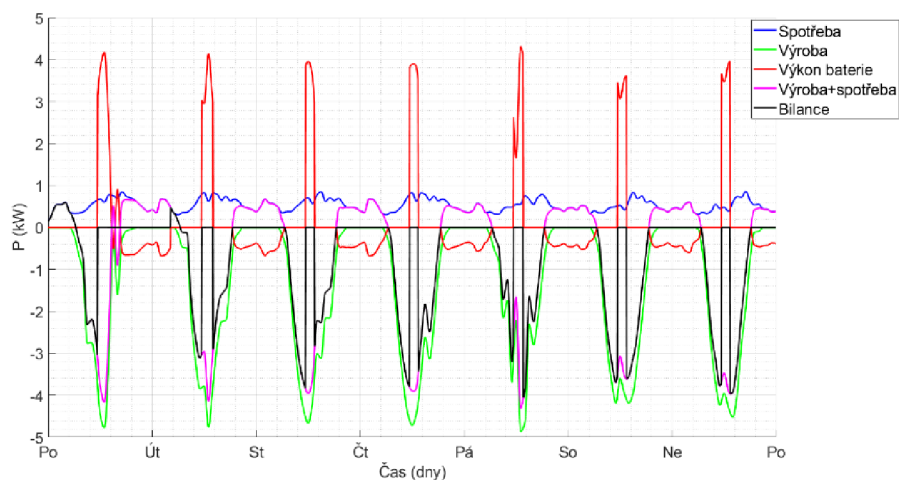
10.3.1 Zpožděné zapnutí baterie

Jak bylo možné vidět například na průbězích na Obrázek 10.3 k plnému nabití baterie dochází dříve, než nastane maximum výroby FVE, resp. přebytku a baterie tak výrazně neredukuje maximální zátěž na síť (viz. výsledky kapitola 10.2.2). Myšlenkou tohoto způsobu řízení je nabíjet bateriový systém v časech maximální výroby FVE, čehož by mohlo být dosaženo posunutím doby, kdy se baterie začíná nabíjet, do doby v blízkosti maximální výroby FVE. Pro ověření funkčnosti tohoto způsobu řízení byl vytvořen skript, který upravuje křivku pro řízení baterie, tak že zamezuje jejímu nabíjení do stanoveného času. Pro otestování funkce byl tento čas zvolen na 11:30. Na Obrázek 10.9 je patrné, že k sepnutí nabíjení dochází v nastavený čas a baterie ihned začíná akumulovat energii. Jelikož jsou úrovně přebytkového výkonu výrazně větší než v případě, kdy baterie začíná akumulovat hned po výskytu přebytku, dochází k výrazně rychlejšímu nabití baterie na plnou kapacitu. Na výsledném bilančním průběhu (černou barvou) je vidět v momentě sepnutí baterie náhlý pokles dodávaného výkonu na nulu.



Obrázek 10.9 Zpoždění nabíjení pro baterii 1 kWh/1 kWp – letní provoz

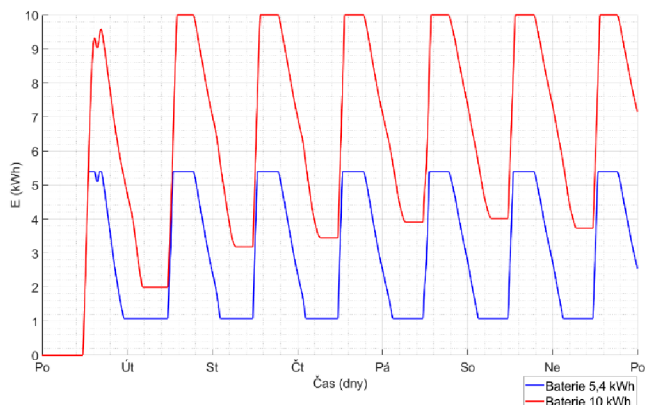
Dle výsledného průběhu je možné konstatovat, že takto provozovaný systém nemá výraznější efekt na snížení velikosti přebytečné energie dodávané do sítě, jelikož dochází k velice rychlému nabití baterie. Jako částečná eliminace tohoto problému se nabízí využití větší baterie, například s kapacitou 2 kWh/kWp. V tomto případě vypadá průběh následovně.



Obrázek 10.10 Zpoždění nabíjení pro baterii 2 kWh/1 kWp

Při využití baterie s větší kapacitou je patrné, že v prvních dnech je maximální hodnota přetoku snížena, ovšem s postupem času se tato schopnost snižuje a výsledky vypadají podobně jako v případě s menší baterií. To je způsobeno hlavně tím, že větší baterie je schopna pokrýt celou spotřebu, přičemž ale úroveň této spotřeby je ve večerních hodinách nízká a nedochází tak k plnému vybití baterie. Kromě prvního dne, kdy baterie začíná plně vybita je kapacita pro akumulaci přebytku potom do značné míry dána množstvím vybité energie v den předchozí, a protože tato energie je stejná pro oba případy dimenzování, jsou si varianty podobné.

Tento efekt je možné vidět i na průběhu množství energie v baterii pro oba případy dimenzování. Na grafu v Obrázek 10.11 je popsán efekt patrný, zvláště v předposlední den v rámci týdne, kdy kapacita pro akumulaci se pohybuje u menší baterie kolem 4,4 kWh a pro baterii s dvojnásobnou kapacitou pak kolem 6 kWh. Proto je tedy u větší baterie o něco větší, ale ovšem není dvojnásobný i přestože druhá baterie má dvojnásobnou jmenovitou kapacitu.



Obrázek 10.11 Průběh energie akumulované v baterii pro dvě různé jmenovité kapacity

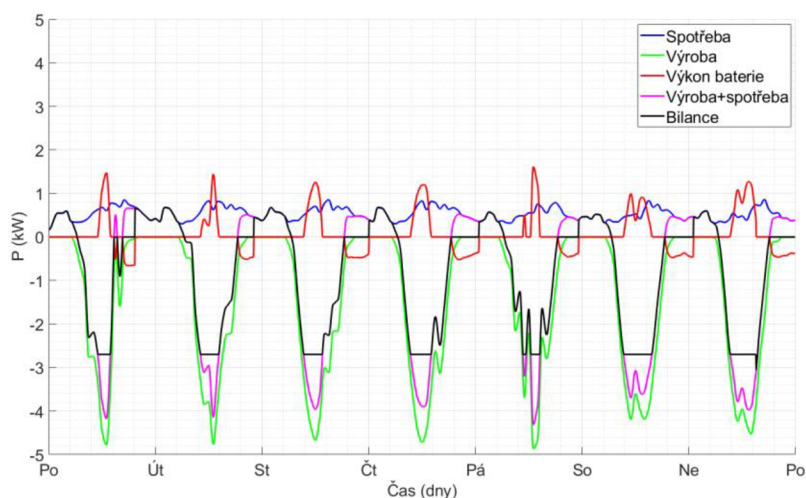
Druhým problémem tohoto způsobu provozu spočívá v nastavení času, od kterého se baterie začíná nabíjet. Z výše uvedeného tedy vyplývá, že se nejedná o vhodný způsob provozu bateriových systémů, který by měl potenciál, snížit špičky během přebytků energie. Problematický by tento způsob řízení mohl být i v obdobích s nízkými úrovněmi výroby FVE, kdy by mohlo dojít k neefektivnímu využití kapacity baterie.

10.3.2 Peakshave mód

Sofistikovanějším způsobem řízení dobíjení baterie, je způsob omezující velikost výkonu přetoku, též možné nazvat peakshave módem. Jedná se v podstatě o způsob řízení, kdy se baterie začíná dobíjet až od určité úrovně výkonu přetoku. Po příslušných úpravách křivky řídicí nabíjení/vybíjení baterie byly zkoumány poměry v OM. Důležitou vstupní informací pro tento řídicí mód je hodnota výkonu, od kterého se začíná baterie dobíjet. Tuto hodnotu je možné v rámci vytvořeného modelu zadat libovolně v rozmezí 0 až 100 % z instalovaného výkonu FVE.

Pokud přetok překročí tuto nastavenou úroveň výkonu, baterie začíná reagovat svým nabíjením, přičemž velikost výkonu absorbovaného baterií je dána rozdílem aktuálního výkonu přetoku a požadovaného maximálního dovoleného přetoku. Tímto je docíleno toho, že úroveň přetoku zůstane pod dovolenou mezí. Omezujícím faktorem této funkce je kapacita baterie. V případě nastavení nízké úrovně povoleného přetoku mohou nastávat situace, kdy baterie není schopna akumulovat veškerou potřebnou energii a tím, v čase dosažení maximální kapacity baterie, dojde k přetoku na vyšší úrovni, než je povolený. Na následujícím obrázku je vidět příklad průběhu při implementování tohoto způsobu

řízení. Nastavená hodnota maximálního přetoku, byla 50 % instalovaného výkonu FVE, tedy 2,7 kW (instalovaný výkon FVE je 5,4 kWp).



Obrázek 10.12 Výkonová bilance OM při využití peakshave módu – letní provoz

Z průběhu celkové bilance po aplikaci bateriového systému je patrné, že dochází k redukcí špiček přetoků, což by při vyšších počtech a instalovaných výkonech FVE mohlo být z pohledu limitace přetížení výhodné. Na posledním simulovaném dni je možné vidět že kapacita baterie není dostatečná k akumulaci veškeré energie nutné pro udržení přetoku pod nastavenou mezí.

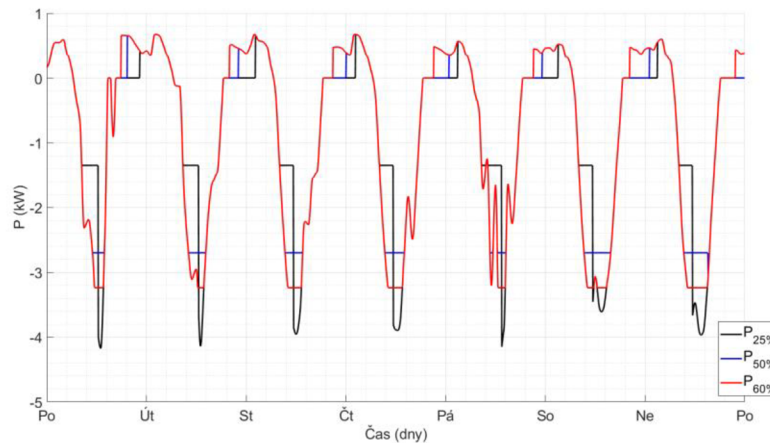
Tato metoda se tedy na první pohled jeví jako vhodná pro aplikaci, ovšem má zásadní nevýhodu vzhledem k majiteli bateriového systému. Tato nevýhoda spočívá ve snížení využití baterie pro redukcí množství dodávané energie ze sítě, jelikož při nízkých úrovních výroby FVE mohou nastat stavy, kdy se baterie plně nenabíjí. Tím se sníží míra hrazení spotřeby v rámci OM během večerních hodin. Pro porovnání jsou v následující tabulce uvedeny množství energií pro jednotlivé způsoby řízení baterií pro 1. den v týdnu a pro celý týden.

Tabulka 10.7 Souhrny energií pro různé způsoby řízení bateriových systémů – letní provoz

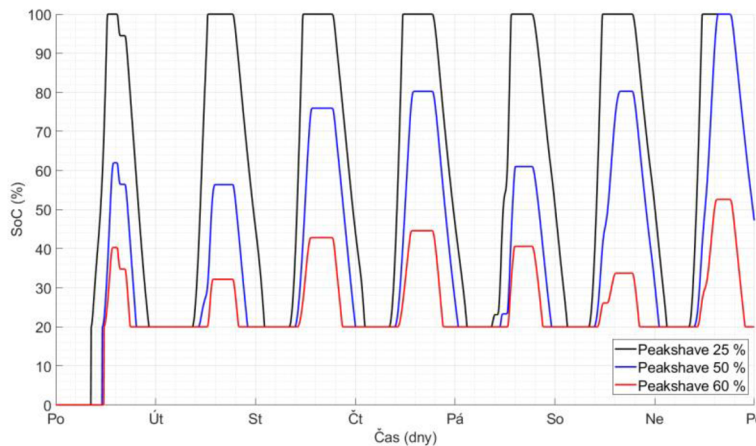
Energie	1. den	Celý týden
	(kWh)	(kWh)
Základní spotřeba (bez FVE)	13,2	90
Energie dodaná ze sítě (bez bat.)	6,8	37,5
Maximalizace vlastní spotřeby	3,0	13,8
Zpoždění nabíjení	3,0	13,8
Peakshave mód (50 %)	4,9	22,2

Z tabulky je patrné, že při využití peakshave módu se zvýší množství energie, které je nutné dodat ze sítě, tedy nedochází k tak efektivnímu využití bateriového systému, což má přímý vliv na míru návratnosti investice do systému. I přesto, že se tento způsob řízení jeví jako výhodný z pohledu PDS, je kvůli snížení ekonomické efektivity využití úložiště pravděpodobné, že by implementace tohoto způsobu řízení byla problematická.

Vliv na využití kapacity bateriového systému má v tomto případě nastavená velikost maximálního přetoku. Pro příklad jsou na následujících obrázcích zobrazeny celkové bilance a průběhy SoC při různém nastavení míry přetoku.



Obrázek 10.13 Bilance pro OM při různých nastavení peakshave módu



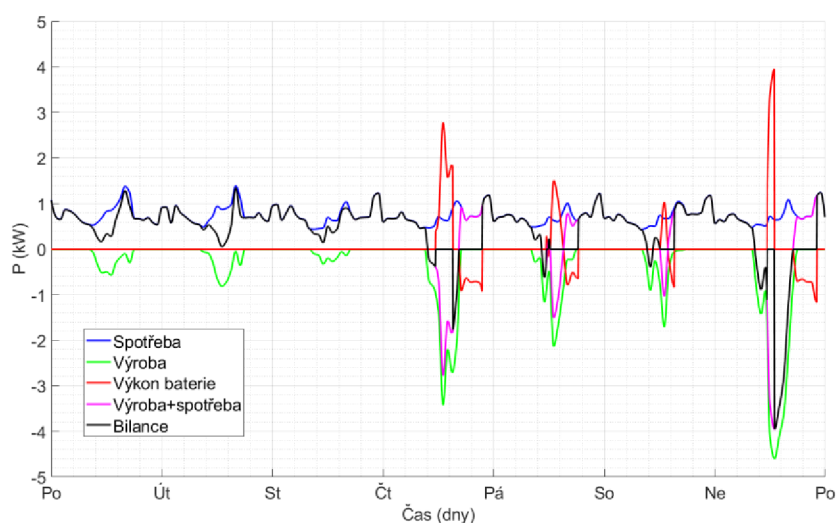
Obrázek 10.14 Průběhy SoC pro různé nastavení peakshave módu

Z obrázků je patrné, že při snižování maximální povolené míry přetoku, dochází k dřívějšímu plnému nabití baterie, a tedy stavu kdy baterie postrádá potřebnou kapacitu pro snížení přetoku. V tomto případě pak není limitován přetok na nastavenou úroveň. V opačné případě, dochází při zvyšování míry povoleného přetoku k snižování míry využití baterie. Například je možné vidět, že při nastavení na 60 % se baterie pohybuje v nízkých úrovních nabití, a naopak při nastavení na nízkou úroveň přetoku je kapacita baterie využívána plně. Z výše uvedeného tedy vyplývá, že v případě využití tohoto

způsobu provozu by byl nutný určitý kompromis mezi efektivitou využití baterií a mírou limitace velikosti přetoku. Každopádně, téměř jakékoliv nastavení tohoto řízení, tak aby mělo pozitivní efekt na snížení špiček, by bylo nevýhodné pro majitele systému, a tudíž by byla reálná implementace tohoto způsobu řízení obtížná.

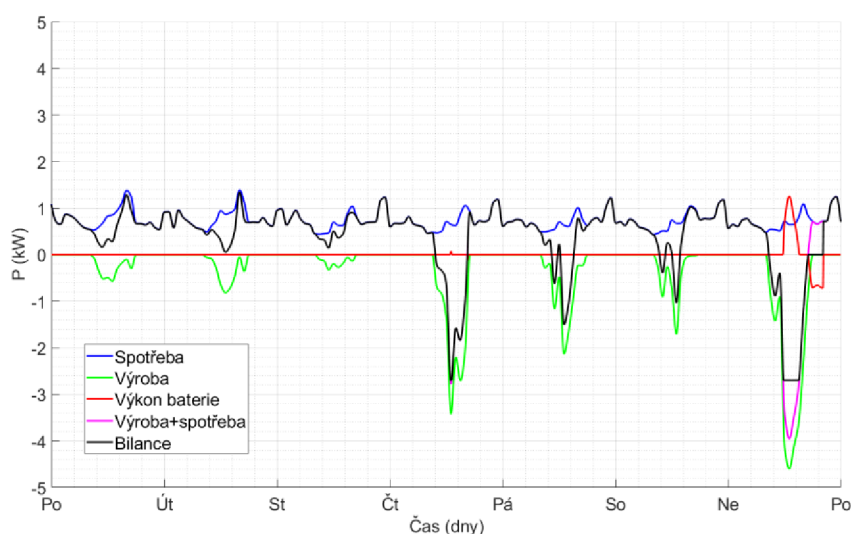
10.3.3 Porovnání způsobů řízení pro zimní provoz

V této podkapitole jsou zobrazeny výsledky simulací pro oba alternativní způsoby řízení při uvažování zimního provozu. Na Obrázek 10.15 jsou zobrazeny průběhy při zpožděném nabíjení baterie. Z grafu je patrné, že v případě zvýšené výroby (poslední den simulace) opět nedochází k snížení maxima přetoku, stejně jako při letním provozu. Při nižších úrovních přebytku pak dochází vlivem zpožděného nabíjení k ztrátě části energie, která mohla být akumulována. Při letním provozu tento problém nenastává, protože se baterie stihne plně nabít i při zpožděném sepnutí. V zimním provozu však při nízkých úrovních výroby FVE a tím i případných přebytků nastávají stavy, kdy se baterie vlivem zpožděného sepnutí nestihne plně nabít. V Tabulka 10.8 je možné vidět, že se tímto mírně sníží množství ušetřené energie oproti provozu maximalizujícím vlastní spotřebu, čímž se snižuje efektivita využití baterie.



Obrázek 10.15 Zpoždění nabíjení pro baterii 1 kWh/1 kWp – zimní provoz

V případě využití peakshave módu dochází k výraznějšímu snížení efektivitě využití úložiště v porovnání s ostatními způsoby řízení i při porovnání s peakshave módem v letním provozu. To je způsobeno opět nízkou úrovní výroby a tím i přetoků, které během simulace dosáhly na úroveň sepnutí baterie pouze jednou. Baterie tedy byla v provozu pouze jeden den z celého týdne. Toto velice nízké využití je možné vidět i v Tabulka 10.8, kde se hodnoty energií dodaných ze sítě v případě FVE bez baterie a s baterií v peakshave módu liší velice málo.



Obrázek 10.16 Výkonová bilance OM při využití peakshave módu - zimní provoz

Tabulka 10.8 Souhrny energií pro různé způsoby řízení bateriových systémů – zimní provoz

Energie	1. den	Celý týden
	(kWh)	(kWh)
Základní spotřeba (bez FVE)	18,5	124,6
Energie dodaná ze sítě (bez bat.)	15,6	97,6
Maximalizace vlastní spotřeby	15,6	87,2
Zpoždění nabíjení	15,6	87,6
Peakshave mód (50 %)	15,6	95,6

10.4 Simulace s alternativním řízením bateriových systémů

Z analýzy alternativních způsobů řízení bateriových systémů vychází, že redukce přetoku pomocí zpožděného nabíjení je malá a benefity závisí silně na nastavení zpoždění nabíjení. Pro limitaci úrovně přetoku pouze pomocí bateriových systémů se jeví jako výhodný provoz s využitím módu peakshave. V této podkapitole je tak otestován vliv nasazení tohoto způsobu řízení na celkovou výslednou bilanci a zatížení transformátorů. Je nutné podotknout, že se jedná pouze o experimentální způsob řízení, jehož aplikace se momentálně v reálném provozu u domácích bateriových systémů obvykle nevyskytují a jeho budoucí masová implementace by mohla být komplikovaná vzhledem k důvodům zmíněným v předchozí kapitole.

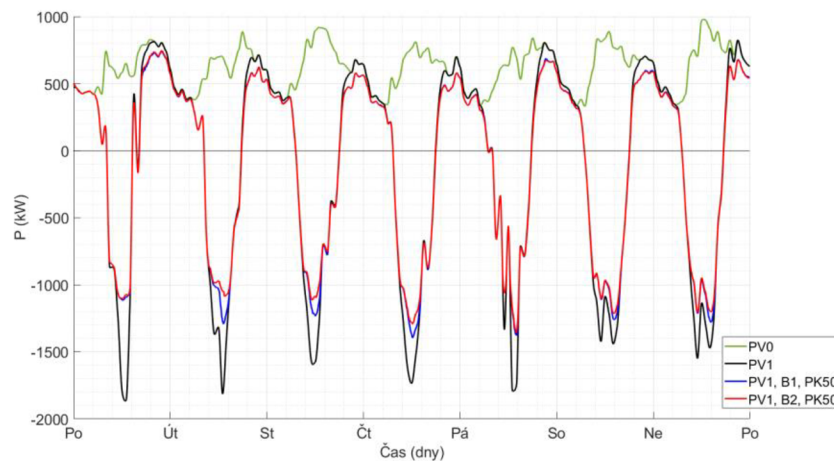
Tabulka 10.9 Scénáře pro základní simulace s alternativním řízení bateriových systémů

Číslo	Označení	FVE	Baterie	Řízení
1	PV1	Max 5,5 kWp	-	max. vlastní spotřeba
2	PV1, B1, PK50	Max 5,5 kWp	1 kWh/1kWp	peakshave 50 %
3	PV1, B2, PK50	Max 5,5 kWp	2 kWh/1kWp	peakshave 50 %
4	PV2	Max 10 kWp	-	max. vlastní spotřeba
5	PV2, B1, PK50	Max 10 kWp	1 kWh/1kWp	peakshave 50 %
6	PV2, B2, PK50	Max 10 kWp	2 kWh/1kWp	peakshave 50 %

10.4.1 Scénář 1, 2 a 3

Zde je provedeno porovnání bilancí pro celou zkoumanou část sítě, při využití způsobu řízení limitujícím maximální velikost přetoku (peakshave). Nastavení tohoto parametru bylo pro všechny OM stejné, a to sice na 50 % z instalovaného výkonu FVE. S takovýmto nastavením a uvážením zvýšené penetrace FVE s maximálním instalovaným výkonem 5,5 kW, jsou výsledné bilance zobrazeny na Obrázek 10.17. V obou případech dimenzování baterií je patrné, že dochází k výraznější redukci maximálního zatížení způsobeného přetokem výkonu. V případě větších baterií je redukce o něco větší. Z Tabulka 10.10 je pak patrné, že dochází k snížení počtu transformátorů, u kterých došlo k přetížení. Pro variantu s menšími bateriemi (PV1, B1, PK50) dochází k přetížení nad 66 % pouze u jednoho transformátoru. V případě varianty s většími bateriemi (PV1, B2, PK50) nedošlo k přetížení z žádného transformátoru.

V obou případech je pak redukce spotřeby ve večerních hodinách podobná, jelikož je množství akumulované energie v baterii je dáno velikostí přetoku nad nastavenou úroveň a v obou případech je tak přes den naakumulované stejné množství energie a tím pádem je i množství energie kryjící večerní spotřebu stejné. Z tohoto pohledu jsou tak obě dimenzování téměř ekvivalentní ve svém efektu, ovšem při variantě s většími bateriemi je jejich míra využití nižší než u menších baterií, jelikož větší baterie mají větší nevyužitou kapacitu. V obou případech je pak snížení spotřeby nižší než v případě využití baterií v provozu maximalizující vlastní spotřebu, a to z důvodů popsaných v předchozí kapitole.



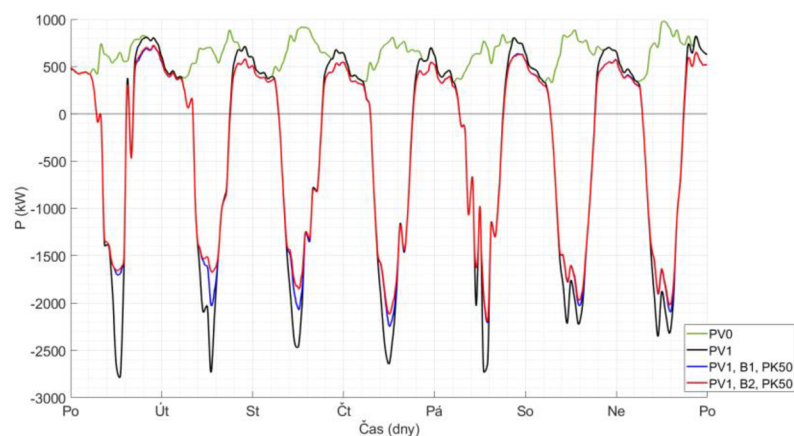
Obrázek 10.17 Týdenní bilance pro celou obec při využití peakshave módu s FVE do 5,5 kWp

Tabulka 10.10 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro scénáře 1,2, a 3

Číslo	Období	Požadavek		Maximální zdánlivý výkon
		$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	S_{max}
1	PV1	Nesplněno (3)	Splněno	$S_{max} = 76,8 \% S_n$
2	PV1, B1, PK50	Nesplněno (1)	Splněno	$S_{max} = 67,2 \% S_n$
3	PV1, B2, PK50	Splněno	Splněno	$S_{max} = 64,2 \% S_n$

10.4.2 Scénář 4, 5 a 6

V následujícím grafu a tabulce je opět provedeno vyhodnocení pro podobnou situaci pouze s rozdílem navýšení maximální velikosti instalovaného výkonu FVE na 10 kWp. Na výsledcích je možné pozorovat analogické chování s předchozím případem. Pro obě dimenzování bateriových systémů došlo k snížení maximálního zatížení transformátorů pod limit 100 %. Zároveň byl snížen počet transformátorů přesahující limit 66 % z pěti na tři.



Obrázek 10.18 Týdenní bilance pro celou obec při využití peakshave módu s FVE do 10 kWp

Tabulka 10.11 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, pro scénáře 4,5, a 6

Číslo	Období	Požadavek		Maximální zdánlivý výkon
		$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	S_{max}
4	PV2	Nesplněno (5)	Nesplněno (1)	$S_{max} = 110,3 \% S_n$
5	PV2, B1, PK50	Nesplněno (3)	Splněno	$S_{max} = 98,6 \% S_n$
6	PV2, B2, PK50	Nesplněno (3)	Splněno	$S_{max} = 95,5 \% S_n$

10.5 Vliv FVE a bateriových systémů na snížení zátěže při zvýšené penetraci elektromobility

V kapitole 8.4 byla provedena analýza zatížení sítě při různých úrovních rozvoje BEV, definovaných v Tabulce 8.5. Z této analýzy je patrné, že v simulaci pro letní období dochází k přetížení pouze při variantě uvažující maximální počet BEV (V1). Při ostatních variantách se všechna maxima zatížení transformátorů pohybují pod 66 %. Naopak v zimním období, kdy je základní zatížení výrazně vyšší, dochází vlivem zvýšeného počtu BEV k přetížení u scénářů V1 a S2. V této podkapitole je proto zkoumáno, do jaké míry mají FVE v kombinaci s bateriovými systémy možnost zmírnit tyto přetížení. Vzhledem k FVE instalacím, bude uvažována optimalizovaná varianta s maximálním instalovaným výkonem 10 kWp a bateriovými systémy dimenzovanými 2 kWh/1kWp. Tedy jedná se o nejpriznivější podmínky z tohoto pohledu. V následující tabulce jsou sepsány parametry scénářů uvažovaných v rámci této podkapitoly.

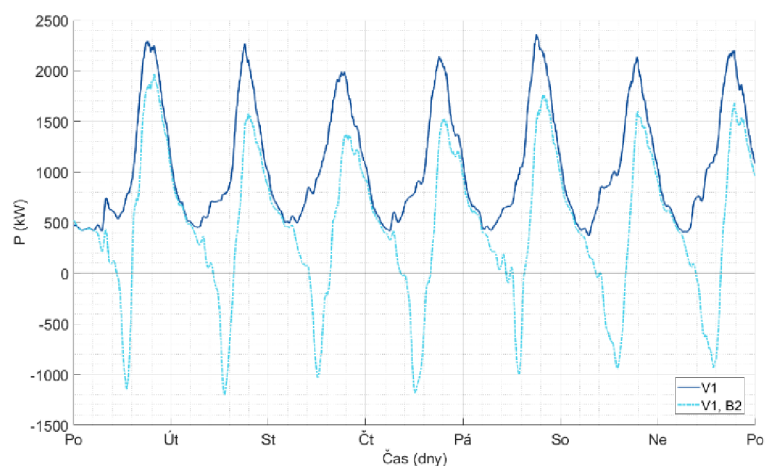
Tabulka 10.12 Scénáře pro základní simulace s kombinací bateriových systémů a BEV

Číslo	Počet BEV	FVE	Baterie
V1	1778	Max 10 kWp optimalizované	-
V1, B2	1778	Max 10 kWp optimalizované	2 kWh/1kWp
S2	742	Max 10 kWp optimalizované	-
S2, B2	742	Max 10 kWp optimalizované	2 kWh/1kWp

Jako první byl zkoumán vliv na zatížení při uvažování průběhu v letním měsíci, tedy v období, kdy je množství generované energie maximální a je tedy dostatek energie pro uložení v bateriích. Na výsledcích v Tabulka 10.13 je evidentní pozitivní efekt z hlediska redukce maximálních zatížení jednotlivých transformátorů. Po implementaci FVE zdrojů s bateriemi dochází k snížení maxima u všech transformátorů a maximální zatížení, které se na jednom z transformátorů objevilo se redukuje téměř o 10 %. Zároveň u tří ze čtyř transformátorů, přetížených pro scénář bez baterií a FVE, dojde k snížení maxima pod limit přetížení 66 %. Stále však dochází k přetížení jednoho z deseti zkoumaných transformátorů o 4,7 % nad stanovený limit. Snížení zátěže uvažovanou kombinací FVE a bateriových systémů je možné vidět i na Obrázek 10.19.

Tabulka 10.13 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, letní období

Období	Požadavek		Maximální zdánlivý výkon
	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	S_{max}
V1	Nesplněno (4)	Splněno	$S_{max} = 80,6 \% S_n$
V1, B2	Nesplněno (1)	Splněno	$S_{max} = 70,7 \% S_n$



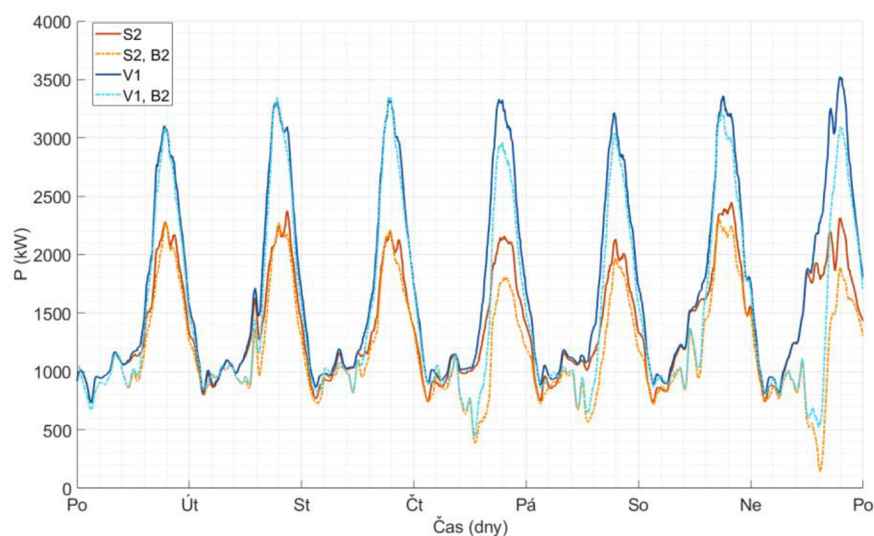
Obrázek 10.19 Porovnání bilancí s a bez bateriových systémů se zvýšenou penetrací BEV, letní období

Pro období v zimním měsíci byly zkoumány dvě úrovně penetrace BEV, při kterých došlo v simulacích neuvažující FVE a baterie k přetížení transformátorů. Jak je patrné na výsledcích v Tabulka 10.14 a na průbězích na Obrázek 10.20, není možné pozorovat takovou míru snížení zatížení jako v letním období, což je způsobeno výrazně nižší výrobou FVE zdrojů, čímž se zmenšuje množství energie uložené do baterií a tím pádem i množství energie, které je možné využít pro pozdější hrazení spotřeby. Ve vybraném týdnu v zimním období byla výroba od pondělí do čtvrtku minimální a bilance se tedy mezi sebou výrazně nelišily. Ve zbytku týdne se už vyskytuje určitá vyšší míra výroby FVE zdrojů, ovšem stále na výrazně nižší úrovni než v letním období. Z tohoto důvodu tedy i přestože k určitému snížení zatížení dochází, není toto snížení dostatečné pro

udržení zatížení jednotlivých transformátorů pod stanovenými limity. Konkrétně dochází k dostatečnému snížení zatížení pod stanovený limit přetížení pouze v jednom případě.

Tabulka 10.14 Přehled splnění limitů zatížení transformátorů, zimní období

Období	Požadavek		Maximální zdánlivý výkon
Zima	$S_{t,max} < 66 \% S_n$	$S_{t,max} < 100 \% S_n$	S_{max}
S2	Nesplněno (1)	Splněno	$S_{max} = 81,9 \% S_n$
V1	Nesplněno (7)	Nesplněno (3)	$S_{max} = 134,2 \% S_n$
S2, B2	Nesplněno (1)	Splněno	$S_{max} = 76,7 \% S_n$
V1, B2	Nesplněno (7)	Nesplněno (2)	$S_{max} = 121,2 \% S_n$



Obrázek 10.20 Porovnání bilancí s a bez bateriových systémů se zvýšenou penetrací BEV, zimní období

I přesto, že je tedy možné pozorovat pozitivní efekt využití FVE zdrojů ve spojení s bateriovými systémy ve formě snížení zatížení sítě vlivem zvýšené penetrace BEV, nedostavuje se tohoto efektu v období, kdy by to bylo nejvíce potřeba, tedy v zimě, kdy jsou zatížení sítě největší. Z tohoto pohledu je tedy možné konstatovat, že FVE zdroje ve spojení s bateriemi nemají samostatně dostatečnou možnost zabránit přetížení síťových prvků při vyšších penetracích BEV. Pro udržení zatížení prvků pod požadovanými limity by tak musely být nasazeny jiné opatření například v oblasti řízení dobíjení vozidel.

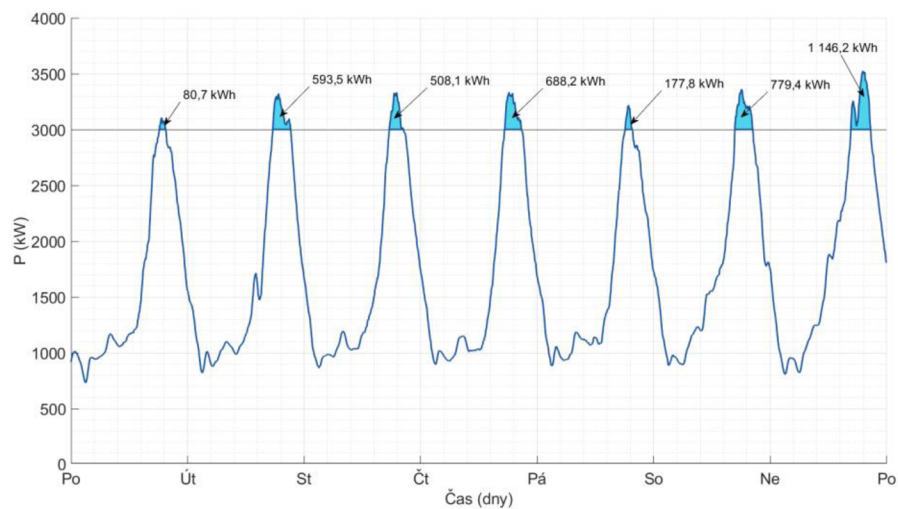
Další možností z hlediska provozu bateriových systémů, které by mohly zabránit takovému přetížení je jejich nabíjení v době nízkého zatížení, respektive během nízkého tarifu (pro zajištění finanční efektivity). Zde je pak otázkou, zda by nemohlo docházet k zvýšení zátěže nad únosnou mez v případě, že by všechny bateriové systémy byly dobíjeny právě v době nízkého tarifu. Tato možnost nebyla v rámci této práce zkoumána.

10.6 Simulace velkokapacitního úložiště

Jak bylo zmíněno v kapitole 5, do budoucna je možné očekávat i rozvoj velkokapacitních úložišť. Z tohoto důvodu bude v této podkapitole prozkoumáno využití velkokapacitního úložiště pro limitování přetížení způsobené dobíjením BEV. Z tohoto pohledu bude uvažována varianta simulace v zimním období pro 1778 BEV.

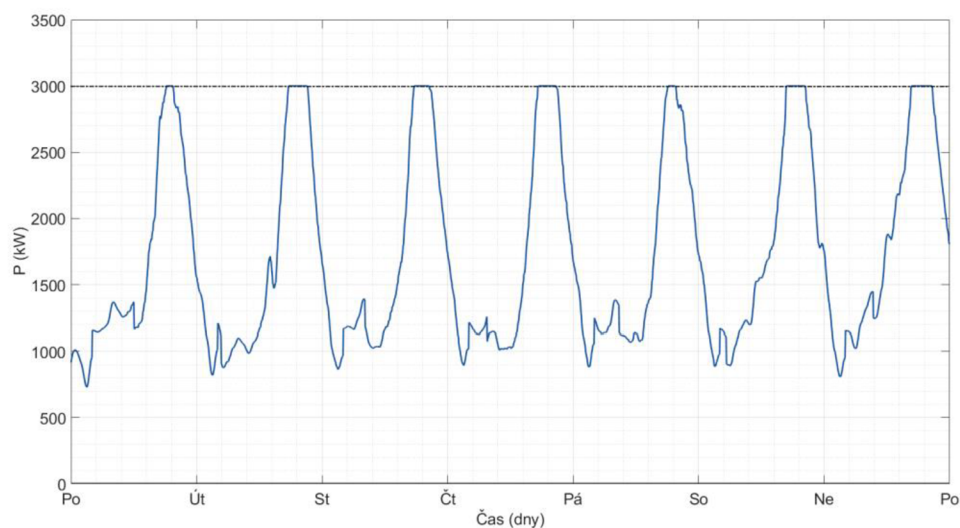
Z výsledků těchto simulací vychází, že dochází kromě přetížení transformátorů k přetížení vývodu VN napájejícího obec, u kterého je dle informací z EG.D, a.s. [17] možné uvažovat limit zatížení 3 MW. Na Obrázek 10.20 je možné vidět, že při maximálním počtu dosahuje zatížení vyšších hodnot než právě 3 MW. Nabízí se tedy využít velkokapacitní úložiště pro limitaci tohoto výkonu, podobně jako v principu popsáném v kapitole 5.1.2. V principu bude úložiště umístěno v síti na vývodu 22 kV napájející danou obec, kde bude provozováno v režimu limitace maximálního zatížení, tedy v podstatě v peakshave módu.

Po odhad potřebné kapacity je možné vyjít z výpočtu energie, kterou by bylo nutné dodat, aby se zatížení udrželo na stanovené mezi. Tuto energii je možné určit integrací části křivky zatížení, která přesahuje stanovený limit. Tyto plochy, respektive energie, jsou zobrazeny na bilanci v následujícím grafu.



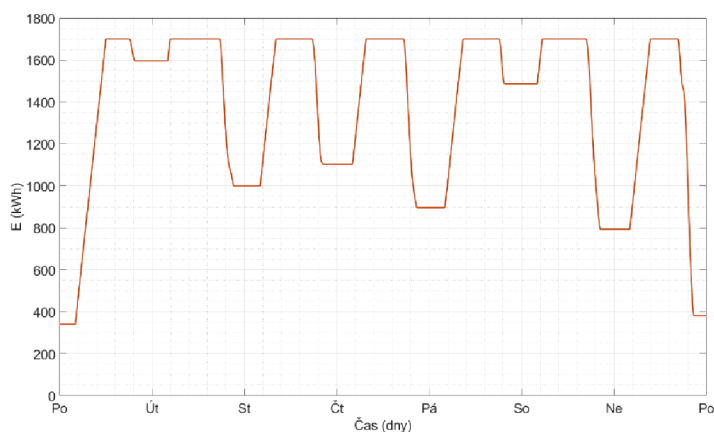
Obrázek 10.21 Bilance V1, zimní období, s vyznačením energií nad 3 MW

Tímto výpočtem bylo zjištěno, že pro limitaci na 3 MW při uvážení V1 v zimním období, je potřeba minimálně 1 146 kWh (určeno ze dne, kdy zatížení vychází nejvyšší). Dále je nutné uvážit, že by baterie měla cyklovat pouze v určitém rozmezí SoC. Je tedy nutné dále navýšit kapacitu. Byla tedy navržena baterie o kapacitě 1,7 MWh a výkonu 1 MW. Výsledek simulace je poté možné vidět na následujícím obrázku.



Obrázek 10.22 Bilance V1 po implementaci velkokapacitního úložiště

Je patrné, že baterie limituje přetížení dodávkou době, kdy by zatížení dosáhlo vyšší úrovně než povolené 3 MW. Nabíjení baterie je řešeno stanovením pevného času v době předpokládané nízké spotřeby. Baterie se nabíjí 20 % svého jmenovitého výkonu, tak aby zbytečně nezvyšovala zatížení soustavy. V případě reálného použití tohoto způsobu řízení baterie, je možné očekávat její nabíjení v návaznosti na cenu elektrické energie, tedy nabíjení při nízkých cenách, tak aby byl provoz baterie ekonomicky efektivní. Údaje potřebné pro tento způsob řízení nabíjení nejsou bohužel k dispozici, a proto je nabíjení řešeno pouze stanoveným pevným časem. Na následujícím obrázku je možné vidět průběh kapacity baterie. Je možné vidět, že energie dodané z baterie korespondují s velikostí energií určených na Obrázek 10.21, pouze jsou navýšeny o ztráty, které vychází z předpokladu efektivy vybíjení baterie 90 %.



Obrázek 10.23 Průběh energie akumulované v ve velkokapacitním úložišti

11. ZÁVĚR

V diplomové práci byl zkoumán vliv zvýšeného počtu bateriových systémů ve spojení s FVE na výkonové toky v síti NN v rámci příměstské municipality s 3 300 obyvateli. Rovněž byl zkoumán vliv zvýšené penetrace BEV na výkonové toky a zatížení transformátorů, napájejících zkoumanou síť. Tato diplomová práce navazuje, na již existující práci v rámci, které byl vytvořen základ modelu, jež byl využit v této diplomové práci jako výchozí a byl dále rozšiřován a upravován. V teoretické části práce byla věnována pozornost obecnému popisu technologií bateriových systémů a jejich využití pro domácí a síťové účely. Dále byl proveden podrobný popis chování bateriového systému ve spojení s FVE, řízeného za účelem maximalizace vlastní spotřeby.

V praktické části byla věnována pozornost jednotlivým zkoumaným aspektům simulací. Nejdříve byla v principu popsána funkce vytvořeného modelu a způsob zpracování vstupních dat. Data o zkoumané obci byla poskytnuta společností EG.D, a.s. Jedna kapitola byla věnována způsobu modelování spotřeby, která byla oproti původnímu modelu změněna, tak aby více reprezentovala reálné podmínky. Na rozdíl od původního způsobu modelování spotřeby, využívajícího TDD, je v této práci využito modelování pomocí poskytnutých reálných záznamů měření z OM s průběžným měření. Tato měřená data byla opět poskytnuta společností EG.D, a.s.

Dále byl v této diplomové práci vytvořen nový model simulující zatížení vznikající dobíjením BEV v rámci jednoho týdne pro libovolný počet vozidel. Tento model neuvažuje na rozdíl od předchozího každodenní nabíjení vozidel, ale pracuje na základě určování pravděpodobnosti připojení na konci dne na základě stavu SoC. Pomocí tohoto modelu pak byly provedeny simulace, jejichž účelem bylo zkoumat vliv zatížení vzniklého dobíjením vozidel na zatížení jednotlivých transformátorů. Bylo zjištěno že v letním období dochází k přetížení nad 66 % pouze u jednoho transformátoru při scénáři uvažujícím, že všechna osobní vozidla v obci jsou elektromobily (1 778 BEV). Ve výsledcích pro zimní období, vychází, že dojde k přetížení transformátorů jak při maximálním počtu BEV, tak při počtu 742 BEV. Zatížení v zimním období představuje nejnepríznivější situaci, se kterou je nutné uvažovat při dimenzování prvků. Je tedy možné tvrdit, že momentální stav v obci neumožňuje neřízené nabíjení většího počtu vozidel než 742.

Dále byly provedeny simulace při uvažování dvou scénářů penetrace FVE instalací s maximálním výkonem 5,5 resp. 10 kWp vycházejících z původní práce a dvou nových scénářů, které uvažovaly stejné maximální hodnoty instalovaných výkonů, ovšem bylo oproti původním simulacím přihlédnuto k velikosti spotřeby v rámci OM. První dvě simulace bez optimalizace reprezentují stav vysoké penetrace FVE systémů v síti a dochází při nich k přetížení transformátorů vlivem přetoků přebytečné energie generované FVE v jednotlivých OM. Optimalizované scénáře FVE pak reprezentují pravděpodobnější scénář vzhledem k úrovni celkového instalovaného výkonu v obci

a nedochází zde při maximálním instalovaném výkonu 5,5 kWp k přetížení. Pro optimalizovaný scénář s 10 kWp dochází k přetížení jednoho z transformátorů nad 66 % ovšem pouze o 0,7 %.

Na základě teoretického popisu bylo provedeno vytvoření modelu chování bateriových systémů s uvážením řízení pro maximalizaci vlastní spotřeby. Poté byl otestován vliv těchto systémů na snížení úrovně špiček přetoků způsobujících přetížení transformátorů, při uvážení zvýšených penetrací FVE. Podle výsledků je možné konstatovat, že bateriové systémy pracující v režimu maximalizace vlastní spotřeby nemají výrazný vliv na omezení špiček výkonů způsobených přetokem přebytečné energie, a to jak při dimenzování 1 kWh/1 kWp i 2 kWh/1 kWp. Na jednom OM poté byla provedena analýza při uvážení vyšších úrovní dimenzování, konkrétně 3 kWh/1 kWp a 4 kWh/1 kWp. Z výsledků těchto simulací pak plyne, že ani takto zvýšené dimenzování systémů nebude mít výraznější vliv na snížení špiček, neboť je množství volné kapacity pro uložení přebytku dáno množstvím energie vybité před začátkem nabíjení, tedy je dané množstvím spotřebované energie. Toto množství je v létě relativně malé a pro všechny uvažované dimenzování stejné, tzn., že od určité úrovně kapacity baterií je uloženo množství přebytečné energie stejné a s rostoucí kapacitou se pak pouze snižuje efektivita využití baterie. Je tedy možné konstatovat, že snižování maximální velikosti špiček není možné řešit pouze pomocí větších bateriových systémů.

Z výsledků plyne, že pro omezení těchto přetížení i v případě masivního rozvoje bateriových systémů budou nutné jiné řídicí a omezující prvky, jako například funkce regulace $Q(U)$ a $P(U)$ nebo omezení výroby FVE. Další možností využití přebytečné energie FVE je akumulace těchto přebytků do TUV. Při využití této možnosti větším počtem OM v obci by poté mohl vzniknout problém v zimním období, kde by při nízké úrovni výroby FVE a vysokém počtu OM s ohřevem TUV mohly vzniknout další špičky v zatížení. I přestože bateriové systémy nejsou sami schopny omezovat špičky přetoku výkonu, bylo prokázáno, že využití bateriových systémů má pozitivní vliv vzhledem k efektivitě využití generované energie FVE a jsou jednou z možností pro zajištění vyšší míry energetické soběstačnosti jednotlivých OM.

V následující části pak byly prozkoumány experimentální možnosti alternativních způsobů řízení bateriových systémů, které by mohly mít potenciál snížit přetížení při zachování dodávky části přebytečné energie do sítě. Konkrétně byl zkoumán vliv zpožděného nabíjení baterie a způsobu řízení limitujícího maximální úroveň přetoku (peakshave mód). Na základě simulací na jednom OM se jevil způsob zpožděného nabíjení jako neúčinný s ohledem na limitaci špiček při nadvýrobě. Jako slibný se z tohoto pohledu naopak jevil peakshave mód, a proto byly provedeny simulace pro celou zkoumanou síť uvažující úroveň penetrace FVE, které způsobují přetížení transformátorů. Pro simulaci s maximálním výkonem 5,5 kWp, pak bylo vidět snížení špiček zatížení. Při dimenzování 1 kWh/1 kWp byl snížen počet přetížených transformátorů ze 3 na 1, pro dimenzování 2 kWh/1 kWp, pak nedochází k přetížení

žádného z transformátorů. Při scénáři s maximálním výkonem 10 kWp, pak při obou dimenzování bateriových systémů dochází k snížení špiček, ovšem některé transformátory stále zůstávají přetížené. Je tedy možné konstatovat, že tento mód řízení nese určité výhody vzhledem omezení dopadů zvýšené penetrace FVE na síť, ovšem nese s sebou problém z pohledu efektivity využití úložiště.

Při simulaci na jednom OM, bylo zjištěno, že při využití tohoto módu závisí míra snížení špičky přetoku i efektivita využití úložiště na nastavení maximálního výkonu přetoku, tedy výkonu, při kterém se baterie začíná nabíjet. Při snižujícím se nastaveném maximálním výkonu klesá míra limitace špičky, ale roste míra využití kapacity baterie. Při zvyšování maximální velikosti přetoku, poté roste efekt snížení špičky, ale výrazně klesá míra efektivity využití kapacity úložiště. Efekt snížení míry využití baterie, pak má přímý dopad na ekonomiku celé instalace a je pravděpodobné, že se jedná o překážku, která by v budoucnosti mohla bránit implementaci tohoto způsobu řízení baterií.

Dále byl pak zkoumán vliv využití kombinace FVE s bateriovými systémy na zatížení způsobené BEV. Z tohoto pohledu byly zkoumány scénáře, při kterých docházelo k přetížení bez FVE a bateriových systémů. V letním období byl zaznamenán pozitivní efekt vzhledem k snížení špičky zátěže a počet přetížených transformátorů se snížil z 4 na 1, který byl přetížen na 70,4 %, tedy pouze o 4,7 % nad definovaný limit 66 %. Tento pozitivní efekt však není možné pozorovat v zimě, kdy jsou dopady na snížení spotřeby výrazně nižší. To je způsobeno, hlavně nízkou úrovní výroby FVE v zimním období, a tedy nedostatkem energie pro nabíjení bateriových systémů. Jak již bylo zmíněno, dimenzování prvků sítě pak závisí na nejhorším možném případě, který právě nastává v zimě z čehož plyne, že kombinace FVE s bateriovými systémy neumožňuje síti snést vyšší úroveň penetrace BEV. I přestože tato kombinace neumožňuje zvýšit maximální počet nabíjených BEV, jedná se určitě o vhodnou kombinaci prvků pro snížení náročnosti z hlediska množství energie, kterou je nutné dodat pro nabíjení ze sítě.

V poslední části byla provedena simulace chování velkokapacitní baterie připojené na vývod 22 kV, napájející obec. Účel baterie byl limitovat maximální zatížení na tomto vývodu na 3 MW. Pro tento účel byla navržena baterie o výkonu 1 MW a kapacitě 1,7 MWh. Bylo demonstrováno, že takto navržená baterie pracující ve zvoleném pracovním režimu je schopna omezit přetížení vývodu VN.

Obecně bylo prokázáno, že bateriové systémy mají pozitivní vliv z hlediska zvýšení efektivity využití FVE zdrojů. Dále bylo prokázáno, že vliv na snížení špiček výkonů přebytků závisí na způsobu jejich provozu, ovšem obecně je možné předpokládat, že bude nutná do budoucna kombinace těchto systémů s dalšími řídicími prvky. Jako například regulace samotných FVE zdrojů nebo v případě snížení špiček zatížení řízeným dobíjením BEV.

Jako další možnost rozvoje práce se nabízí implementace již zmíněné Q(U) a P(U) regulace. Dále je možné zaměřit rozvoj práce na vylepšování modelu simulujícího zatížení vzniklé dobíjením BEV, tak aby ještě věrněji simuloval chování jednotlivých uživatelů.

LITERATURA

- [1] Aeon Battery: A48-40 Specifications. Zenaji [online]. Australia: Zenaji [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://zenaji.com/aeon-battery/>
- [2] Afxentis S. et al. (2018) Promotion of Higher Penetration of Distributed PV Through Storage for All (StoRES). In: Mortal A. et al. (eds) INCReaSE. INCReaSE 2017. Springer, Cham. Dostupné z: https://doi.org/10.1007/978-3-319-70272-8_37
- [3] Automobilový průmysl: Znovuobjevení automobilu [online]. Deloitte, 2019 [cit. 2022-05-05]. Dostupné z: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cz/Documents/deloitte-analytics/Automobilovy-prumysl-znovuobjeveni-automobilu.pdf>
- [4] Bateriové úložiště Solar Global. Solar Global [online]. Praha: Solar Global, 2020 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://www.solarglobal.cz/bateriove-uloziste.htm>
- [5] Česko v pohybu. Česko v pohybu [online]. Centrum dopravního výzkumu, 2020 [cit. 2021-11-14]. Dostupné z: <https://www.ceskovpohybu.cz/>
- [6] DENG, Da. Li-ion batteries: basics, progress, and challenges. Energy science & engineering [online]. HOBOKEN: WILEY, 2015, 3(5), 385-418 [cit. 2021-10-17]. ISSN 2050-0505. Dostupné z: doi:10.1002/ese3.95
- [7] Dílčí studie pro pracovní tým A25 - Predikce vývoje elektromobility v ČR. Ministerstvo průmyslu a obchodu [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2018 [cit. 2021-11-14]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/10/Studie-NAP-SG-A25_Elektromobilita.pdf
- [8] Eco P Series Lithium Battery: Specification. Power Plus Energy [online]. Bayswater: Power Plus Energy, 2021 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://www.powerplus-energy.com.au/wp-content/uploads/2020/11/Eco-P-Series-Specification-V6.pdf>
- [9] Electric Vehicle Database [online]. 2022 [cit. 2022-03-13]. Dostupné z: <https://ev-database.org>
- [10] ELEKTROMOBILITA V ČR: Výhled elektromobility v Česku [online]. Česká spořitelna, 2019 [cit. 2022-05-05]. Dostupné z: https://www.csas.cz/content/dam/cz/csas/www_csas_cz/Dokumenty-korporat/Dokumenty/Analytici/vyhled_elektromobility_v_CR_2019_03.pdf
- [11] Energetický zdroj C-Energy Planá uvádí do provozu největší bateriové úložiště v ČR dodané firmou Siemens. C-energy [online]. Planá nad Lužnicí: C-Energy Planá, 2019 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://www.c-energy.cz/energeticky-zdroj-c-energy-plana-uvadi-do-provozu-nejvetsi-bateriove-uloziste-v-cr-dodane-firmou-siemens>
- [12] Energy Storage. IEA [online]. Paříž: IEA, 2020, 2020 [cit. 2021-10-24]. Dostupné z: <https://www.iea.org/reports/energy-storage-2>

- [13] FIGGENER, Jan, Peter STENZEL, Kai-philipp KAIRIES, et al. The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. Journal of energy storage [online]. Elsevier, 2020, 29, 101153 [cit. 2021-10-17]. ISSN 2352-152X. Dostupné z: doi:10.1016/j.est.2019.101153
- [14] FOTOUHI, Zohreh, Massoud Reza HASHEMI, Hamed NARIMANI a Islam Safak BAYRAM. A General Model for EV Drivers' Charging Behavior. IEEE transactions on vehicular technology [online]. IEEE, 2019, 68(8), 7368-7382 [cit. 2021-11-07]. ISSN 0018-9545. Dostupné z: doi:10.1109/TVT.2019.2923260
- [15] GAMAN, Petr. První česká velkokapacitní baterie pro průmyslové použití v provozu. TZB-info [online]. Praha: Topinfo, 2019 [cit. 2021-11-12]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/akumulace-elektriny/19019-prvni-ceska-velkokapacitni-baterie-pro-prumyslove-pouziti-v-provozu>
- [16] HRZINA, Pavel. Akumulace elektřiny v budovách: základní parametry a technologie. TZB-info [online]. Praha: Topinfo, 2020 [cit. 2021-10-24]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/akumulace-elektriny/20292-akumulace-elektriny-v-budovach-zakladni-parametry-a-technologie>
<https://www.eru.cz/documents/10540/463080/Vyh1%C3%A1%C5%A1ka+o+podm%C3%ADnk%C3%A1ch+p%C5%99ipojen%C3%AD%20k+elektriza%C4%8Dn%C3%AD%20soustav%C4%9B/e40a8453-37b6-4b06-848e-c4eac97a886a>
- [17] Informace poskytl Milan Krátký. EG.D, a.s. Brno, 24.5. 2022. [cit. 2022-05-24].
- [18] Innovation landscape brief: Utility-scale batteries [online]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Utility-scale-batteries_2019.pdf
- [19] KLOUBEC, Milan, Martin PANÁČ a Michal JURÍK. Skladování elektrické energie v bateriových stanicích a její využití v elektrizační soustavě – trendy a zkušenosti. In: 21. Konference ČK Cired [online]. ČK CIRED, 2017, s. 12 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://saecweb01qasblobcorewindowsnet-endpoint.azureedge.net/eonmedialibcontainer/e.on/media/documents/cired2017-skladovani-energie-v-bateriich.pdf>
- [20] KLOUBEC, Milan, Michal JURÍK, Martin PANÁČ, Josef HAVLÍK a Jaromír JUŘENA. Trendy a zkušenosti se skladováním Elektrické energie v bateriových úložištích a legislativní připravenost v České republice. In: 23. Konference ČK Cired. ČK CIRED, 2019, s. 11.
- [21] Kodex přenosové soustavy, část II. 2018: Podpůrné služby (PpS). ČEPS, a.s. [online]. Praha: ČEPS, 2021 [cit. 2021-11-12]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>
- [22] KOLAŘÍK, Robin. *Analýza energetických toků v obci do 3 000 obyvatel a vysokou úrovní penetrace střešních FV instalací*. Brno, 2021. Dostupné také z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/134905>. Diplomová práce. Vysoké

- učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Martin Paar.
- [23] KOSTOPOULOS, Emmanouil D, George C SPYROPOULOS a John K KALDELLIS. Real-world study for the optimal charging of electric vehicles. Energy reports [online]. Elsevier, 2020, 6, 418-426 [cit. 2021-12-26]. ISSN 2352-4847. Dostupné z: doi:10.1016/j.egy.2019.12.008
- [24] KURFÍRT, Martin a Michal JURÍK. Hodnocení zkušebního provozu bateriového úložiště v Mydlovarech. In: 22. Konference ČK Cired [online]. ČK CIRED, 2018, s. 12 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://saecweb01qasblobcorewindowsnet-endpoint.azureedge.net/eonmedialibcontainer/e.on/media/documents/cired2018s4p11-baterie.pdf>
- [25] LEHTINEN, Oula, Sami PITKANIEMI, Atte WECKMAN, Mikael AIKIO, Michel MABANO a Matti LEHTONEN. Electric Vehicle Charging Loads in Residential Areas of Apartment Houses. In: 2020 21st International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE) [online]. IEEE, 2020, s. 1-6 [cit. 2022-05-03]. Dostupné z: doi:10.1109/EPE51172.2020.9269191
- [26] Li-ion baterie: Porovnání nejpoužívanějších typů. OEnergetice [online]. Praha: oEnergetice, 2021 [cit. 2021-10-24]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/li-ion-baterie-porovnani-nejpouzivanejsich-typu>
- [27] LOAD MODELLING AND DISTRIBUTION PLANNING IN THE ERA OF ELECTRIC MOBILITY. International Conference on Electricity Distribution. 2021, 95.
- [28] LUNA2000-5/10/15-S0. Huawei FusionSolar Smart PV Solution [online]. Huawei Technologies, 2020 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://solar.huawei.com/pt-PT/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FLUNA2000-5-15-S0.pdf>
- [29] MASTNÝ, Petr, Jan MORÁVEK a Jiří PITRON. Malé zdroje elektrické energie. Brno: VUT FEKT, 2015.
- [30] Model zapojení DECE, akumulace a spotřeby včetně elektromobility do procesu řízení ES ČR - průběžná zpráva za rok 2018. Ministerstvo průmyslu a obchodu [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2018 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/2/Flexibilita.pdf>
- [31] MOSHÖVEL, Janina et. al. PV-Benefit: A Critical Review of the Effect of Grid Integrated PV-Storage-Systems. Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference (IRES) [online]. Berlin, 2013 [cit. 2021-12-25]. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/262493714_PV-Benefit_A_Critical_Review_of_the_Effect_of_Grid_Integrated_PV-Storage_Systems

- [32] Passenger cars M1: CZ Top 10 Models Fleet - Electricity (2021). European Alternative Fuels Observatory [online]. European Alternative Fuels Observatory (EAFO), 2021, 2021 [cit. 2022-03-13]. Dostupné z: <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1#>
- [33] PETR, Sedlák. Analýza slabých míst distribuční sítě v obci s vysokým počtem fotovoltaických zdrojů. Brno, 2020. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Ing. Martin Paar, Ph.D.
- [34] PHI 3.8-M™ BATTERY. SimpliPhi Power [online]. USA: SimpliPhi Power [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://simpliphipower.com/product/phi-3-8-m-battery/>
- [35] Podpůrné služby. ČEPS, a.s. [online]. Praha: ČEPS [cit. 2021-11-12]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/podpurne-sluzby>
- [36] Přehled bateriových systémů 2021. Memodo: Energy storage experts [online]. Praha: Memodo, 2021 [cit. 2021-10-24]. Dostupné z: <https://www.memodo.de/media/pdf/ac/60/ac/Prehled-bateriovych-systemu-2021-2.pdf>
- [37] RESU 16H Prime. LG Energy Solution: ESS Battery Division [online]. Australia: LG Energy Solution, 2021 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://www.lghomebattery.com.au/resu16hprime>
- [38] SANDELIC, Monika, Ariya SANGWONGWANICH a Frede BLAABJERG. Reliability evaluation of PV systems with integrated battery energy storage systems: DC-coupled and AC-coupled configurations. Electronics (Basel) [online]. BASEL: MDPI, 2019, 8(9), 1059 [cit. 2021-12-25]. ISSN 2079-9292. Dostupné z: <https://doi.org/10.3390/electronics8091059>
- [39] Sirius energy storage module technical data sheet. Kilowatt Labs [online]. New York: Kilowatt Labs [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://kilowattlabs.com/wp-content/uploads/2020/12/pdf/Kilowatt%20Labs%20Sirius-Technical%20Data%20Sheet-3550-48-B-1.7C-M-SD-A-X-X-G%20-v032021.pdf>
- [40] Statistika II. pol./2021 (k 1.1.2022): Centrální registr vozidel [online]. Ministerstvo dopravy, 2022 [cit. 2022-05-05]. Dostupné z: [https://www.mdcz.cz/Statistiky/Silnicni-doprava/Centralni-registr-vozidel/Statistika-II-pol-2021-\(k-1-1-2022\)?returnl=/Statistiky/Silnicni-doprava/Centralni-registr-vozidel](https://www.mdcz.cz/Statistiky/Silnicni-doprava/Centralni-registr-vozidel/Statistika-II-pol-2021-(k-1-1-2022)?returnl=/Statistiky/Silnicni-doprava/Centralni-registr-vozidel)
- [41] SVARC, Jason. BYD Battery Review. Clean Energy Reviews [online]. Australia: CER, 2021 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/byd-battery-review>
- [42] SVARC, Jason. Home Battery Storage Guide 2021. Clean Energy Reviews [online]. Australia: CER, 2021 [cit. 2021-10-24]. Dostupné z: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/home-solar-battery-cost-guide>
- [43] SVARC, Jason. LG RESU Battery Review. Clean Energy Reviews [online]. Australia: CER, 2021 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/lg-resu-solar-battery-review>

- [44] SVARC, Jason. Sonnen Battery Review. Clean Energy Reviews [online]. Australia: CER, 2020 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/sonnen-battery-review>
- [45] Systémové služby. ČEPS, a.s. [online]. Praha: ČEPS [cit. 2021-11-12]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/systemove-sluzby>
- [46] ŠTEFEK, Martin. Potencionální produkce elektrické energie ze střešních fotovoltaických elektráren v obci do 3000 obyvatel. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2019. 74 s. Vedoucí bakalářské práce Ing. Martin Paar, Ph.D.
- [47] TEST: Škoda Citigo-e iV. Fdrive [online]. fdrive, 2020 [cit. 2022-03-13]. Dostupné z: <https://fdrive.cz/clanky/test-skoda-citigo-e-iv-elektromobil-pro-masy-je-tady-4993>
- [48] TEST: Volkswagen e-Golf 35,8 kWh. Hybrid [online]. Hybrid, 2017 [cit. 2022-03-13]. Dostupné z: <https://www.hybrid.cz/test-volkswagen-e-golf-358-kwh-kdyz-se-koncernu-dari/>
- [49] The Covid-19 Crisis and Clean Energy Progress: Energy storage. IEA [online]. Paříž: IEA, 2020 [cit. 2021-10-24]. Dostupné z: <https://www.iea.org/reports/the-covid-19-crisis-and-clean-energy-progress/energy-integration#energy-storage>
- [50] Tsiropoulos, I., Tarvydas, D. and Lebedeva, N., Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications, EUR 29440 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-97254-6, doi:10.2760/87175, JRC113360. Dostupné z: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC113360>
- [51] Tušimická baterie v testování obstála. Skupina ČEZ [online]. Praha: ČEZ, 2021, 2021 [cit. 2021-10-29]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/tusimicka-baterie-v-testovani-obstala-139511>
- [52] VENEGAS, Felipe Gonzalez, Marc PETIT a Yannick PEREZ. Impact of Non-Systematic Electric Vehicle Charging Behaviour on a Distribution Substation. In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe) [online]. Bucharest, Romania: IEEE, 2019, 2019, s. 5 [cit. 2022-05-03]. Dostupné z: doi:10.1109/ISGTEurope.2019.8905710
- [53] Veřejná databáze (ČSÚ): Moravany (okres Brno-venkov). Český statistický úřad [online]. 2021 [cit. 2022-05-07]. Dostupné z: https://vdb.czso.cz/vdbvo2/faces/cs/index.jsf?page=profil-uzemi&uzemiprofil=31588&u=VUZEMI_43_583413#w=
- [54] Vyhláška č. 16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě §16.
- [55] WENIGER, Johannes, Tjarko TJADEN a Volker QUASCHNING. Sizing of residential PV battery systems. In: Energy Procedia [online]. 2014, s. 78-87 [cit. 2021-12-26]. ISSN 1876-6102. Dostupné z: <https://doi:10.1016/j.egypro.2014.01.160>
- [56] Závazné pokyny pro žadatele a příjemce podpory programu Nová zelená úsporám v rámci Národního plánu obnovy: Rodinné domy. Nová zelená úsporám [online].

Praha: Státní fond životního prostředí ČR, 2021 [cit. 2021-10-12]. Dostupné z:
<https://novazelenausporam.cz/dokument/2532>

[57] Závazné pokyny pro žadatele a příjemce podpory programu Nová zelená úsporám v rámci Národního plánu obnovy: Bytové domy. Nová zelená úsporám [online].

Praha: Státní fond životního prostředí ČR, 2021 [cit. 2021-10-12]. Dostupné z:
<https://novazelenausporam.cz/dokument/2533>

Zdroje dat

A. Hadi. Data predikcí spotřeby jednotlivých odběrných míst. Poskytnuto 6.5. 2022. [cit. 2022-05-24].

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

Zkratky:

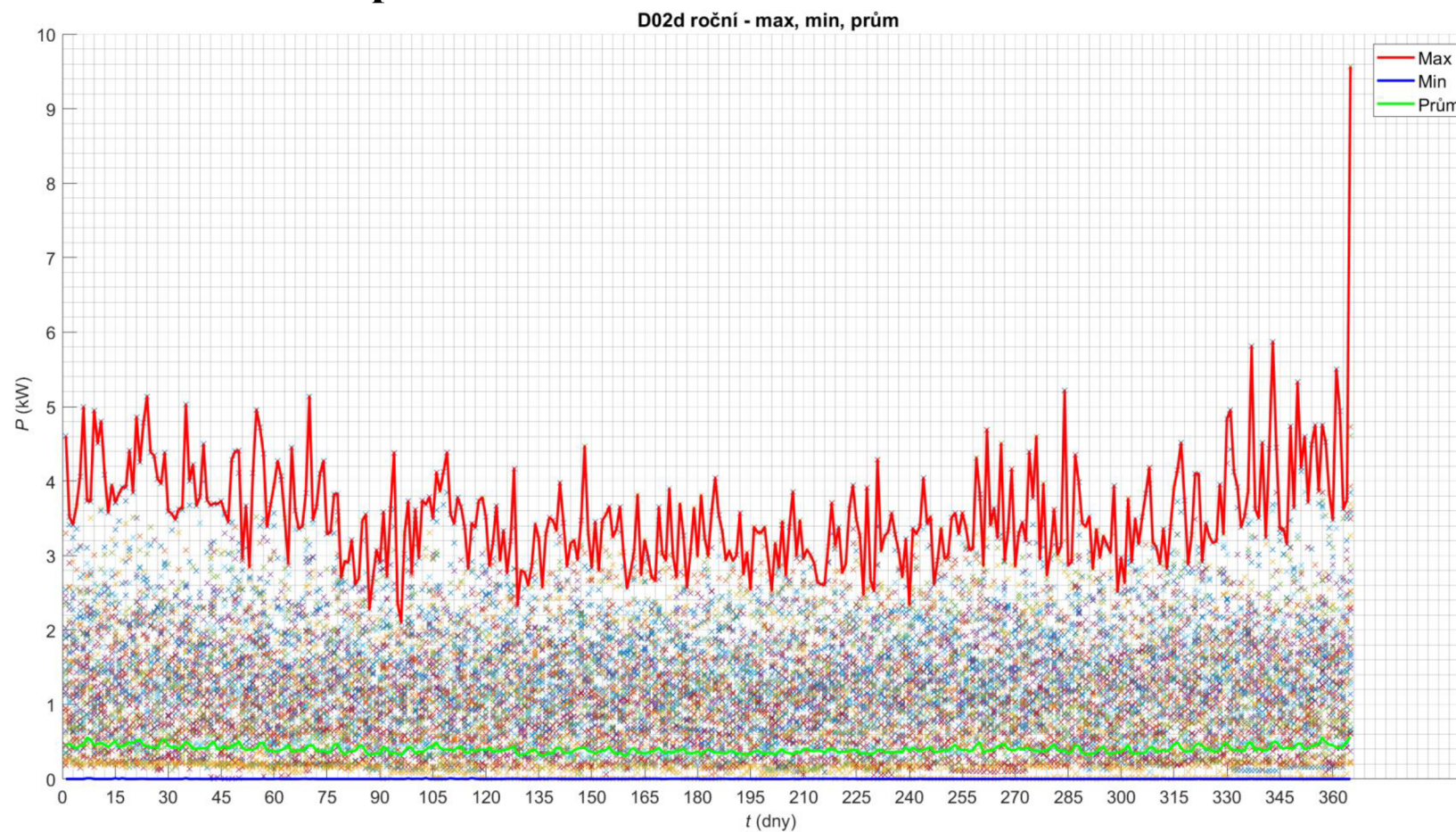
BEV	Bateriová elektrická vozidla
DS	Distribuční soustava
FCR	Frequency control reserves
LDS	Lokální distribuční soustava
MOO	Maloodběr obyvatelstvo
MOP	Maloodběr podnikatelé
NN	Nízké napětí
NZÚ	Nová zelená úsporám
OA	Osobní automobil
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PpS	Podpůrné služby
PS	Přenosová soustava
PVE	Přečerpávací vodní elektrárny
SoC	State of charge
SVR	Služby výkonové rovnováhy
SyS	Systémové služby
TDD	Typový diagram dodávek
TUV	Teplá užitková voda
UPS	Uninterruptible Power Source
VTE	Větrná elektrárna

SEZNAM PŘÍLOH

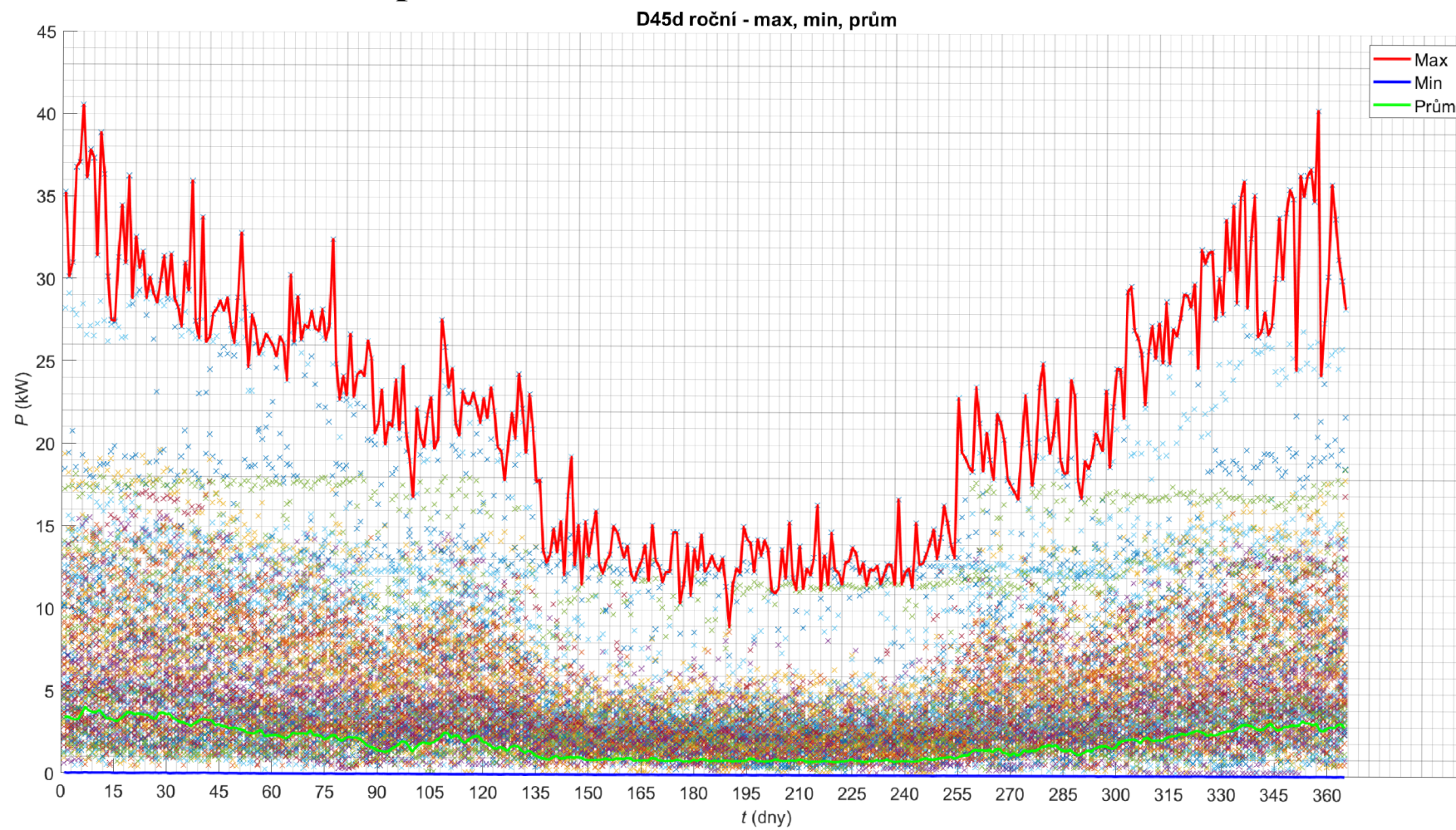
PŘÍLOHA A - ROČNÍ PRŮBĚHY MAXIM MĚŘENÝCH DAT	102
PŘÍLOHA B - PRŮBĚHY ZATÍŽENÍ NA TRANSFORMÁTORECH PRO VYBRANÉ VARIANTY SCÉNÁŘŮ.....	105

Příloha A - Roční průběhy maxim měřených dat

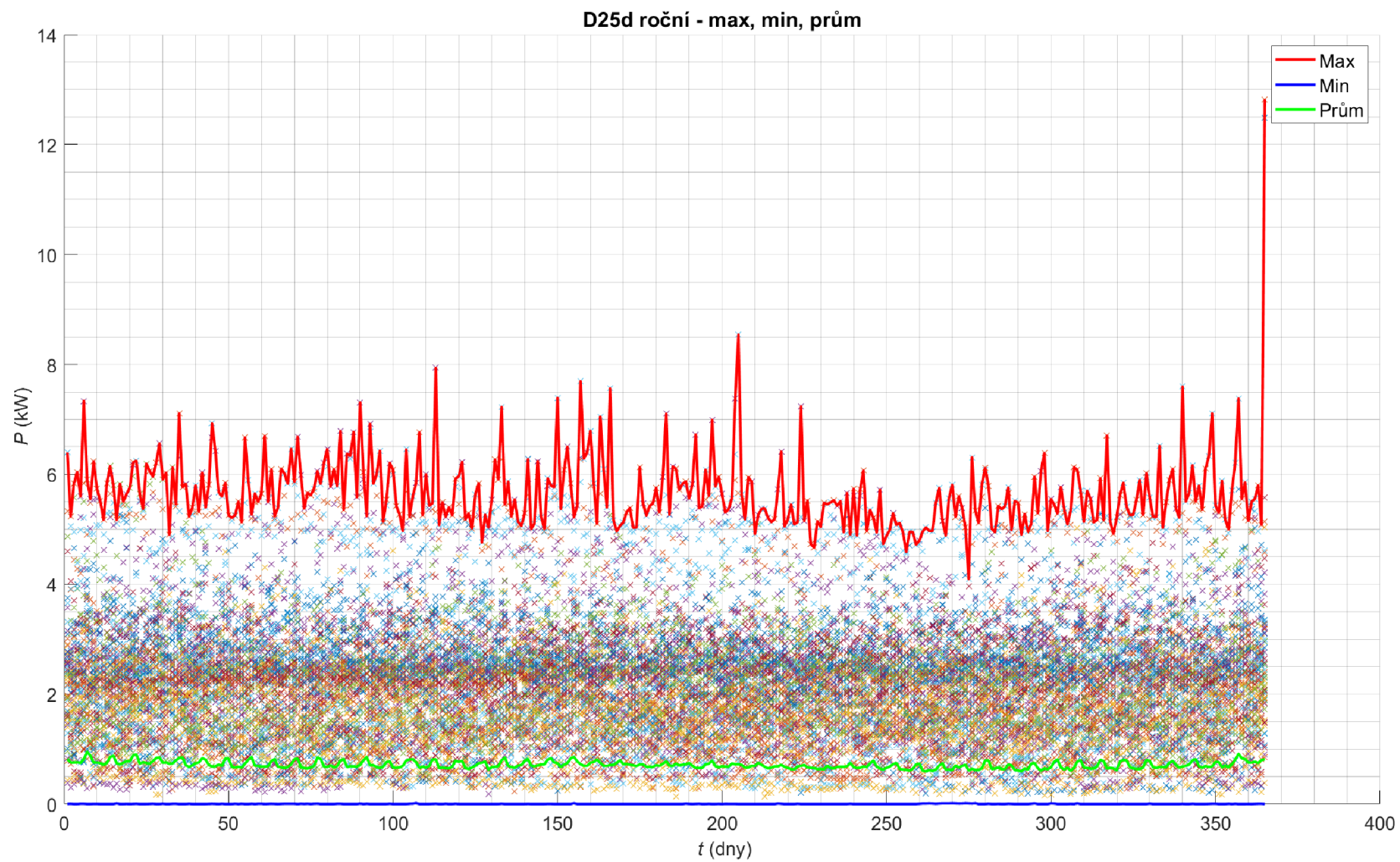
A.1 Roční maxima pro tarif D02d



A.2 Roční maxima pro tarif D45d

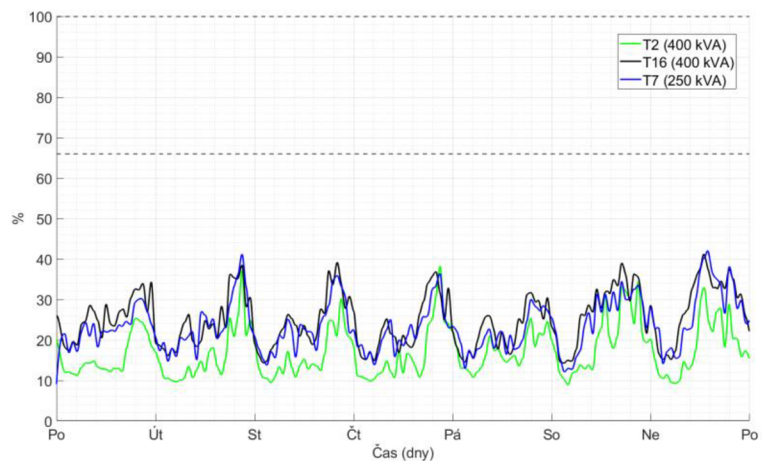
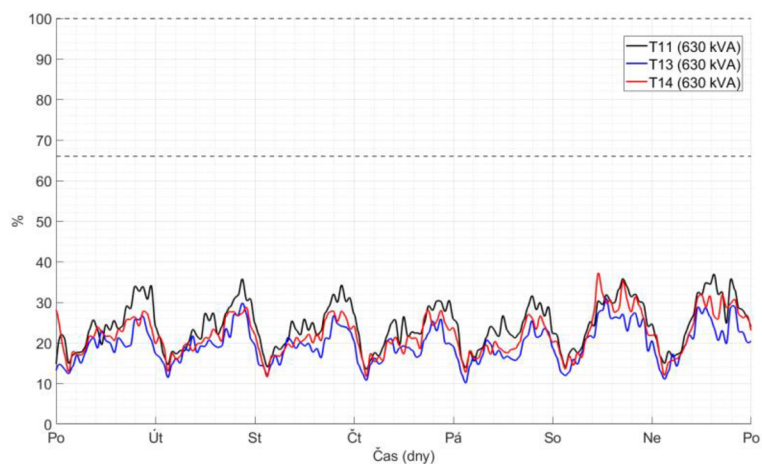
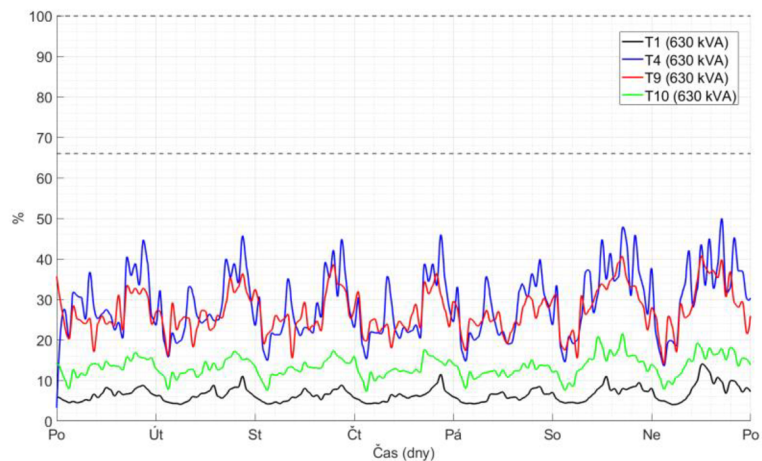


A.3 Roční maxima pro tarif D25d

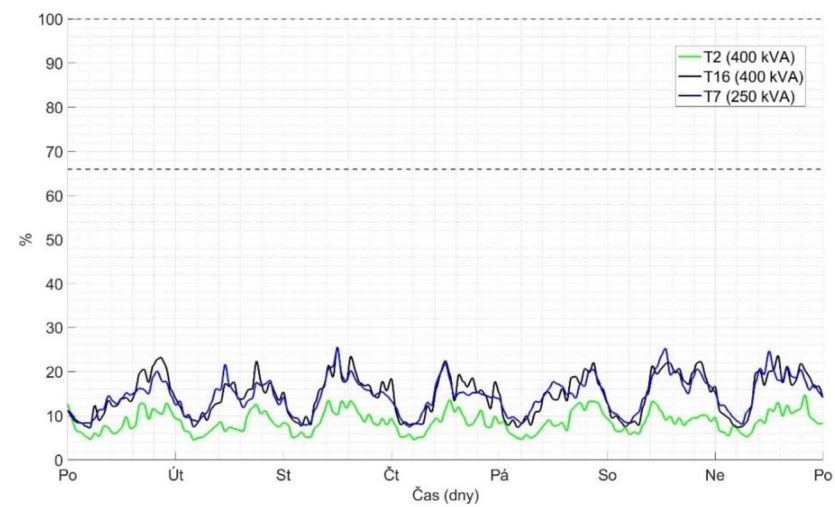
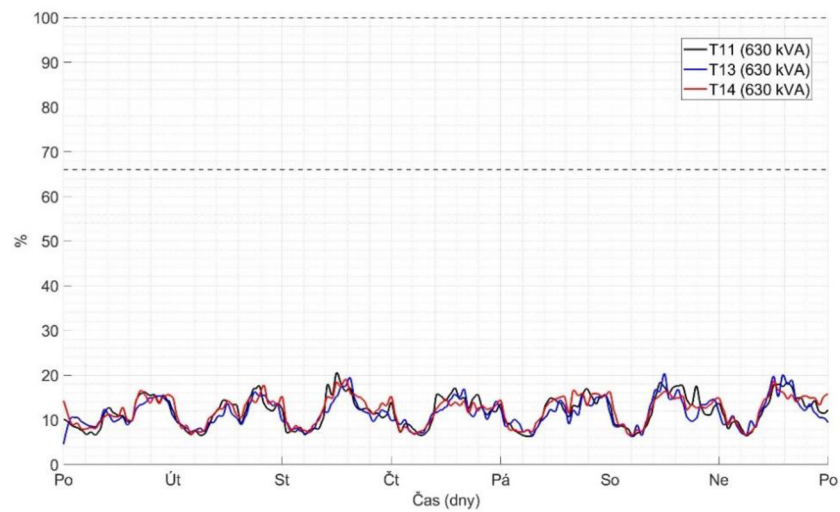
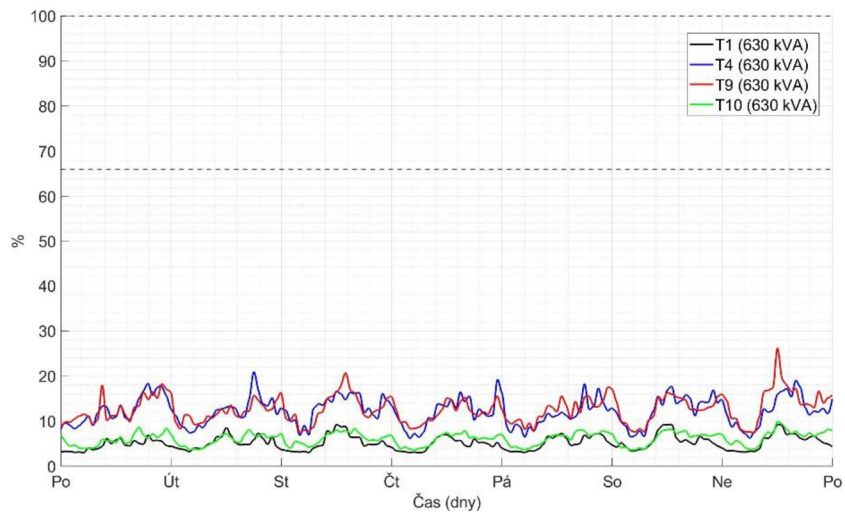


Příloha B - Průběhy zatížení na transformátorech pro vybrané varianty scénářů

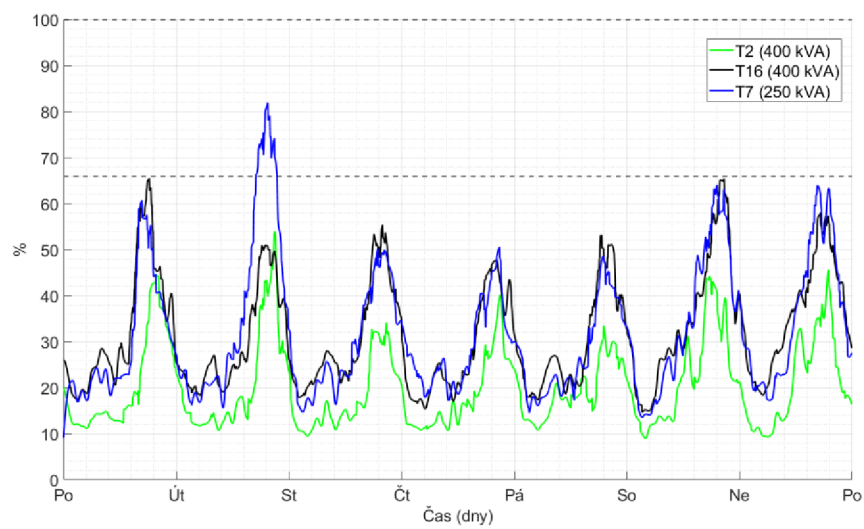
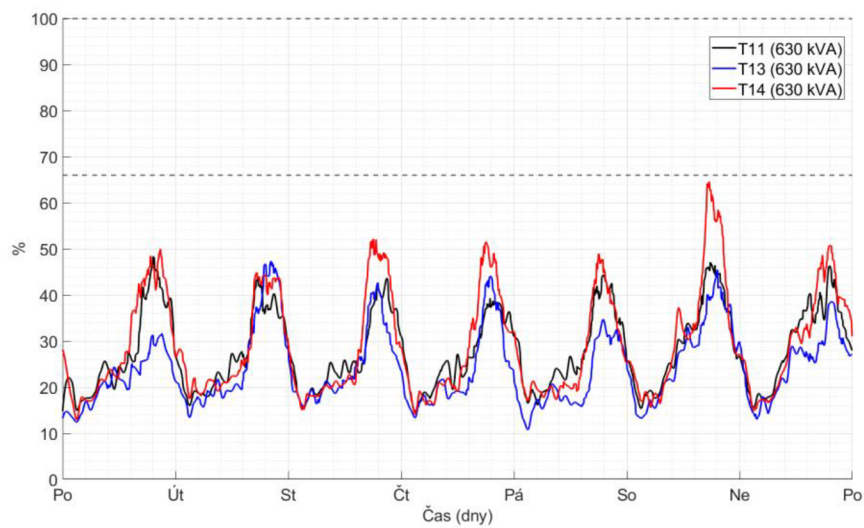
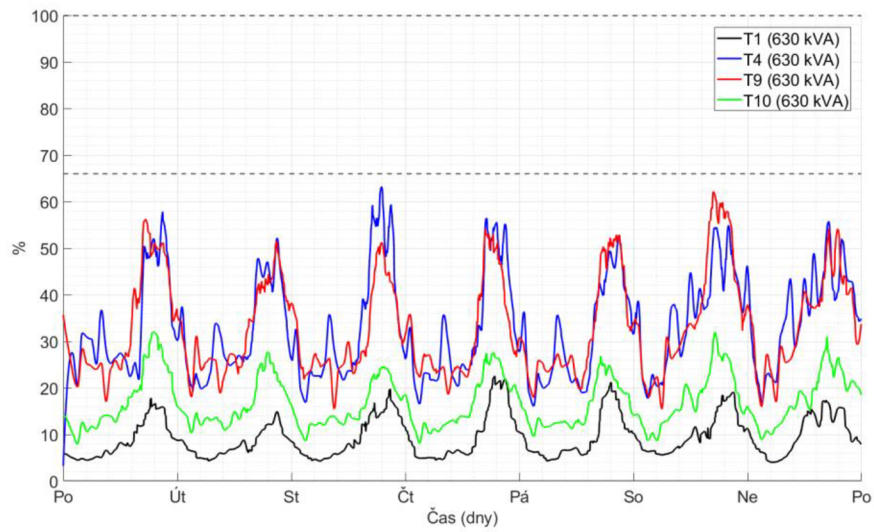
B.1 Základní zátěž - zima



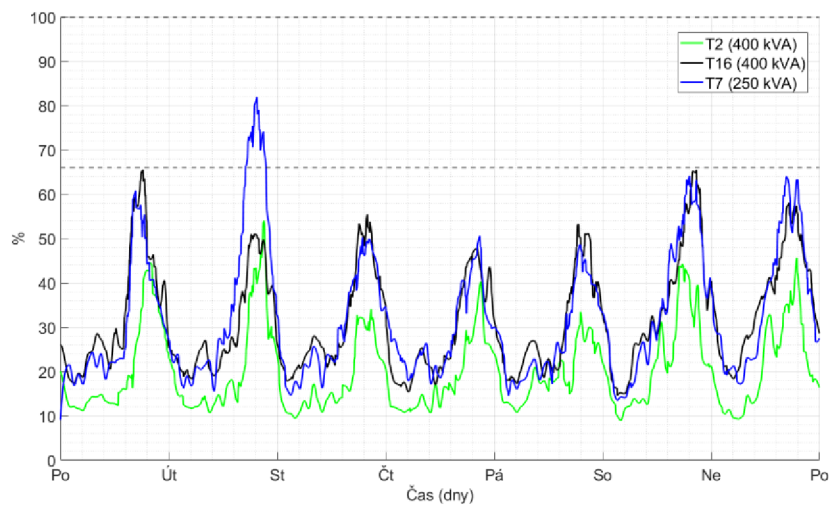
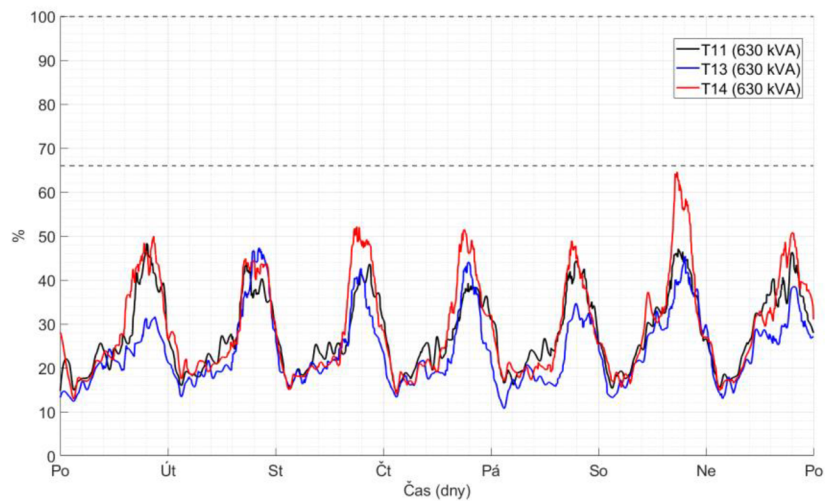
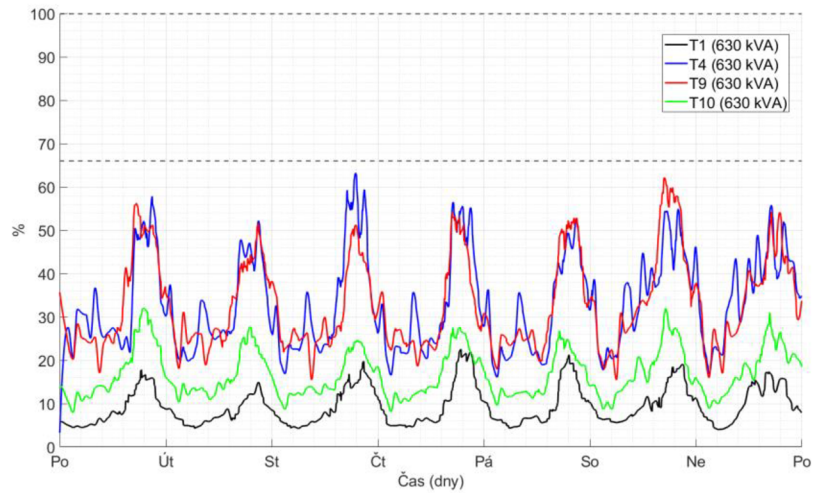
B.2 Základní zatížení - léto



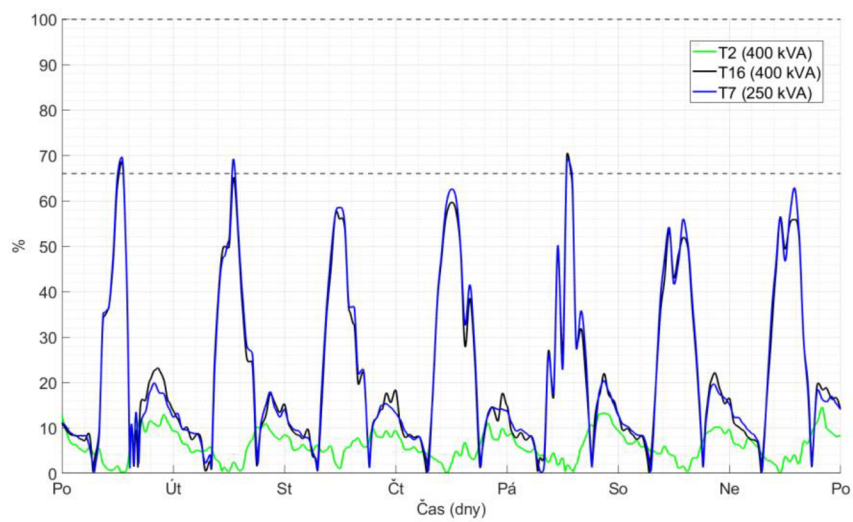
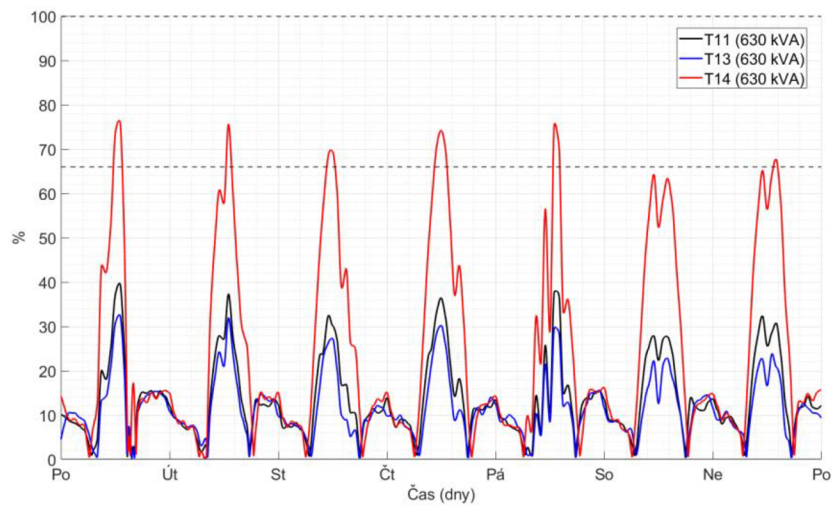
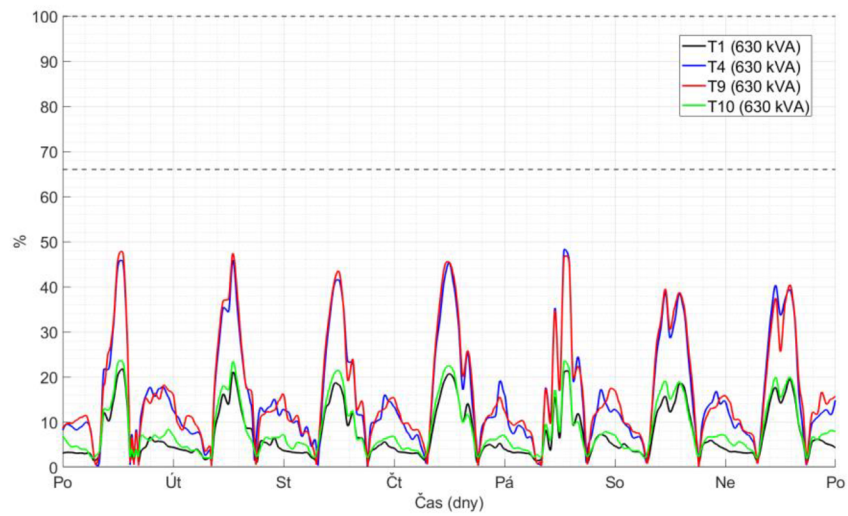
B.3 Zatížení 742 BEV (S2) - zima



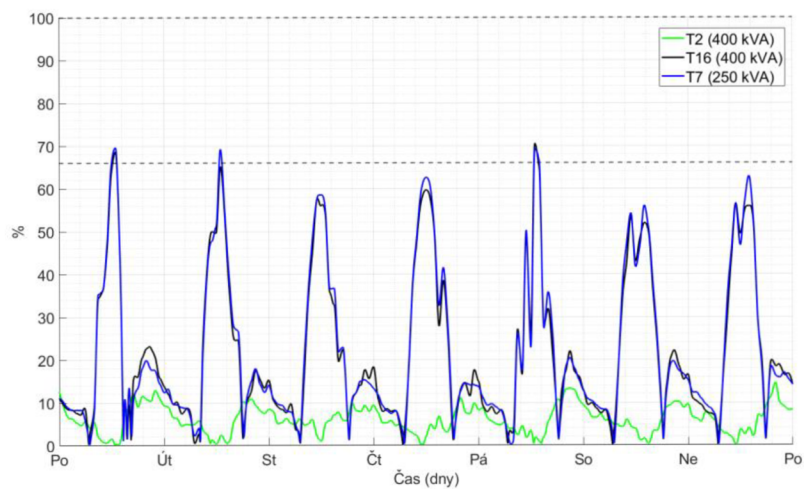
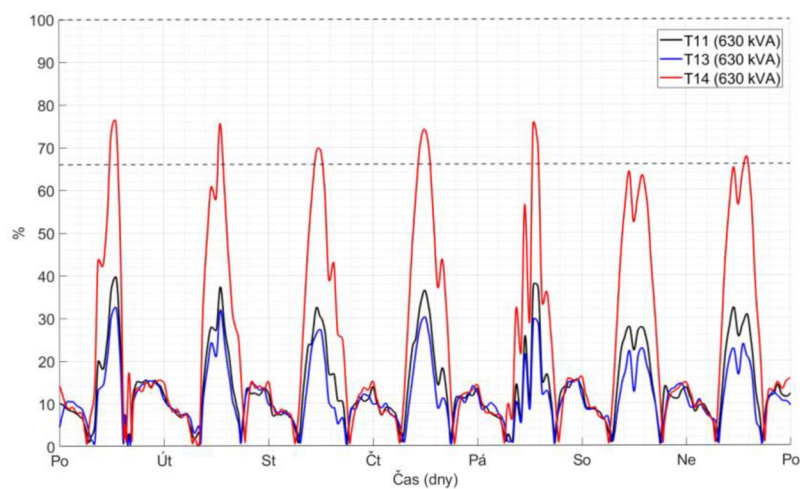
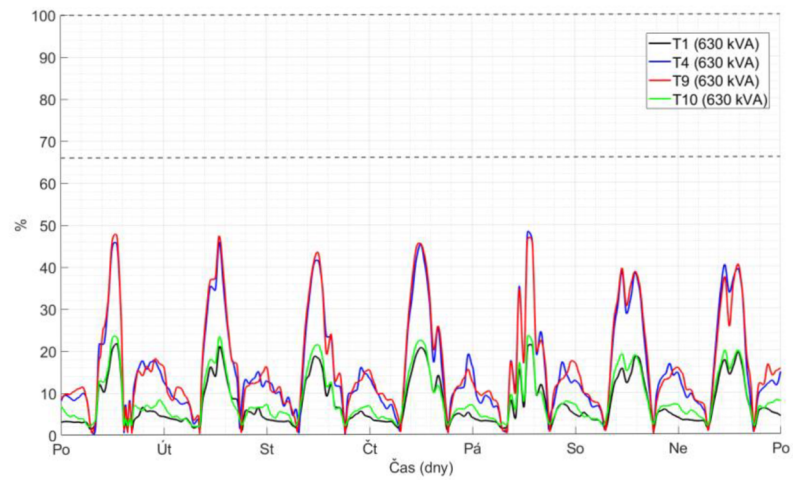
B.4 Zatížení 1778 BEV (V1) – zima



B.5 FVE max 5,5 kWp, bez baterie



B.6 FVE max 5,5 kWp, baterie 2 kWh/1 kWp, maximalizace vlastní spotřeby



B.7 FVE max 5,5 kWp, baterie 2 kWh/1 kWp, peakshave

