



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

PŘEDPOKLÁDANÁ OPATŘENÍ V SÍTÍ VN PRO NAPLNĚNÍ ZÁVĚRŮ NAP SG V OBLASTI OZE A ELEKTROMOBILITY

PROPOSAL OF MEASURES IN THE HIGH VOLTAGE NETWORK FOR THE IMPLEMENTATION OF
RENEWABLE SOURCES AND ELECTROMOBILITY ACCORDING TO SCENARIOS NAP SG

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Stanislav Navrátil

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Michal Ptáček, Ph.D.

BRNO 2021

Diplomová práce

magisterský navazující studijní program **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Stanislav Navrátil

ID: 195397

Ročník: 2

Akademický rok: 2020/21

NÁZEV TÉMATU:

Předpokládaná opatření v síti VN pro naplnění závěrů NAP SG v oblasti OZE a elektromobility

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Rešerše legislativy v oblasti OZE a elektromobility
2. Vytvoření modelu
3. Implementace předpokládaného množství OZE a nabíjecích stanic v roce 2040 a srovnání s dnešním stavem
4. Nutná opatření pro splnění kvalitativních parametrů dodávky elektrické energie

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího diplomové práce

Termín zadání: 8.2.2021

Termín odevzdání: 24.5.2021

Vedoucí práce: Ing. Michal Ptáček, Ph.D.

Konzultant: Ing. Tomáš Kolacia

doc. 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

Cílem této práce je seznámení s problematikou implementace OZE a elektromobility v souvislosti s rozvojem distribučních sítí vysokého napětí. Práce zpracovává nejdříve teoretické poznatky z této oblasti a následně je implementuje v praktické části. Ta zahrnuje vytvoření modelu sítě vn dle skutečného vzoru prostřednictvím výpočetního sw. Na něm je následně simulován předpokládaný vývoj vlivu OZE a elektromobility mezi lety 2020 až 2040.

KLÍČOVÁ SLOVA: decentralizovaná výroba, koncepční rozvoj sítí vn, obnovitelné zdroje, elektromobilita, NAP SG, Bizon Projektant

ABSTRACT

This thesis is focused on demonstrating the impact of the implementation of decentralized distributed energy sources (mainly RES) and electromobility technologies to electrical parameters in Czech medium voltage distribution network. Thesis is divided into two main chapters. First one is a brief theoretical summary of this problematic and the second one is a practical software simulation on a real medium voltage network. Proposed implementation scenarios are based on EU and national strategic plans for time period from 2020 to 2040.

KEYWORDS: renewable sources, electromobility, smart grids, analysis of medium voltage distribution grid, Bizon Projektant

Bibliografická citace

NAVRÁTIL, Stanislav. *Předpokládaná opatření v síti VN pro naplnění závěrů NAP SG v oblasti OZE a elektromobility* [online]. Brno, 2021 [cit. 2021-05-23]. Dostupné z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/134907>. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Michal Ptáček.

Prohlášení autora o původnosti díla

Jméno a příjmení studenta: *Stanislav Navrátil*

VUT ID studenta: *195 397*

Typ práce: *Diplomová práce*

Akademický rok: *2020/21*

Téma závěrečné práce: *Předpokládaná opatření v síti VN pro naplnění závěrů NAP SG v oblasti OZE a elektromobility*

Prohlašuji, že svou závěrečnou práci jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího 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.

V Brně dne: 24. května 2021

podpis autora

Poděkování

Děkuji vedoucímu diplomové práce panu Ing. Michalu Ptáčkovi, Ph. D. za odborný přístup k vedení práce a za čas, který byl ochoten věnovat konzultačním hodinám. Velmi si dále vážím navázané spolupráce se společností EG.D, a.s., kde mi Ing. Tomáš Kolacia poskytnul mnoho věcných informací k dané problematice. Tvorbu práce také velmi ulehčila společnost DAISY spol. s r. o., která mi zapůjčila výpočetní software Bizon Projektant. Poděkování náleží i Elišce Navrátilové za formální korekci práce.

V Brně dne: 24. května 2021

podpis autora

OBSAH

SEZNAM OBRÁZKŮ.....	7
SEZNAM TABULEK	8
SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK.....	9
1 ÚVOD.....	11
2 ÚVOD DO IMPLEMENTACE OZE A ELEKTROMOBILITY	12
2.1 LEGISLATIVA V OBLASTI OZE A ELEKTROMOBILITY.....	12
2.1.1 LEGISLATIVA EU	12
2.1.2 LEGISLATIVA ČR	14
2.2 PŘEDPOKLÁDANÝ VÝVOJ	15
2.2.1 STÁTNÍ ENERGETICKÁ KONCEPCE	15
2.2.2 NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁN PRO CHYTRÉ SÍTĚ	16
2.2.3 ODHADY PRO ROZVOJ OZE A ELEKTROMOBILITY	23
2.2.4 DOSAVADNÍ NAPLŇOVÁNÍ DANÝCH CÍLŮ	27
2.3 VYBRANÉ ZÁSADY PRO IMPLEMENTACI OZE A ELEKTROMOBILITY.....	28
2.3.1 OBECNÉ PODMÍNKY PRO PŘIPOJENÍ A PROVOZOVÁNÍ VÝROBEN ELEKTRINY V DS	28
2.3.2 STATICKÁ PODPORA SÍTĚ	30
2.3.3 PŘÍZPŮSOBENÍ ČINNÉHO VÝKONU	33
2.3.4 DYNAMICKÁ PODPORA SÍTĚ.....	34
2.3.5 DALŠÍ POŽADAVKY NA PARALELNÍ CHOD VÝROBEN K SÍTI.....	36
2.3.6 POŽADAVKY NA PŘIPOJENÍ DOBÍJECÍCH STANIC K DS.....	37
3 ANALÝZA VYBRANÉ SÍTĚ VN.....	38
3.1 OBECNÁ CHARAKTERISTIKA DANÉ SÍTĚ.....	38
3.1.1 POLOHA A CHARAKTER OBLASTI	38
3.1.2 STRUKTURA A TOPOLOGIE SÍTĚ	39
3.1.3 ANALÝZA STÁVAJÍCÍHO STAVU SÍTĚ VN PROSTŘEDNICTVÍM SW	41
4 SIMULACE IMPLEMENTACE OZE A ELEKTROMOBILITY V DANÉ SÍTI	44
4.1 METODIKA POUŽITÁ PŘI VÝPOČTU.....	44
4.1.1 METODIKA IMPLEMENTACE OZE	45
4.1.2 METODIKA IMPLEMENTACE ELEKTROMOBILITY	46
4.2 JEDNOTLIVÉ SCÉNÁŘE.....	47
4.2.1 SAMOSTATNÁ IMPLEMENTACE FVE.....	47
4.2.2 SAMOSTATNÁ IMPLEMENTACE ELEKTROMOBILITY	49
4.2.3 SAMOSTATNÁ IMPLEMENTACE ELEKTROMOBILITY S VLVEM KAPACITNÍHO ÚČINÍKU.....	52
4.2.4 SPOLEČNÁ IMPLEMENTACE FVE A ELEKTROMOBILITY	53
4.3 NÁVRH OPATŘENÍ A JEJICH VYHODNOCENÍ.....	56
4.3.1 POSÍLENÍ VEDENÍ	56
4.3.2 ŘÍZENÍ NABÍJECÍCH VÝKONŮ EV	57
4.3.3 UQ REGULACE	59
4.3.4 AKUMULACE.....	60
5 ZÁVĚR.....	62
POUŽITÁ LITERATURA	64
SEZNAM ELEKTRONICKÝCH PŘÍLOH	69

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 2-1: Regionální a lokální distribuční soustava [11].....	14
Obrázek 2-2: Vývoj podílu OZE na hrubé spotřebě do roku 2040 [14]	15
Obrázek 2-3: Ilustrace dopadu zavedení řízeného dobíjení [18].....	18
Obrázek 2-4: Odhad vývoje celkového instalovaného výkonu decentralních zdrojů v ČR dle NAP SG do roku 2040 v jednotlivých napětových hladinách [20].....	23
Obrázek 2-5: Odhad instalovaného výkonu decentralních zdrojů v sítích vn a nn v jednotlivých okresech k roku 2040 [20].....	24
Obrázek 2-6: Odhad vývoje počtu vozidel na elektrický pohon v ČR do roku 2040 [18].....	25
Obrázek 2-7: Odhad výkonových dopadů způsobených rozvojem elektromobility v jednotlivých regionech ČR dle vysokého scénáře v roce 2040 [18].....	26
Obrázek 2-8: Odhad denního zatěžovacího diagramu neřízené elektromobility zvýrazňující jednotlivé typy nabíjení [23]	26
Obrázek 2-9: Min. požadavky reg. Q při jmen. U pro synchronní VM kat. A2, B1, B2, C [33]....	31
Obrázek 2-10: Min. požadavky reg. Q při jmen. U pro nesynchronní VM kat. B2, C a D [33]	32
Obrázek 2-11: Pož. reg. Q při max. dodávce P_{max} pro nesynchronní VM kat. B2, C a D [33]	32
Obrázek 2-12: Příklad mezi pro maximální snížení dodávky P při podfrekvenci [33].....	33
Obrázek 2-13: Charakteristika udávající snížení P při nadfrekvenci	33
Obrázek 2-14: Příklad frekvenční odezvy činného výkonu na podfrekvenci u aku. zařízení [33]	34
Obrázek 2-15: FRT křivka závazná pro VM výkonových kategorií A1, A2, B1, B2 a C [33].....	35
Obrázek 2-16: Charakteristika schopnosti VM kat. A1, A2, B1, B2 a C překlenout krátkodobé nadpětí.....	35
Obrázek 3-1: Zjednodušené schéma dané sítě	40
Obrázek 3-2: Znázornění napětových a proudových poměrů při největším odběru (2020)	43
Obrázek 4-1: Souhrn výkonových poměrů v dané síti při implementaci DECE	48
Obrázek 4-2: Souhrn výkonových poměrů v dané síti při implementaci elektromobility	50
Obrázek 4-3: Znázornění napětových a proudových poměrů při největším rozšíření EV (2040) .	51
Obrázek 4-4: Znázornění vhodného rozsahu napětí na výstupu transformátoru vvn/vn	54
Obrázek 4-5: Souhrn výkonových poměrů v dané síti při implementaci EV a FVE (červenec).....	55
Obrázek 4-6: Souhrn výkonových poměrů v dané síti při implementaci EV a FVE (leden)	55
Obrázek 4-7: Souhrn výkonových poměrů znázorňující potenciál řízení nabíjecích výkonů.....	58
Obrázek 4-8: Souhrn výkonových poměrů znázorňující pot. akumulace na hlad. nn	61

SEZNAM TABULEK

<i>Tabulka 2-1: Rozdělení VM dle jmenovitých činných výkonů do kategorií dle [33]</i>	<i>28</i>
<i>Tabulka 2-2: Zjednodušený přehled pož. pro připojování VM dle jednotlivých kategorií [33]</i>	<i>29</i>
<i>Tabulka 2-3: Provozní frekvenční rozsah VM v sítích vn [33]</i>	<i>30</i>
<i>Tabulka 2-4: Rozsah napětí pro VM připojených do sítě vn [33].....</i>	<i>30</i>
<i>Tabulka 3-1: Souhrnné délky venkovních a kabelových vedení v dané síti.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabulka 3-2: Výkonové zastoupení transformátorů vn/nv v dané síti.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabulka 3-3: Údaje z měření na výstupu transformační stanice vvn/vn – pracovní dny 2020</i>	<i>41</i>
<i>Tabulka 3-4: Údaje z měření na výstupu transformační stanice vvn/vn – víkend 2020.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabulka 3-5: Energetické bilance soustavy během největšího zatížení (2020)</i>	<i>42</i>
<i>Tabulka 4-1: Předpoklad vývoje odebíraného proudu z transformační stanice 110/22 kV.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabulka 4-2: Odhad vývoje instalovaného výkonu FVE v dané síti vn (vysoký scénář)</i>	<i>46</i>
<i>Tabulka 4-3: Odhad vývoje maximálního souběžného zatížení elektromobilitou</i>	<i>46</i>
<i>Tabulka 4-4: Souhrn analýzy výkonových poměrů v dané síti při implementaci DECE.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabulka 4-5: Souhrn analýzy výkonových poměrů v dané síti při implementaci EV</i>	<i>50</i>
<i>Tabulka 4-6: Souhrn analýzy výkonových poměrů při implementaci EV s kap. účínkem odběru</i>	<i>53</i>
<i>Tabulka 4-7: Výkonové poměry na úsecích kmenové linky při maximálním rozvoji EV (2040)</i>	<i>57</i>
<i>Tabulka 4-8: Vliv U/Q regulace na konstatní napětí v připojovacím uzlu</i>	<i>59</i>

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

Označení	Popis
AMM	advanced metering managment
BEV	bateriové elektrické vozidlo
ČSN	česká technická norma
DCC	demand connection code
DECE	decentralizovaná energetika
DOUS	dálkově ovládaný úsekový spínač
DS	distribuční soustava
DTR	distribuční transformátor
DTS	distribuční trafostanice
ERU	Energetický regulační úřad
EV	elektrické vozidlo
FVE	fotovoltaická elektrárna
HDO	hromadné dálkové ovládání
HRT	hladinový regulátor transformátoru
KZL	kombinované zemní lano
MPO	ministerstvo průmyslu a obchodu
NAP SG	Národní akční plán pro chytré sítě
nn	nízké napětí
OZE	obnovitelné zdroje energie
PDS	provozovatel distribuční soustavy
PHEV	plug-in hybrid electric vehicle
PNE	podniková norma
PPDS	pravidla provozování distribuční soustavy
RFG	requierements for generators
SAFO	systém automatického frekvenčního odlehčování
SDOK	samonosný dielektrický optický kabel
SEK	státní energetická koncepce
VM	výrobní modul
vn	vysoké napětí
VTE	větrná elektrárna

Označení	Popis	Jednotka
ΔP	činné ztráty na vedení	W
ΔQ_0	jalové ztráty DTR naprázdno	var
ΔQ_k	jalové ztráty DTR nakrátko	var
ΔQ_t	jalový výkon spotřebovaný na DTR	var
ΔU	reálná složka úbytku napětí na vedení	V
$\Delta u_{max, vn}$	dovolená mez změny napětí při spínání VM na hladiny vn	%
Δu_{vn}	dovolená mez změny napětí při připojení VM do hladiny vn	%
$\cos \varphi$	účinník	-
G	zářivý výkon dopadající na jednotku plochy	W·m ⁻²
i_0	poměrný proud naprázdno	%
I_c	kapacitní proud vedení	A
$I_{\check{c}}$	odebíraný činný proud (modul)	A
I_j	odebíraný jalový proud (modul)	A
I_k	jalový proud dodávaný výrobním modulem (modul)	A
P_d	návrhový výkon zdroje	W
$P_{dodávka}$	činný výkon dodávaný z uzlu	W
$P_{odběr}$	činný výkon odebíraný v uzlu	W
$Q_{balance}$	celková bilance jalového výkonu na prvcích DS	var
$Q_{dodávka}$	jalový výkon dodávaný z uzlu	var
$Q_{odběr}$	jalový výkon odebíraný v uzlu	var
R	ohmický odpor vedení	Ω
$SAIDI$	průměrná systémová doba trvání přerušení dodávky el. energie	min
$SAIFI$	průměrná systémová četnost přerušení dodávky elektrické energie	rok ⁻¹
S_{inst}	instalovaný zdánlivý výkon	kVA
u_k	poměrné napětí nakrátko	%
U_n	jmenovitá hodnota sdruženého napětí	V
X	reaktance vedení	Ω
γ	výkonové zatížení	%
γ_{K2}	výkonové zatížení úseku K2	%
γ_T	výkonové zatížení transformátoru	%
Z	impedance	Ω

1 ÚVOD

Elektrizační soustava ČR je již od svého vzniku koncipována pro provoz s myšlenkou centrální výroby elektrické energie pomocí klasických energetických zdrojů. V současné době ale napříč tomu dochází k nezanedbatelné implementaci decentrálních zdrojů (DECE), které se často vyznačují nestálým charakterem dodávky. V kombinaci s tím je stále více prosazován trend přechodu na dopravu pomocí elektromobility, což pro distribuční sítě (DS) klade nové technické požadavky. Cílem této práce je upozornit na potenciální problémy vycházející z těchto koncepčních změn a porovnat jejich možné způsoby řešení tak, aby byly zaručeny dostatečné standardy dodávky elektrické energie. Konkrétně se diplomová práce zabývá těmito jevy především na úrovni hladiny vysokého napětí (vn).

Tato práce zároveň využívá spolupráce provozovatele distribuční soustavy EG. D, a.s. Podporu dále poskytla i společnost DAISY spol. s r. o. prostřednictvím zapůjčení licence výpočetního softwaru Bizon Projektant.

Diplomová práce je rozdělena na teoretickou a praktickou část. V teoretické části je nejprve zpracován stručný souhrn k platné státní a evropské legislativě, týkající se dané problematiky. Dále je zde věnována kapitola předpokládanému vývoji decentrálních zdrojů a elektromobility mezi lety 2020 až 2040. Poslední část se týká vybraných technických zásad pro implementaci decentrálních zdrojů (především OZE) a zařízení pro elektromobilitu do distribučních sítí.

Praktická část se následně věnuje uplatnění poznatků z teoretické rešerše pro demonstraci těchto principů na sw modelu skutečné sítě vysokého napětí. Prováděné analýzy se zaměřují především na popis výkonových a napěťových poměrů v dané soustavě. Na konci jsou následně navržena opatření pro zachování kvalitativních parametrů dodávky elektrické energie.

Hlavní zdroje, ze kterých práce čerpá, jsou státní koncepční dokumenty, jako je Národní akční plán pro chytré sítě, Státní energetická koncepce z roku 2015 a související legislativa. Z technických dokumentů to pak jsou především Pravidla provozování distribučních sítí a příslušné české a podnikové technické normy.

2 ÚVOD DO IMPLEMENTACE OZE A ELEKTROMOBILITY

2.1 Legislativa v oblasti OZE a elektromobility

Se silícími požadavky na udržitelný rozvoj v moderní lidské společnosti je potřeba tyto myšlenky ukotvit také legislativně. Následující kapitola má tedy za úkol v krátké rešerši shrnout tuto problematiku v oblasti OZE a elektromobility, a to sestupně od úrovně Evropské unie až po aplikaci na úrovni národní.

2.1.1 Legislativa EU

Evropská unie je jedním z hlavních světových iniciátorů ekologické energetiky. Za to hovoří například její ambiciózní cíle jako zvýšit podíl konečné spotřebované energie z obnovitelných zdrojů na 32 % do roku 2030 nebo dosáhnout uhlíkové neutrality v rámci EU do roku 2050 [1].

Mezi hlavní nástroje, které EU používá pro prosazování nové legislativy v jejich členských zemích, jsou právní akty nařízení a směrnice. Rozdíl mezi nimi spočívá ve formě aplikování do národních legislativ. Zatímco nařízení se automaticky uplatňují ve svém celém rozsahu, tak směrnice stanovují pouze společný závazný cíl, ale opatření pro jeho splnění si už členské státy řeší individuálně [2].

Posledním velkým legislativním aktem EU v rámci problematiky této práce je tzv. „Zimní balíček“ [3] (v originále: Clean Energy for All Europeans), což je souhrn legislativních návrhů z oblasti energetiky. Pomocí těchto návrhů chce EU plnit závazky vycházející z Pařížské dohody z roku 2015. Mezi vybrané body Zimního balíčku, které se týkají oblasti OZE a elektromobility patří:

Směrnice 2018/844/EU

Tato směrnice se zabývá mimo jiné rozvojem infrastruktury dobíjecích stanic pro elektromobily, tím že stanovuje rámcové požadavky na jejich minimální počty v určitých objektech. Konkrétně se tyto požadavky mají týkat jiných než obytných budov, které mají více než 10 parkovacích míst. V tomto případě směrnice udává povinnost instalovat minimálně jednu dobíjecí stanici a ke každému pátému parkovacímu místu vybudovat elektrickou síť pro její budoucí připojení [4].

Revize směrnice 2009/28/ES

Směrnice stanovuje závazné národní cíle v oblasti podílu obnovitelných zdrojů na konečné spotřebě elektrické energie u zákazníků a v dopravě. Směrnice také definuje potřebné termíny a výpočetní postupy pro určení těchto ukazatelů. Česká republika má podle tohoto dokumentu stanovený podíl energie z OZE na konečné spotřebě energie v roce 2020 na 13 % (v roce 2005 byl tento podíl roven 6,1 %). Prostředkem pro naplnění těchto cílů má být tržní podpoření výroby OZE a zjednodušení povolovacích postupů pro jejich připojení k elektrizační síti [5].

Dalším důležitým prvkem pro harmonizaci technických elektroenergetických předpisů na území EU jsou tzv. síťové kodexy. Na jejich tvorbě podle nařízení 714/2009 ve velké míře spolupracuje organizace ENTSO-E. Tyto kodexy mají obecně závazný charakter pro členské státy na rozdíl od dříve vydávaných provozních příruček organizace ENTSO-E, které byly na dobrovolné bázi. Většina kodexů byla schválena do roku 2018. Pro problematiku této práce jsou významné následující z nich [6]:

Kodex pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě 2016/631

Tento dokument, také nazýván jako RfG (Requirement for Generation), má za cíl především zvládnout integraci zdrojů elektrické energie do elektrické soustavy, a tím zaručit bezpečnost jejího provozu. Dochází zde k rozdělení výrobních modulů z oblasti distribuované výroby do kategorií dle jejich jmenovitých činných výkonů a dle toho, zda mají synchronní nebo nesynchronní charakter. Pro tyto jednotlivé kategorie jsou pak následně definovány parametry, které je nutné dodržet v případě žádosti o připojení do elektrizační soustavy. Mezi tyto parametry patří například frekvenční rozsahy, regulovatelnost činného výkonu, schopnost práce při odchylce od nominální hodnoty napětí, schopnost přifázování nebo dodávka jalového výkonu a jeho regulace [7].

Kodex pro připojení spotřeby k síti 2016/1388

Nařízení označováno zkratkou DCC (Demand Connection Code), definuje pravidla pro připojení nových odběrných zařízení na úrovni přenosové a distribuční soustavy. Jsou zde uvedeny především závazné požadavky na schopnost daného zařízení pracovat při odchylkách od jmenovité hodnoty napětí a frekvence, požadavky na zkratové poměry v síti a na odebíraný jalový výkon [8].

Problematika síťových kodexů RfG a DCC je detailněji rozebrána v kapitole 2.3, věnující se především Pravidlům provozování distribučních soustavy (PPDS). Tento dokument zmíněná nařízení EU přejímá v plném rozsahu a částečně je upravuje pro podmínky ČR.

2.1.2 Legislativa ČR

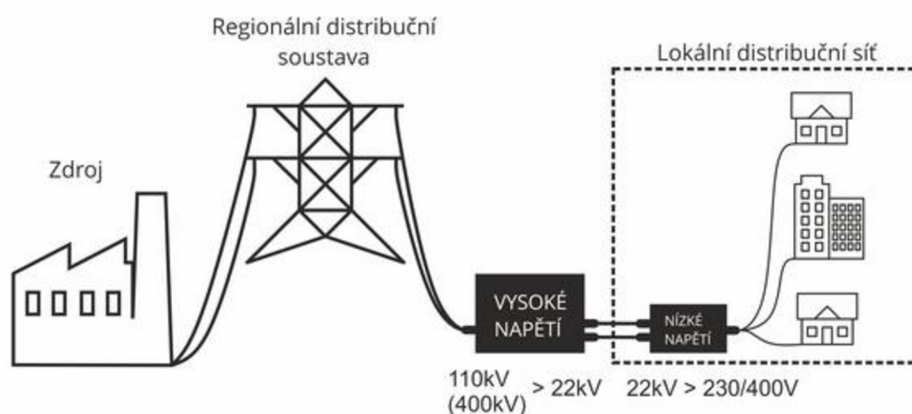
Za legislativu v oblasti energetiky na národní úrovni zodpovídají především Ministerstvo průmyslu a obchodu (MPO) a Energetický regulační úřad (ERU). Mezi nejvýznamnější legislativní akty ČR v rámci problematiky této práce patří:

Zákon č. 458/2000 Sb. (Energetický zákon)

Energetický zákon je základním právním předpisem stanovující podmínky podnikání a výkon státní správy v energetických odvětvích. Zároveň jsou do něj implementovány příslušné legislativní akty Evropské unie. Dle něj je například dána povinnost zpracovávat Státní energetickou koncepci (SEK) a Národního akčního plánu pro chytré sítě (NAP SG). Je zde také definováno zvýhodnění výkupních cen energie z OZE (zelený bonus) [9].

Vzhledem k počtu novelizací, kterými tento zákon již prošel, je v roce 2021 očekáván návrh nového energetického zákona. Ten by měl implementovat novou legislativu EU (např. „Zimní balíček“). Bude tedy více odpovídat postupnému trendu decentralizace výroby elektrické energie. Nově by měl zahrnovat například legislativní ukotvení akumulace el. energie nebo nových účastníků trhu s energií, jako je „agregátor“, „aktivní zákazník“, „energetické společenství“ a „provozovatel akumulačního zařízení“. Ti budou moci prostřednictvím interakcí mezi sebou samostatně nakupovat i prodávat na trhu s energií [10]. Pro příklad lze uvést založení energetického společenství v rámci sousedství, což v kombinaci s mikrozdroji poskytuje předpoklad k omezení přetoků elektrické energie do sítě (mimo dané energetické společenství). To je často omezující faktor při návrhu nových mikrozdrojů.

Dalším významným krokem k decentralizaci, se kterým počítá věcný záměr nového energetického zákona, je širší legislativní vymezení rozdělení distribučních sítí dle jejich charakteru na regionální, lokální a uzavřené (viz obrázek 2-1) [10]



Obrázek 2-1: Regionální a lokální distribuční soustava [11]

Zákon č. 165/2012 Sb.

Takzvaný „Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů“ je zaměřen na legislativní vymezení podpory obnovitelných zdrojů elektrické energie. Zajišťuje například vytváření Národního akčního plánu pro obnovitelné zdroje a definuje podporu OZE prostřednictvím zvýšení výkupních cen, zeleného bonusu a dotací za takto vyrobenou energii. Zároveň se však snaží omezit některé negativní vlivy OZE. Například omezuje cílené energetické využití biomasy, která byla vypěstována na orné půdě [12].

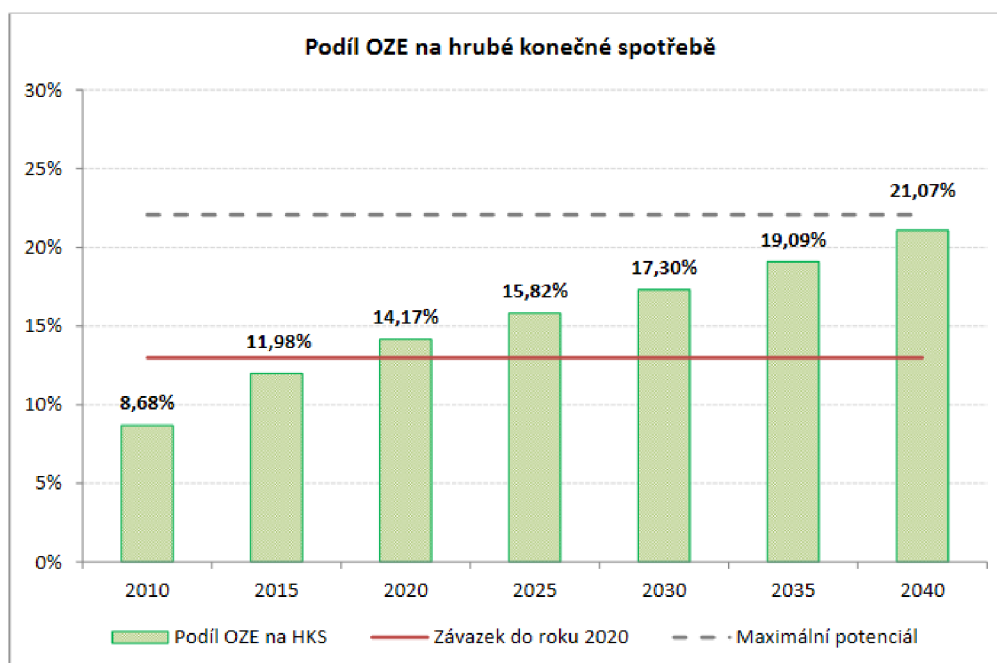
2.2 Předpokládaný vývoj

Následující kapitoly jsou věnovány odhadům rozvoje v oblasti obnovitelných zdrojů a elektromobility na národní úrovni během následujících dvaceti let. Podkapitoly jsou tvořeny krátkými výtahy z národních strategických a koncepčních dokumentů, které se týkají dané problematiky. V závěru je pak zhodnoceno dosavadní naplňování dříve daných cílů, aby tím mohla být popsána jejich relevance.

2.2.1 Státní energetická koncepce

Státní energetická koncepce (SEK) je jedním z hlavních národních strategických dokumentů zabývajících se vývojem energetiky. Je definována zákonem č. 406/2000 Sb. [13]. (Zákon o hospodaření energií) a je na návrh Ministerstva průmyslu a obchodu schvalován vládou. Jejím obecným cílem je zajistit na národní úrovni bezpečnou, konkurenceschopnou a trvale udržitelnou energetiku. Koncepce je tvořena na nadcházejících 25 let a naplňování jejich cílů je vyhodnocováno nejméně v pětiletých intervalech. Aktuální verze SEK v době tvorby této práce byla schválena v roce 2015. Jelikož se do tohoto dokumentu implementuje klimaticko-energetické cíle Evropské unie, které byly v roce 2019 navýšeny tzv. „Zimním energetickým balíčkem“ (viz kapitola 2.1.1), je v příštích letech očekávána aktualizace tohoto dokumentu [10].

Na obrázku 2-2 je znázorněn předpoklad SEK ohledně podílu OZE na hrubé konečné spotřebě, který zahrnuje cíl směrnice EU 2009/28/ES (viz kapitola 2.1.1).



Obrázek 2-2: Vývoj podílu OZE na hrubé spotřebě do roku 2040 [14]

Jelikož je problematika SEK podrobněji zastoupena v dílčích národních akčních plánech, tak bude blíže popsána v následujících kapitolách, které se jimi zabývají.

2.2.2 Národní akční plán pro chytré sítě

Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG) [15] byl zpracován v roce 2015 jako jeden z nástrojů pro prosazování Státní energetické koncepce z roku 2015 v oblasti státní správy. Ministerstvo průmyslu a obchodu tak prostřednictvím NAP SG upřesňuje postupy naplňování cílů SEK související s rozvojem tzv. „chytrých sítí“. V reakci na novou klimaticko-energetickou legislativu EU (zimní balíček) a její národní implementaci (Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu) byla v roce 2019 schválena aktualizace NAP SG [16].

Chytrá síť

Pro celistvost práce bude v této kapitole rámcově vymezen termín chytrá síť:

Chytrá síť (v legislativě se také často používá synonymum inteligentní) je podle obecné definice NAP SG [16] přenosová nebo distribuční soustava umožňující především:

- řízení výroby, spotřeby, akumulace a toků elektrické energie v reálném čase
- obousměrnou interaktivní komunikaci
- vzájemné poskytování služeb se soustavou a prostřednictvím soustavy
- aktivní chování zákazníků a dalších uživatelů soustavy

Konkrétní kritéria chytré sítě jsou pak uvedeny v příloze 1 NAP SG [16]. V souvislosti s tématem této práce jsou důležité následující z nich:

- silová zařízení pro přenos, transformaci a distribuci elektrické energie o napětí 1 kV a vyšším
 - mají zokruhovány části provedené kabelovým vedením
 - mají zokruhována kmenová vedení s paprskovými odbočeními do rozsahu dle PPDS
- řídicí, měřicí a dispečerská technika
 - zajišťuje funkce ochran
 - umožňuje provádět dálkově manipulace v soustavách i napětí 1 kV a vyšším
 - zajišťuje získávání a přenosy dat (měření, signalizace, ovládání)
 - umožňuje plnou automatizaci všech úkonů pro řízení chodu soustavy, u kterých není z bezpečnostních důvodů nutnost provedení dispečerem
- měření a řízení toků činných a jalových výkonů
- spolupráce soustavy se zařízením výroben, zákazníků a zařízení akumulace (frekvenční a nefrekvenční služby)
- soustava dále umožňuje
 - bezpečný provoz
 - integraci nových technologií (DECE, elektromobilita, akumulární zařízení)
 - dodávku energie o požadované kvalitě a spolehlivosti
 - obchodníkům s elektřinou vytvářet přiměřeně rozsáhlé portfolio produktů (např. dynamické tarify)

V souvislosti s touto definicí chytré sítě jsou obecné strategické cíle aktualizovaného NAP SG [16]:

- vytvořit podmínky pro vyšší penetraci decentralizovaných zdrojů elektřiny (zejména OZE), akumulace a elektromobility (dle Vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu)
- zvýšit spolehlivost, kvalitu a bezpečnost dodávek elektrické energie
- zajistit vyšší dostupnost informací zákazníkům.

Vzhledem k těmto cílům jsou v NAP SG sepsány dílčí kroky pro jejich realizaci v budoucích deseti až dvaceti letech. Pro průběžné plnění těchto dílčích kroků slouží tzv. „Zadávací listy“ (NAP SG příloha 2), které obsahují konkrétní projekty (realizační, podpůrné, pilotní) s daným harmonogramem a realizátorem projektu. V následující části této kapitoly budou popsány jednotlivé problémy, kterými se NAP SG [16] zabývá a v návaznosti budou uvedeny projekty vedoucí k jejich řešení.

Flexibilita (agregace)

Flexibilita je v elektroenergetice definována jako schopnost změnit množství odebírané nebo dodávané elektřiny do el. sítě v daném časovém intervalu navzdory dohodnutým diagramům odběru nebo dodávky. Důležitost této výkonové rezervy vychází už ze základního pravidla energetiky, kdy se výroba musí rovnat spotřebě, jinak hrozí zhoršení kvality dodávky energie (změna frekvence). Účastník trhu, který poskytuje flexibilitu svého zařízení jako podpůrnou nebo ostatní službu, se pak nazývá agregátor.

S nárůstem podílu decentralizované výroby (především OZE) na celkové spotřebě pak hrozí snížení rezervy flexibility. Decentrální zdroje jsou totiž často motivovány provozní podporou pro maximalizaci výroby, tím se ale snižuje jejich potenciál ke kladné flexibilitě. Tento jev může dále prohloubit i nerovnoměrný charakter dodávky některých OZE. Snížení flexibility může být dále způsobeno i na straně spotřeby. Rozšíření elektromobility bez příslušné regulace (např. pomocí nových tarifů) může vést ke vzniku odběrových špiček, na které nebudou stačit dosavadní výkonové rezervy.

Další potenciální ohrožení vlivem decentralizace výroby el. energie vzniká v systému automatického frekvenčního odlehčování (SAFO). Tento systém slouží jako jeden z posledních ochranných prvků pro zamezení blackoutu při překročení meze flexibility soustavy. V případě větších systémových poruch dochází díky SAFO k odpojování vývodů (zátěže) na hladinách vn. Tím se vyrovnává rovnováha mezi výrobou a spotřebou. Vlivem rozšíření decentralizované výroby na hladinách nn a vn však hrozí, že systém bude odpojovat se zátěží i velké množství výroby, což může výrazně snížit jeho efektivitu.

Pilotní projekt Agregace flexibility na straně spotřeby zapojených do vn a nn (zadávací list č. 10)

Cílem je ověřit využitelnost agregátorů flexibility na straně spotřeby v hladinách vn a nn. Provedení spočívá ve vytvoření týmu subjektů jejíž součástí budou poskytovatel flexibility, obchodník-agregátor, PDS a PPS. Výsledkem bude vyhodnocení efektivity tohoto záměru a definice technických a legislativních podmínek pro využití v praxi. Zadávací list uvádí zahájení tohoto projektu v roce 2019 a jeho realizaci do roku 2023.

Realizační projekt frekvenčního odlehčování (zadávací list č. 5)

Cílem projektu je navrhnout a realizovat řešení problémů souvisejících se zmenšením efektivity SAFO v důsledku rozvoje decentralizované výroby. Jedním z navrhovaných řešení je využití inteligentních prvků sítě, díky kterým se budou odpojovat vývody obsahující jen spotřebu, nebo přímo odběry na hladině nn [17]. Realizace pilotního projektu je naplánována na rok 2022. S implementací aktualizovaných systémů frekvenčního odlehčování se pak předběžně počítá do roku 2030.

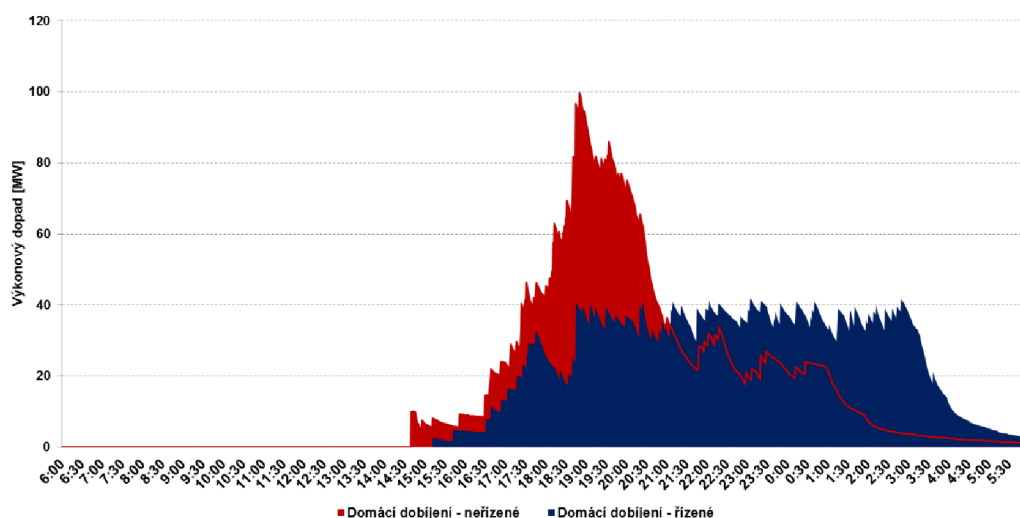
Elektromobilita

V následujících deseti letech předpokládá NAP SG, vlivem kombinace klesajících pořizovacích nákladů elektromobilů a rozsáhlých dotačních programů v rámci elektromobility, rozvoj této oblasti dopravy. Již v roce 2025 plán očekává nezanedbatelné výkonové dopady na PDS, především v podobě odběrových špiček a nedostatečné infrastruktury pro dobíjecí stanice. Vznik zmíněných odběrových špiček je způsoben podobností denních harmonogramů majitelů elektromobilů, kdy vzniká požadavek na nabíjení v podobnou denní dobu (např. po příjezdu domů z práce). Řešením je buď cenově motivovat zákazníky k nabíjení mimo exponovaný čas (např. pomocí tarifů), nebo implementovat inteligentní technologie využívající vzájemné komunikace mezi dobíjecí stanicí a elektrizační soustavou k přizpůsobení aktuálního dobíjecího výkonu. Modelové uplatnění tohoto principu je zobrazeno v obrázku č. 2-3.

Na druhou stranu NAP SG uvádí potenciální možnost rozvoje trhu s flexibilitou vlivem rozšíření elektromobility prostřednictvím využití akumulacích kapacit elektromobilů. V této oblasti je však mnoho problému jako nadbytečné opotřebení baterií nebo technická náročnost na dobíjecí stanice. Proto by bylo pravděpodobně třeba motivovat (např. finančně) majitele elektromobilů k poskytnutí bateriových kapacit k těmto účelům.

Podpůrný projekt Integrace elektromobility do DS (zadávací list č. 17)

Cílem projektu je vytvoření podmínek pro úspěšnou integraci dobíjecích stanic pro elektromobilitu v návaznosti na předpokládaný rozvoj v této oblasti a na naplnění závazků plynoucích z legislativy EU. Zároveň se projekt zabývá popisem potenciálu elektromobility k poskytování flexibility a definováním podmínek pro její využití. V roce 2020 je předpokládáno zadání pilotního projektu souvisejícího s analýzou využití flexibility elektromobilů. V roce 2022 má být podle zadávacího listu tento pilotní projekt vyhodnocen.



Obrázek 2-3: Ilustrace dopadu zavedení řízeného dobíjení [18]

Integrace a využití decentralizované výroby pro provoz ES

Jak již bylo uvedeno v kapitole o legislativě Evropské unie (2.1.1), ČR přijala závazky na splnění určitého podílu obnovitelných zdrojů na konečné spotřebě elektrické energie do roku 2030. Jelikož velká část těchto zdrojů bude mít charakter decentrální výroby (FVE, biomasa, kogenerace, MVE, VTE) připojené do hladiny vn a nn, musí PDS dle NAP SG kvůli jejich integraci přistoupit k realizaci určitých opatření. V sítích vn jsou to především:

- připojení větších decentrálních zdrojů pomocí samostatného vývodu do trafostanice 110 kV/vn
- požadavek na U/Q regulaci vybraných zdrojů (více v kapitole 2.3 o PPDS)
- využití akumulace jako stabilizačního prvku

S těmito požadavky zároveň souvisí i vyšší nároky na implementace prvků technologie chytrých sítí pro možnost efektivně reagovat na aktuální výrobní bilanci.

Dle NAP SG budou PDS muset pro realizaci těchto opatření investovat do roku 2030 až desítky miliard Kč. Tyto investice jsou ale stále menší oproti alternativě v podobě integrace decentrální výroby pomocí rekonstrukce sítí jejich zesilováním (např. zvětšování průřezů, výkonů transformátorů nebo zdvojení linek).

Realizační projekt Monitoringu implementace nařízení síťových kodexů (zadávací list č. 2)

Cílem projektu je kontrolovat implementaci síťových kodexů do legislativy ČR. Mezi tyto kodexy patří například Kodex pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě (viz kapitola 2.1.1). Dle NAP SG měla být integrace příslušných kodexů splněna do roku 2020. Dále bude kontrolována jejich realizace do doby, kterou uvádí příslušná legislativa.

Dispečerské řízení a Inteligentní měření

Rozvoj decentrálních zdrojů s nestálým charakterem dodávky v kombinaci s rozvojem elektromobility a kabelizací elektrických sítí bude klást vyšší nároky na dispečerské řízení napětí a toku jalové energie v distribučních sítích. NAP SG předpokládá dokonce rozšíření tohoto dispečerského řízení až na úroveň hladiny nn.

Pro možnost takového významného rozšíření dispečerského řízení je však nutný významný rozvoj v rámci dispečerské řídicí techniky, dálkového ovládání, automatizační a sdělovací technologie.

Zvláště důležitým prvkem je dále systém inteligentního měření (AMM), jelikož je nezbytný pro implementaci všech dříve zmíněných opatření (decentralizované zdroje, elektromobilita, flexibilita atd.). Implementace tohoto systému však poskytuje mnoho dalších potenciálních benefitů. Pro PDS to například znamená větší množství dat pro vyhodnocování energetických toků, poruch nebo lepší zjišťování netechnických ztrát. Na straně zákazníka pak vzniká možnost získání lepšího přehledu o vlastní spotřebě a potenciálu k její optimalizaci.

Realizační projekt Management Q (zadávací list č. 12)

Cílem projektu je zajistit podmínky pro řízení zdrojů a toků jalové energie v elektrizační soustavě. Dle zadávacího listu má být prvním krokem řešení kapacity kabelových vedení instalací dalších kompenzačních prostředků, jako jsou tlumivky připojené do terciálních vinutí transformátorů 400/110 kV nebo tlumivky přímo na hladině 400 kV.

Jako další podpůrná opatření na hladině vn jsou uvažována využití rezervy jalového výkonu u decentrálních zdrojů, které jsou dnes většinou provozovány s neutrálním účínkem. V budoucnu by se pak jednalo o navýšení dispečerského řízení u zdrojů s automatickou Q/U a P/U regulací. Další metodou může být například motivace odběratelů na hladině vn k vlastní kompenzaci prostřednictvím tarifů, které by nevycházely z překročení účínek jako doposud, ale přímo z měření Q (Kč/Mvarh).

Realizační implementace chytrých stanic na hladině vn (zadávací list č. 14)

Cílem projektu je v rámci rozvoje chytrých sítí integrovat technologie dálkového ovládání, monitoringu a signalizace na hladině vn za účelem zajištění vyšší spolehlivosti dodávek el. energie a přípravy pro implementaci dalších inteligentních technologií. Jedním z popudů pro vznik tohoto projektu je také vývoj požadavků ERÚ na parametry SAIDI a SAIFI.

Je třeba brát v úvahu, že nutnou součástí tohoto projektu je i vybudování dostatečné telekomunikační infrastruktury, což vychází z principu chytrých stanic.

Dle harmonogramu je naplánován podíl chytrých stanic na hladině vn na celou ČR následující:

- 5 % všech DTS do roku 2020
- 15 % všech DTS do roku 2025
- 40 % všech DTS do roku 2030

Pozn.: penetrace nasazení budou rozdílné v různých regionech

Realizační projekt Implementace dálkově ovládaných spínacích prvků na venkovním vedení vn (zadávací list č. 15)

Cílem projektu je nasazení daného počtu automatizačních prvků na venkovním vedení hladiny vn pro zlepšení ukazatelů spolehlivosti dodávky dle požadavků ERÚ. Konkrétně se jedná o dálkově ovládané vypínače typu recloser a dálkově ovládané úsekové spínače (DOÚS) s výbavou pro signalizaci poruch a měření provozních veličin (U , I , P , Q).

Dle harmonogramu je očekáváno 6900 kusů dálkově ovládaných prvků do roku 2020 a 8500 kusů do roku 2025 na hladině vn v ČR.

Realizační projekt Osazení měření kvality elektřiny na transformátory vn/nn (zadávací list č. 4)

Cílem projektu je v rámci implementace technologie chytrých sítí plošné nasazení měření kvality elektrické energie do distribučních trafostanic (především 22/0,4 kV). Toto měření bude realizováno osazením univerzálních monitorů do rozvaděčů na straně nn. Zadávací list doporučuje systém umožňující měření výkonových toků po jednotlivých fázích, oproti klasické součtové variantě. Dále zmiňuje funkce 6Q (tzv. šestikvadrátové měření), měření histogramů a další například ochranné funkce jsou ponechány na uvážení PDS. V projektu je také zmíněna doporučená délka měřicího intervalu jako násobek pěti minut. V roce 2020 je předpokládáno osazení 35 % všech transformátorů vn/nn těmito monitory. Do roku 2030 je předpokládán vzrůst tohoto podílu na 65 %.

Podpůrný projekt Rozvoj a výstavba optické telekomunikační infrastruktury (zadávací list č. 18)

Projekt se zabývá vytvořením telekomunikační infrastruktury pro zprostředkování datové výměny mezi prvky technologie chytrých sítí, kterým se věnovaly předchozí zmíněné projekty (dispečerské řízení, měření, elektromobilita atd.). Zkoumaným řešením v tomto projektu je optická infrastruktura. Jelikož se ale jedná jen o podpůrný projekt, je jeho náplní především návrh potřebné legislativy, technických norem, vyhodnotit varianty technických řešení a vytvořit harmonogram implementace.

Již v době tvorby této práce však jednotliví PDS investují značné částky do rozvoje optické infrastruktury z vlastní iniciativy [19], jelikož se tím sami připravují na koncepční změny v elektroenergetice. Tato infrastruktura je převážně realizována pomocí kombinovaného zemní lana KZL na hladině vvn a v přípravě je použití samonosných optických kabelů SDOK na hladinách vn.

Akumulace

V souvislosti s charakterem výroby OZE, který je náchylný na přebytky i nedostatky výroby, se NAP SG věnuje možnostem akumulace této energie, aby tak došlo alespoň k částečnému vyvážení těchto negativních vlivů. V rámci sítí vn věnuje plán největší pozornost bateriovým systémům, jejichž uplatnění je předpokládáno v oblastech obchodu s elektřinou, obchodu s regulační energií a v podpůrných službách. U bilančních podpůrných služeb jsou to pak konkrétně primární regulace, sekundární regulace a minutová záloha (5 min).

Aktuálně limitujícím parametrem pro využití bateriových systému je doba trvání poskytování dané služby. Na druhou stránku ale vynikají v dynamice změny výkonu. Díky tomu je předpokládáno významné využití i v nefrekvenčních službách jako U/Q regulace, ostrovní provozy a starty ze tmy.

Pro efektivní využití této technologie je třeba integrace dalších prvků chytrých sítí (měření, dispečerské řízení atd.) pro možnost řízení těchto uložišť v reálném čase.

Jako další z možných alternativ pro akumulace jsou dále zmíněny technologie Power to X. Vzhledem k aktuálně zanedbatelnému uplatnění těchto technologií však tato oblast není předmětem práce.

Podpůrný projekt Využití akumulace jako součástí instalace FVE v sítích nn a vn (zadávací list č. 18)

Jelikož se jedná o podpůrný projekt, je jeho cílem teprve zajistit podmínky pro výstavbu telekomunikační infrastruktury potřebné pro funkci jednotlivých prvků chytré sítě. Jeho hlavním cílem je tedy navrhnout úpravy legislativy a technických norem, definovat požadavky pro provoz a bezpečnost, vyhodnotit alternativy v podobě jiných technických řešení a navrhnout implementační plán této technologie v horizontu dalších dvaceti let.

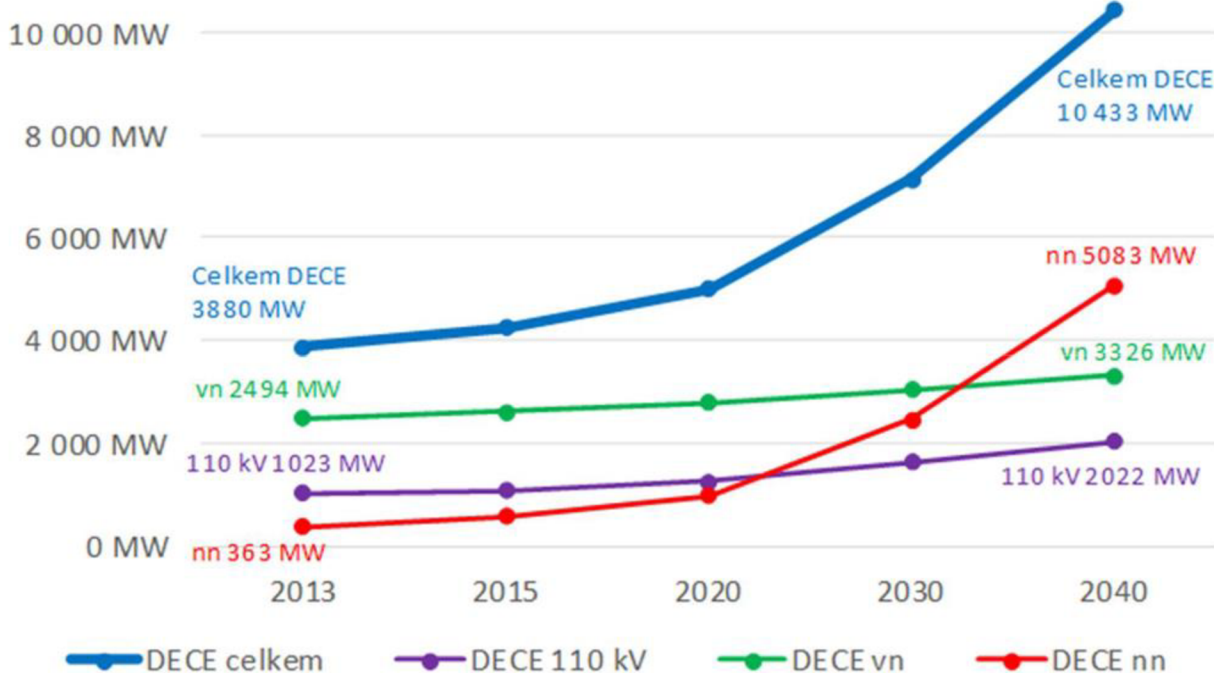
2.2.3 Odhady pro rozvoj OZE a elektromobility

Tato podkapitola se věnuje vytyčení odhadu rozvoje decentralizované výroby (především obnovitelných zdrojů) a elektromobility do roku 2040. Takto zpracovaná data pak budou použita v praktické části práce věnující se návrhu skutečné sítě vn, který má reagovat právě na tento vývoj. Jako hlavní zdroje pro tyto odhady jsou použity dílčí studie zpracované v rámci NAP SG. Konkrétně to jsou [20] a [18].

Decentrální výroby

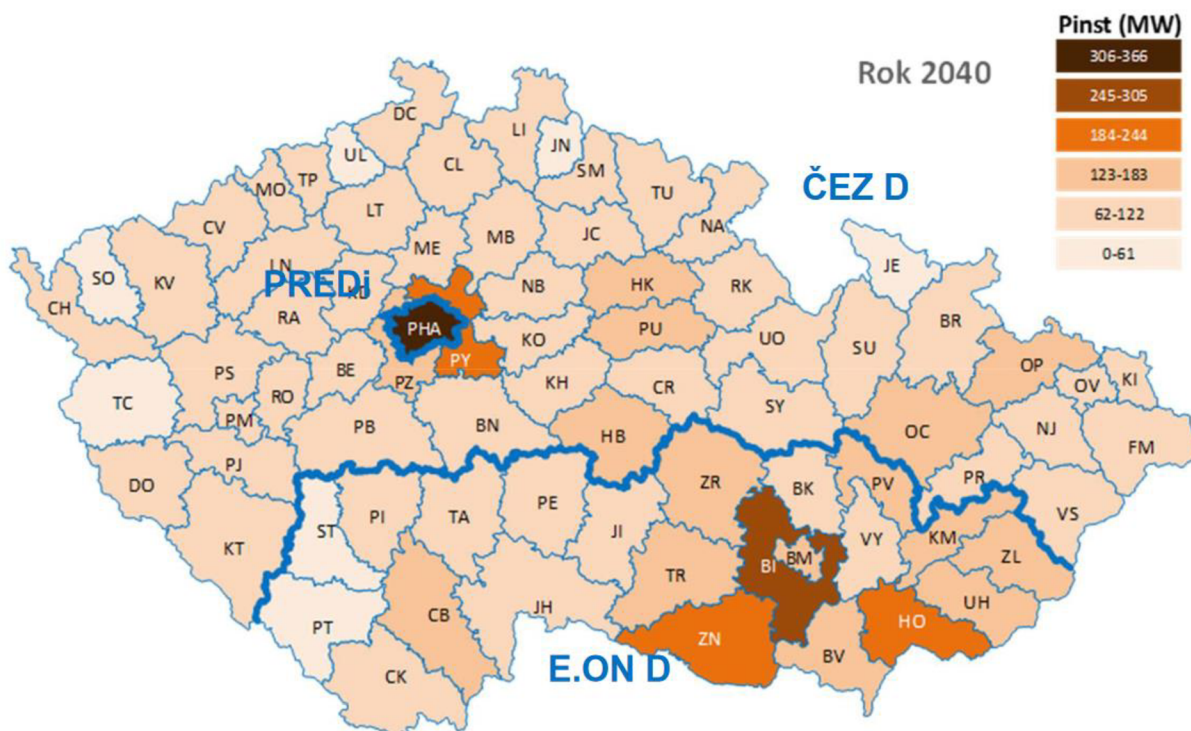
Dle studie „Výpočty dopadu rozvoje decenterálních výroben do provozu distribuční a přenosové soustavy“ z roku 2017 [20] je do roku 2040 předpokládán největší nárůst DECE na napěťové hladině nn (viz obrázek 2-4). Pro hladinu vn, která je předmětem této práce, to znamená potenciální vznik rizik v podobě znatelného odlehčování, které může částečně přecházet i k přetokům výkonu ze soustav nn.

Důležité je dále zmínit skutečnost, že studie počítá s podstatným podílem (téměř 45 % nových zdrojů) mikrokogenerace (např. v objektech jako sídliště, kancelářské budovy, hotely atd.) v tomto nárůstu decentralizované výroby. Jelikož mezi důležité zásady při návrhu mikrokogeneračních systémů patří spotřeba vyrobené energie přímo v místě instalace [21], tak jsou tím výrazně zmenšeny negativní zpětné vlivy (přetoky výkonu do nadřazené soustavy, zvyšování napětí atd.). Tyto systémy dle SEK [22] navíc představují další možnosti pro poskytování podpurných služeb v elektroenergetice za předpokladu spolupráce s dalšími prvky technologie chytrých sítí.



Obrázek 2-4: Odhad vývoje celkového instalovaného výkonu decenterálních zdrojů v ČR dle NAP SG do roku 2040 v jednotlivých napěťových hladinách [20]

Studie také přepokládá výrazné regionální rozdíly rozvoje decentrálních zdrojů na území ČR. Ty jsou způsobeny především rozdílnými přírodními a společenskými podmínkami. Dle předpokladu lze největší penetraci těchto zdrojů očekávat v oblastech jižní Moravy, kde jsou vhodné podmínky pro instalaci FVE, a v oblastech velkých měst, kde studie očekává velké uplatnění mikrokogenerace. Konkrétní předpokládaný instalovaný výkon decentrálních zdrojů připojený v jednotlivých regionech je zobrazen na obrázku 2-5.



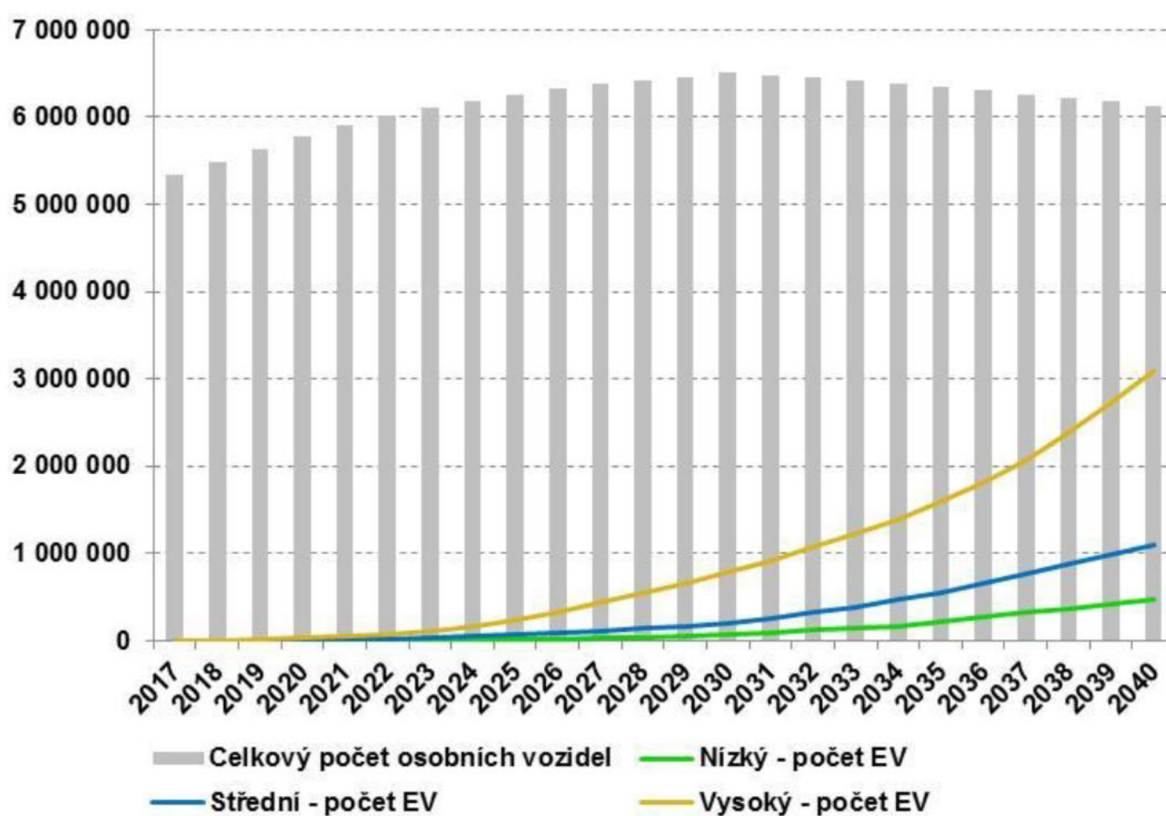
Obrázek 2-5: Odhad instalovaného výkonu decentrálních zdrojů v sítích vn a nn v jednotlivých okresech k roku 2040 [20]

Elektromobilita

Odhad rozvoje elektromobility v ČR během příštích dvaceti let popisuje studie „Predikce vývoje elektromobility v ČR“ [18]. Predikce v této oblasti byly stanoveny na základě aktuální dobíjecí infrastruktury a počtu vozidel na elektrický pohon, populační prognózy, zahraničních trendů a závazků národní energetiky. Jelikož však tato vstupní data podléhají aktuálním změnám ve společenském nebo politickém dění, tak tato studie pracuje se třemi různými scénáři míry implementace elektromobility (nízký, střední a vysoký). Pro ilustraci je na obrázku 2-6 znázorněn odhad vývoje počtu vozidel na elektropohon v poměru k celkovému počtu osobních vozidel do roku 2040 pro všechny tři scénáře.

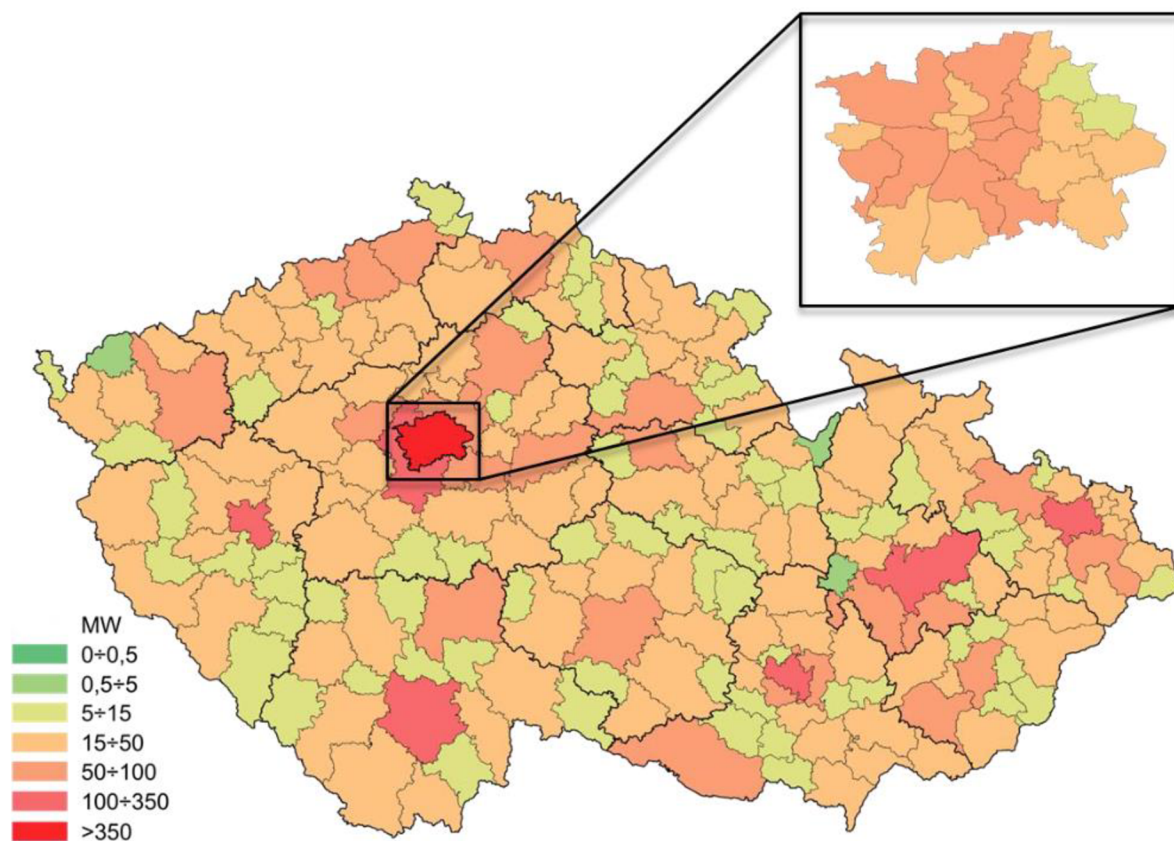
Ve studii byly dále provedeny odhady výkonových dopadů implementace elektromobility v jednotlivých regionech ČR. Jsou zde brány ohledy na různé typy dobíjení, kdy se v základu dělí na veřejné a neveřejné. V oblasti neveřejného dobíjení (domácí a firemní) nejsou odhadovány tak výrazné výkonové nárazy, neboť nabíjení v těchto objektech je omezeno velikostí hlavních jističů a nepředpokládá se, že by si je zákazníci kvůli rychlejšímu nabíjení nechávali navyšovat (především kvůli fixní platbě za el. energii odvíjející se z velikosti hlavního jističe).

Na druhou stranu v sektoru veřejného dobíjení je motivace po co nejkratším čase nabíjení, a tudíž co největším nabíjecím výkonu. V souvislosti s rozvojem technologií studie například předpokládá, že více než polovina veřejných rychlých dobíjecích stanic v roce 2040 bude dosahovat výkonů přes 100 kW. Tento typ rychlonabíječek však podle studie bude podílen jednotkami procent z celkové spotřeby elektromobility. Největší podíl na této spotřebě je totiž předpokládán u neveřejného nabíjení (80 – 90 %), kde je uvažován devadesátiprocentní podíl nabíječek do výkonu 11 kW. Díky tomu by měl být většinový nabíjecí výkon pro elektromobilitu poměrně rovnoměrně rozdělen během večerních, nočních a dopoledních hodin zatěžovacího harmonogramu.

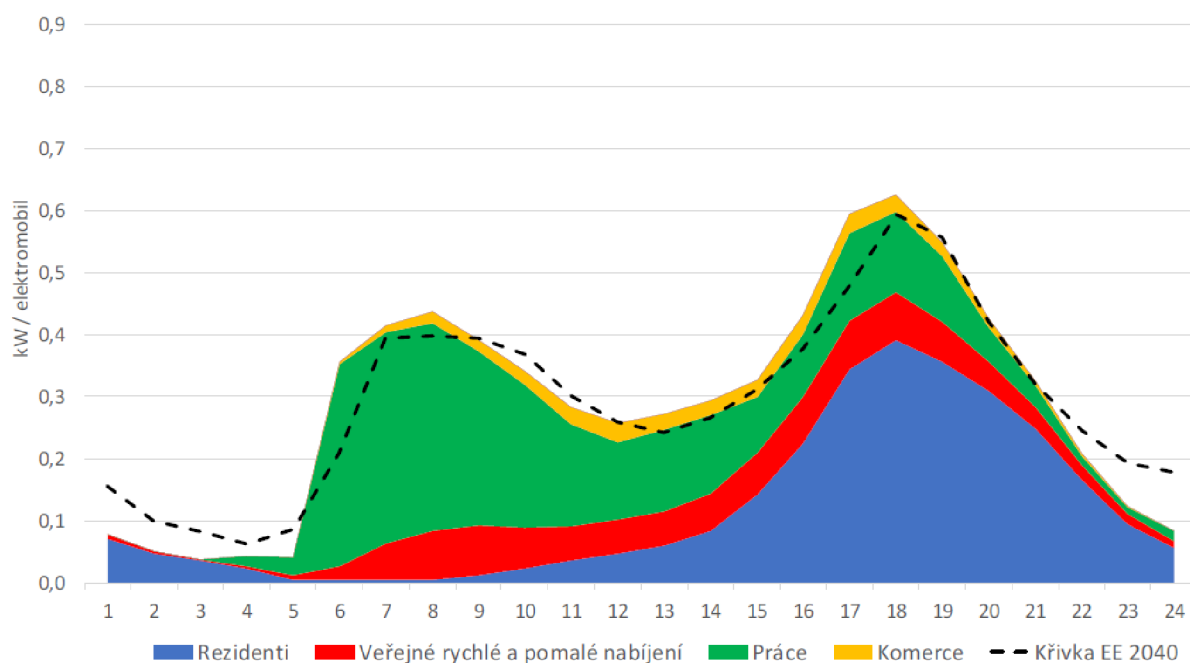


Obrázek 2-6: Odhad vývoje počtu vozidel na elektrický pohon v ČR do roku 2040 [18]

Dle vysokého scénáře, který byl zvolen pro potřeby této práce, je na obrázku 2-7 zobrazen odhad výkonového zatížení v jednotlivých regionech způsobených elektromobilitou v roce 2040. Podle předpokladu se tyto dopady projeví nejvýrazněji ve městech s větší hustotou obyvatel, kde jsou pro elektromobilitu lepší podmínky. Je však třeba upozornit na možnou nesprávnou interpretaci těchto dat. Na mapě jsou totiž zobrazeny výkony určené ze součtu maxim veřejného a neveřejného dobíjení. Z jejich charakteru však plyne, že u nich platí vzájemná nesoudobost (ta lze pozorovat na denním zatěžovacím harmonogramu na obrázku 2-8). Odběrová maxima s uvažováním této nesoudobosti by byla tedy výrazně menší.



Obrázek 2-7: Odhad výkonových dopadů způsobených rozvojem elektromobility v jednotlivých regionech ČR dle vysokého scénáře v roce 2040 [18]



Obrázek 2-8: Odhad denního zatěžovacího diagramu neřízené elektromobility zvýrazňující jednotlivé typy nabíjení [23]

2.2.4 Dosavadní naplňování daných cílů

Účelem této podkapitoly je vyhodnotit, jak jsou v národní energetice plněny již dříve stanovené závazky z oblasti implementace obnovitelných zdrojů a elektromobility. Díky tomu bude alespoň částečně ilustrována dosažitelnost plnění podobných cílů v následujících dvaceti letech. Posuzovány budou některé závazky plynoucí z legislativy EU (viz kapitola 2.1.1) a cíle ze zadávacích listů NAP SG (viz předchozí kapitola).

Zvýšení podílu energie vyrobené z OZE na hrubé konečné spotřebě energie na 13 % do roku 2020 dle směrnice 2009/28/ES [5]

Tento cíl byl splněn již v roce 2013, kdy tento podíl činil 13,98 %. V roce 2018 pak měl hodnotu 15,2 %. Je však třeba zdůraznit, že podle metodiky EU je hrubá konečná spotřeba energie z OZE tvořena součtem hrubé konečné spotřeby elektřiny, energie na vytápění nebo chlazení a energie spotřebované v odvětví dopravy. Podíl hrubé konečné spotřeby elektrické energie z OZE činil 13,7 % v roce 2018 [24].

Odhad počtu veřejných dobíjecích stanic a elektromobilů v roce 2020

V ČR je dle evidence dobíjecích stanic MPO celkem 237 veřejných dobíjecích stanic ke konci roku 2019 [25] (každá stanice má přibližně 2 až 5 dobíjecích bodů). Odhad, ze kterého vychází praktická část této práce, v roce 2020 uvažuje 172 veřejných dobíjecích stanic ve scénáři nízkého uplatnění a 429 stanic ve scénáři středního uplatnění [18].

Dle centrálního registru vozidel je k prvnímu kvartálu roku 2020 registrováno přibližně 9000 vozidel [26] využívajících technologie čistě bateriové (BEV) nebo Plug-In hybrid (PHEV). To mírně přesahuje odhad středního scénáře studie předpokládající počet 8550.

I když zde uvedené porovnání v rámci rozvoje elektromobility může navozovat dojem velké přesnosti těchto odhadů, je třeba brát v úvahu, že se jedná teprve o ranou fázi rozvoje elektromobility. Mnohem směrodatnější bude toto porovnání až v rámci příštích několika let, kdy je očekáván nárůst počtu elektromobilů a dobíjecích stanic v řádů desítek tisíců.

Podíl chytrých stanic na hladině vn v ČR roven 5 % všech DTS (NAP SG, zadávací list č. 14)

Dle realizačního reportu NAP SG z konce roku 2020 [27] odpovídá celkové množství chytrých DTS na hladině vn počtu 3479 kusů k datu 20.11.2020. Na území ČR se přitom nachází 59552 DTS ve správě ČEZ Distribuce, a. s. [28], 19 534 ve správě EG.D, a. s. [29] a 3237 ve správě PREdistribuce, a.s. [30]. Celkový podíl chytrých DTS na hladině vn na základě těchto dat činí 4,2 %. Jelikož však nebyly do celkového množství DTS započteny stanice ve správě LDS, bude tento poměr ještě nepatrně menší.

Celkový počet 6900 kusů dálkově ovládaných prvků v sítích vn (NAP SG, zadávací list č. 15)

Dle realizačního reportu NAP SG z konce roku 2020 [27] odpovídá celkové množství dálkově ovládaných spínacích prvků na venkovním vedení vn počtu 5514 k datu 20. 11. 2020

Osazení 35 % všech DTR vn/nn monitory měření kvality (NAP SG, zadávací list č. 4)

Dle realizačního reportu NAP SG z konce roku 2020 [27] odpovídá celkové množství DTS vn/nn osazených monitory pro měření vybraných parametrů počtu 27617 k datu 20. 11. 2020. To odpovídá přibližně podílu osazení 33,5 % v ČR. Nejvyšší pokrytí těmito prvky vykazují distribuční sítě PREdistribuce, a. s., kde tento podíl dle reportu odpovídá 100 %. V DS ČEZ Distribuce, a. s se tento poměr pohybuje okolo 30 % [31]. Většina těchto monitorů je provedena prostřednictvím zařízení typu EAM, kdy jsou započítány varianty umožňující i neumožňující vzdálenou komunikaci.

2.3 Vybrané zásady pro implementaci OZE a elektromobility

Cílem následujících podkapitol je popsat nejdůležitější zásady uplatňované při připojování decentralních zdrojů do distribuční sítě na hladině vn. Jedna podkapitola bude dále věnována podmínkám pro připojení odběrných zařízení k DS se zaměřením na elektromobilitu. Jako primární zdroj bude budou použity aktuální Pravidla provozování distribučních soustav (PPDS) [32], především přílohy 4 [33] a 6 [34].

2.3.1 Obecné podmínky pro připojení a provozování výroben elektřiny v DS

Pravidlům pro paralelní provoz decentralních výroben s distribuční soustavou se věnuje PPDS příloha 4. Kromě zdrojů, jako jsou OZE, kogenerační jednotky atd. se tato pravidla vztahují i na akumulární zařízení v různých variantách připojení (samostatně připojené, v kombinaci s odběrným místem, v kombinaci se zdrojem atd.). Obecně jsou tedy v tomto dokumentu zařízení umožňující dodávku el. energie do DS (ať už prostřednictvím výroby nebo akumulace) označovány jako výrobní moduly (VM). V souvislosti s harmonizací tohoto dokumentu s kodexem sítě RfG (viz kapitola 2.1.1), jsou VM kategorizovány dle jmenovitých činných výkonů do kategorií A - D. Na státní úrovni pak došlo k definování podkategorií A1, A2, B1, B2 pro lepší integraci do místní energetiky (viz tabulka 2-1).

Tabulka 2-1: Rozdělení VM dle jmenovitých činných výkonů do kategorií dle [33]

Kategorie výrobního modulu	Limit	Podkategorie	Hranice PDS
A	800 W	A1	$\geq 800 \text{ W}, \leq 11 \text{ kW}$
		A2	$> 11 \text{ kW}, < 100 \text{ kW}$
B	1 MW	B1	$\geq 100 \text{ kW}, < 1 \text{ MW}$
		B2	$\geq 1 \text{ MW}, < 30 \text{ MW}$
C	50 MW	C	$\geq 30 \text{ MW}, < 75 \text{ MW}$
D	75 MW	D	$\geq 75 \text{ MW}$

Dle [33] jsou do napěťové hladiny vn zpravidla připojovány VM podkategorie B1, B2, C (výjimečně A2). Jedná se tedy o rozmezí jmenovitých výkonů od 100 kW do 75 MW. Vzhledem k vymezení této práce bude brán zřetel na právě tuto oblast.

Souhrnný přehled požadavků na VM dle evropského síťového kodexu RfG 2016/631 je zobrazen v tabulce 2-2. Konkrétně tabulka obsahuje daný požadavek, označení článku v kodexu RfG, kde je blíže specifikován, a označení podkategorií VM pro které je závazný. Vybrané požadavky jsou zpracovány v následujících podkapitolách.

Tabulka 2-2: Zjednodušený přehled pož. pro připojování VM dle jednotlivých kategorií [33]

Požadavky dle RfG	Kategorie výrobního modulu						Článek RfG
	A1	A2	B1	B2	C	D	
Frekvenční rozsahy a časové limity pro VM	X	X	X	X	X	X	13.1a
Hodnota rychlosti změny frekvence (RoCoF)	X	X	X	X	X	X	13.1b
Logické rozhraní pro přerušení dodávky činného výkonu	X	X	X	X			13.6
Podmínky pro automatické připojení k soustavě	X	X	X	X	X		13.7
Rozhraní pro snížení činného výkonu		X	X				14.2
Komunikace a výměna informací		X	X	X	X	X	14.5d
Regulovatelnost činného výkonu			X	X	X	X	15.2a,b
Schopnost startu ze tmy				X	X	X	15.5a
Schopnost ostrovního provozu					X	X	15.5b
Rychlé opětovné přiřazování					X	X	15.5c
Minimální a maximální limity rychlostí změn činného výkonu				X	X	X	15.6e
Doby připojení VM k soustavě v případě přepětí a podpětí						X	16.2b
Automatické odpojení na základě hodnoty napětí						X	16.2c
Dodávka jalového výkonu			X	X	X	X	17.2a, 18.2, 21.3b,c
Dodávka jalového výkonu u nesynchronních VM		X	X				20.2a
Rychlý poruchový proud v případě poruchy			X	X	X	X	20.2b,c
Režimy regulace jalového výkonu				X	X	X	21.3d
Umělá setrvačnost				X	X	X	21.2

Vymezení normálních provozních podmínek

Pro zajištění stability elektrizační soustavy jsou stanoveny provozní podmínky (především frekvenční a napěťové) sítě, během kterých musí být výrobní schopny zachování dodávky energie. Při jejich nedodržení, například vlivem snížení síťové frekvence, by mohlo hrozit kaskádové odpojení dalších výroben, což by daný problém prohluboval, a v nejhorším případě by mohlo směřovat až k celkovému výpadku sítě (tzv. blackout) nebo k jejímu rozpadu.

V rámci změn parametru síťové frekvence musí být VM všech výkonových kategorií schopny provozu při rozsazích uvedených v tabulce 2-3 po daný časový interval. Dále platí povinnost, kdy se výrobní všech výkonových kategorií nesmí odpojit při časové změně frekvence sítě (RoCoF) do hodnot $\pm 2 \text{ Hz}\cdot\text{s}^{-1}$.

Pro rozsah provozního napětí VM, připojených do hladiny vn, platí hodnoty uvedené v tabulce 2-4. Ty jsou udávány v poměru ke jmenovitému napětí dané sítě.

Tabulka 2-3: Provozní frekvenční rozsah VM v sítích vn [33]

Rozsah frekvence [Hz]	Doba provozu
47 - 47,5	20 s
47,5 - 48,5	30 min
48,5 - 49 Hz	90 min
49 - 51 Hz	trvale
51 - 51,5 Hz	30 min

Tabulka 2-4: Rozsah napětí pro VM připojených do sítě vn [33]

Rozsah napětí	Doba provozu [min]
85 - 90 % U_n	60
90 - 111,8 % U_n	trvale
111,8 - 115 % U_n	60

V souvislosti se změnou napětí je dále stanoven parametr maximálního dovoleného navýšení napětí vlivem provozu výrobní v jejím přípojném místě. Tímto opatřením se má zabránit vzniku přepětí v částech sítě v blízkosti připojení dané výrobní. Tato mez je stanovena jako $\Delta u_{vn} \leq 2\%$. Při mimořádných stavech sítě (náhradních dodávkách) je pak tato mez navýšena na $\Delta u_{vn} \leq 5\%$.

Podobnou problematikou je změna napětí v předávacím místě vlivem spínání VM. Zde platí obdobná mez, kdy maximální dovolená změna napětí v předávacím místě vlivem spínání jednotlivých generátorů nebo jiných zařízení v hladině vn nesmí překročit $\Delta u_{max,vn} \leq 2\%$. Daná mez platí pro interval spínání menší než 1,5 minuty. Pro spínání o výrazně menší četnosti (např. v rámci hodin) může PDS povolit i větší změnu napětí. Současně s těmito podmínkami platí samozřejmě i limit $\pm 10\% U_n$ v předávacím místě, daný PPDS přílohou 3.

2.3.2 Statická podpora sítě

Výrobní moduly mají dle daných kategorií povinnost podílet se na udržování napětí ve stanovených mezích. Pro případ pomalých změn napětí během normálního provozu je tato podpora označována jako statická (statické řízení napětí) [33].

Princip statického řízení napětí je podobný paralelní kompenzaci. Spočívá v dodávce nebo spotřebě jalového výkonu výrobním modulem, tak aby byl snížen průchod původního jalového proudu vedením, který způsobuje úbytek napětí dle zjednodušeného vztahu pro hladinu nn a vn, kdy je zanedbána příčná admitance (rovnice 2-1). Díky tomu je zároveň sníženo zatížení vedení, což umožňuje navýšení přenášeného činného proudu.

$$\Delta U = R \cdot I_{\xi} + X \cdot (I_j - I_c) \quad (2 - 1)$$

Kde: ΔU je reálná složka úbytku napětí na vedení, R je ohmický odpor vedení, I_{ξ} je odebíraný činný proud, X je reaktance vedení, I_j je odebíraný jalový proud, I_c jalový proud dodávaný VM

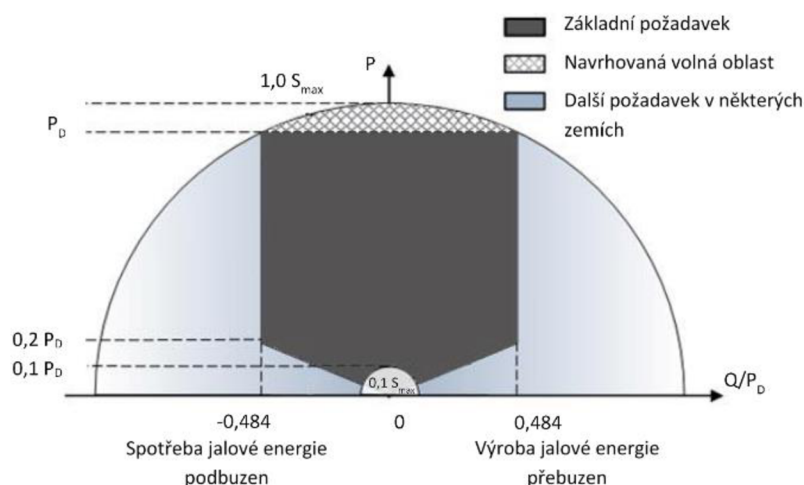
Při potřebě snížení napětí v daném uzlu je naopak dle rovnice (2-1) třeba jalový výkon ze sítě spotřebovávat. S odebráním jalovým proudem se ale zároveň zvyšují ztráty na vedení ΔP čímž se snižuje zatížitelnost vedení činným výkonem (dle vztahu 2-2). Tento případ nastává například při připojení VM o větších výkonech (kategorie B2 a C) ve velké vzdálenosti od napájecí rozvodny vvn/vn, čímž dochází ke změně směru toku výkonu.

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I_{\xi}^2 + 3 \cdot R \cdot (I_j - I_c)^2 \quad (2 - 2)$$

Samotná regulace dodávky nebo odběru jalového výkonu je u OZE realizována regulací napětí na buzení synchronních generátorů pro případ bioplynových stanic a malých vodních elektráren. U FVE je tato regulace prováděna často přímo na výkonovém měniči (střídač). Výkonové měniče jsou za tímto účelem používány i u větrných elektráren (VTE), kde se často jedná o kombinaci usměrňovače a střídače. Další možností pro U/Q regulaci u VTE je použití asynchronního motoru, kde je rotor napájený přes střídač [35].

V elektrizační soustavě ČR se objevují tři hlavní způsoby regulace jalového výkonu u VM. Prvním je udržování konstantního účinníku $\cos\varphi$. Takto připojená výrobní nikak výrazně nepřispívá k statické podpoře sítě (nemá regulaci Q v souvislosti s napěťovými poměry v síti). Toto nastavení je však využíváno u většiny decentralní výroby na hladině VN, jelikož se jedná o VM připojené ve dřívějších letech, kdy ještě PPDS neudávaly povinnost U/Q regulace. Dalším způsobem je regulace na konstantní dodávku nebo spotřebu jalového výkonu Q udávanou technickým dispečerem distributora. Tento typ je využíván u větších elektráren připojených do hladiny 110 kV. Nejvhodnějším typem v souvislosti s rozvojem decentralizované výroby je regulace na konstantní napětí, kde je používána zmíněná regulace U/Q. Tuto regulaci však udává jako požadavek až PPDS příloha 4 z roku 2014 [36]. Do té doby byly způsoby regulace Q určovány provozovatelem distribuční soustavy pro daného výrobce vzhledem ke konkrétnímu místu připojení VM (PPDS z roku 2011 [37]). Z tohoto důvodu je U/Q regulace na hladině vn používána jen u novějších zdrojů a u vybraných stávajících [35].

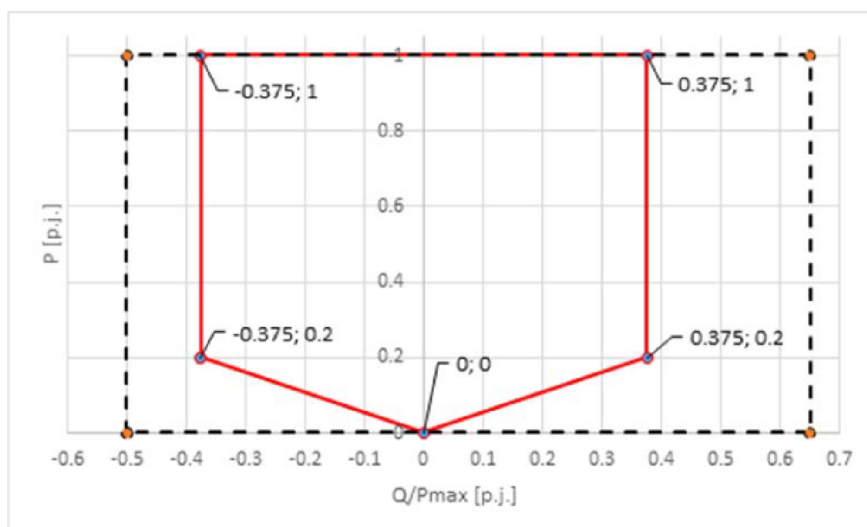
V současné době však PDS oslovují provozovatele starších zdrojů, které ještě nevyužívají regulace na konstantní napětí a motivují je k přechodu na tuto technologii. Jednou z těchto motivací může být například navýšení rezervovaného výkonu daného zdroje. Implementace U/Q regulace má často za následek výrazné zlepšení napěťových poměrů v dané oblasti sítě, díky čemuž může PDS rozhodnout o navýšení meze připojovaného výkonu výrobní. Provozovatel VM může tedy tímto způsobem prodat více elektrické energie, a navýšit si tím celkový zisk [35].



Obrázek 2-9: Min. požadavky reg. Q při jmen. U pro synchronní VM kat. A2, B1, B2, C [33]

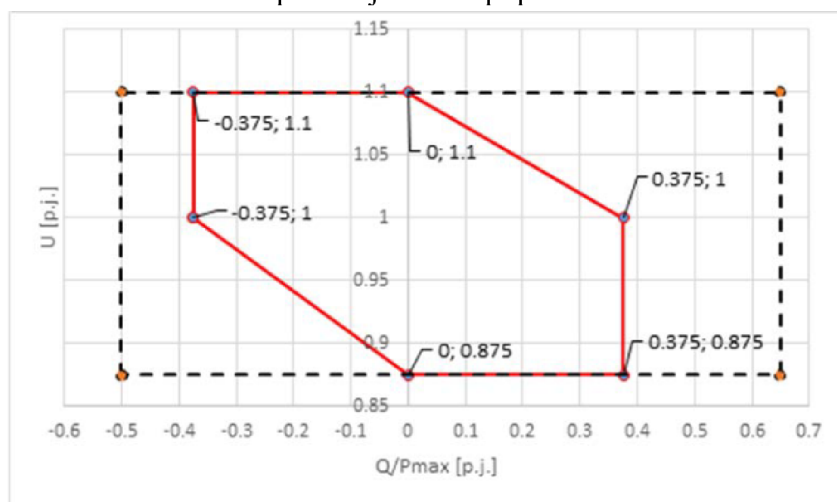
Aktuální PPDS příloha 4 [33] konkrétně stanovuje PQ diagramy definující meze dodávky nebo spotřeby jalového výkonu, které musí být schopen daný VM dodržet vzhledem k výrobě činného výkonu. Na obrázku 2-9 jsou znázorněny minimální požadavky platné pro synchronní výrobní výkonových kategorií A2, B1, B2 a C, které jsou připojeny do napěťové hladiny vn a 110 kV při jmenovitém napětí. Tmavě zvýrazněná oblast na daném diagramu označuje meze, ve kterých musí být výrobní schopna plynulé regulace jalového výkonu v reálném čase, kde P_D označuje návrhový výkon zdroje a S_{max} její maximální zdánlivý výkon. V oblasti, kde je dodáváný zdánlivý výkon menší než 10 % S_{max} , z technických důvodů nejsou stanoveny žádné minimální limity regulace Q.

V případě nesynchronních zdrojů je udáván podobný provozní diagram lišící se mírnějšími limity pro regulaci Q (obrázek 2-10). Změnu jalového výkonu v dané oblasti musí být schopen daný VM provést do 4 s na 90% požadované hodnoty a do 30 s na 100 % požadované hodnoty Q.



Obrázek 2-10: Min. požadavky reg. Q při jmen. U pro nesynchronní VM kat. B2, C a D [33]

PPDS [33] dále udává separátní provozní diagramy regulace Q pro stavy kdy výrobní dodává svůj maximální činný výkon P_{max} do soustavy. Pro případ nesynchronního VM výkonové kategorie B2, C, D je udáván diagram dle obrázku 2-11. Je z něj zřejmé, že při poklesu napětí v síti je kladen důraz na rozsah dodávky jalového výkonu do sítě a při zvýšeném napětí naopak na spotřebu jalového výkonu. Tato skutečnost odpovídá již dříve popsanému vztahu 2-1.



Obrázek 2-11: Pož. reg. Q při max. dodávce P_{max} pro nesynchronní VM kat. B2, C a D [33]

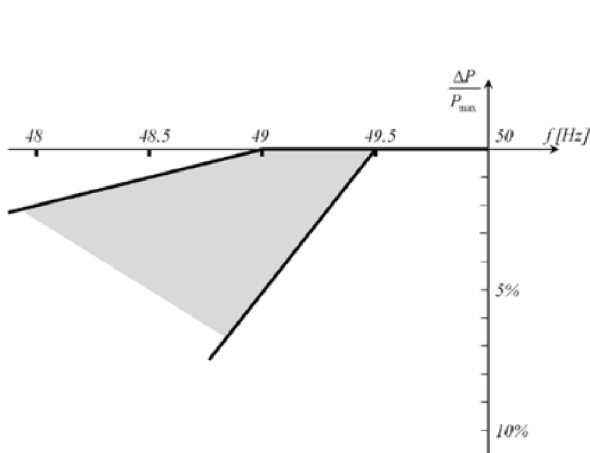
2.3.3 Přizpůsobení činného výkonu

Dalším způsobem, jak mohou decentrální výrobní přispívat ke stabilnímu chodu elektrizační soustavy je pomocí regulace dodávky činného výkonu v závislosti na aktuálních poměrech v síti. V této kapitole je popsána odezva činného výkonu souvislosti se změnami frekvence.

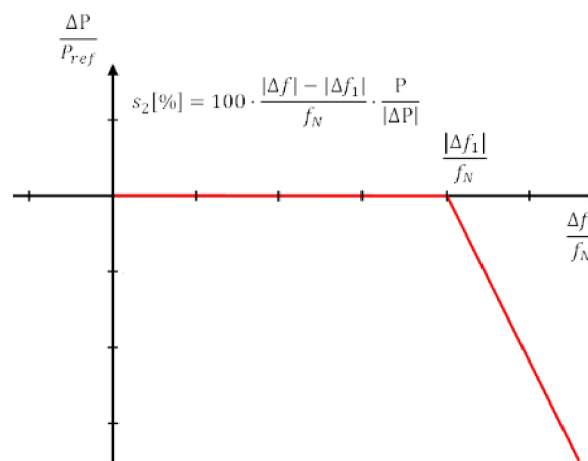
Dle PPDS přílohy 4 [33] musí být všechny VM připojené do DS schopny poskytovat frekvenční odezvu činného výkonu. Tento požadavek je odůvodněn nutností zachování výkonové bilance mezi výrobou a spotřebou elektrické energie v celé synchronně propojené elektrizační soustavě. Právě narušení této bilance způsobuje odchylku od jmenovité frekvence, což může mít za následek škody na koncových zařízeních. Jelikož je síťová frekvence globální parametr, totožný pro všechny uzly synchronně propojené soustavy (na rozdíl od napětí), musí se této frekvenční odezvy účastnit všechny zasažené výrobní. Váha této problematiky je navíc umocněna rozšiřováním trendu decentralizované výroby.

V případě snížení kmitočtu sítě pod danou mez, PPDS [33] definuje přípustné limity snížení činného výkonu výroben výkonových kategorií A až D. V rámci zachování výkonové bilance v síti by bylo ideální, kdyby připojené VM na snížení frekvence reagovaly zvýšením dodávaného P . S takovou charakteristikou můžou ale z technických a ekonomických důvodů pracovat jen zdroje, jejichž výroba nezávisí na povětrnostních či atmosférických podmínkách (bioplynové elektrárny, konvenční parní elektrárny atd.). Ostatní zdroje jako FVE, VTE a MVE jsou vzhledem ke svému charakteru navrženy k dodávce maximálního možného činného výkonu (v rámci smlouvaného rezervovaného výkonu). Proto v případě podfrekvence nemůžou tyto zdroje dodávaný P navýšit. Z tohoto důvodu musí být v případě poklesu síťové frekvence udržován činný výkon dodávaný zmíněnými VM v oblasti stanovené charakteristikou danou příslušným PPS. Příklad takové charakteristiky je vyznačen na obrázku č. 2-12.

Při nadfrekvenci definují PPDS charakteristiku pro všechny synchronní i nesynchronní VM (obrázek 2-13), ze které vyplývá, že při překročení prahové frekvence musí dané výrobní začít snižovat dodávaný P se statikou s_2 . Defaultní prahová frekvence v ČR odpovídá hodnotě 50,2 Hz a statika je $s_2 = 5\%$. Zvyšování dodávaného výkonu na původní hodnotu je povoleno teprve při poklesu frekvence na $f \leq 50,05$ Hz, nebo po povolení technického dispečinku PDS.

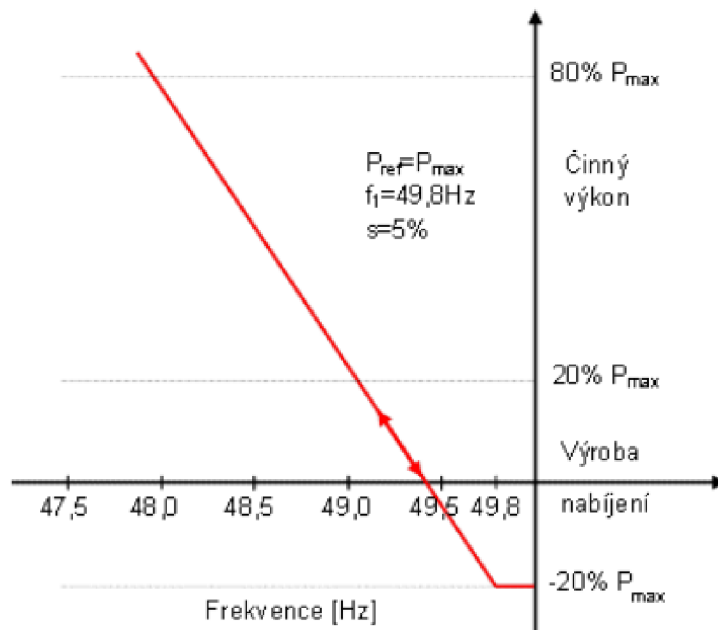


Obrázek 2-12: Příklad mezi pro maximální snížení dodávky P při podfrekvenci [33]



Obrázek 2-13: Charakteristika udávající snížení P při nadfrekvenci

PPDS [33] berou v úvahu i využití elektrických akumulčních zařízení, které jsou součástí některých výroben pro vyrovnání výkonové bilance při podfrekvenci, a stanovují pro ně limitní charakteristiky frekvenční odezvy činného výkonu. Ilustrace příkladu takové charakteristiky je znázorněna na obrázku 2-14. V první fázi odezvy na snížení síťového kmitočtu je omezen nabíjecí výkon akumulčního zařízení (v případě ilustračního případu je nabíjení omezeno na 20 % P_{max}). Při dalším poklesu frekvence pod limitní hodnotu 49,0 Hz musí být dané zařízení přepnuto do režimu dodávky (výroby) s danou statikou s . Nastavení mezní frekvence f_l a statiky s definuje PPS. Pokud se zařízení z důvodu nízké úrovně nabití není schopno přepnout do režimu dodávky tak je automaticky odpojeno.

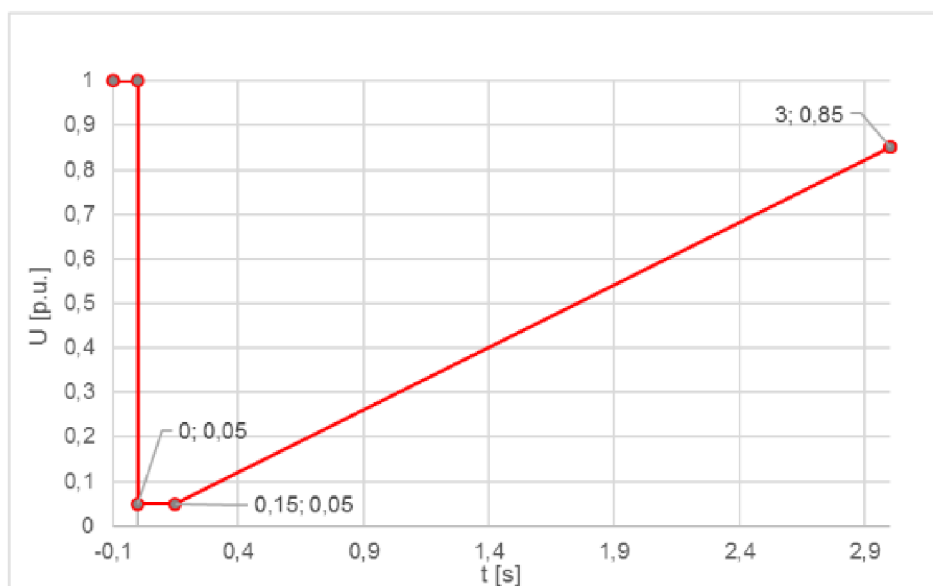


Obrázek 2-14: Příklad frekvenční odezvy činného výkonu na podfrekvenci u aku. zařízení [33]

2.3.4 Dynamická podpora sítě

Dalším opatřením pro zajištění kvality a nepřetržitosti dodávky elektrické energie je predispozice výroben poskytovat takzvanou dynamickou podporu sítě. Dle PPDS přílohy 4 [33] se konkrétně jedná o schopnost VM v určité míře překlenout náhlé poklesy napájecího napětí, způsobené především v důsledku symetrických i nesymetrických zkratů. Díky tomu se ve značné míře zabrání hromadnému odpojování dalších zdrojů, což by v extrémních případech mohlo vést až k rozpadu soustavy. Důležitost této problematiky dále umocňuje současný trend decentralizace, kdy je třeba tento způsob podpory sítě zajistit u stále narůstajícího množství výroben o menších instalovaných výkonech.

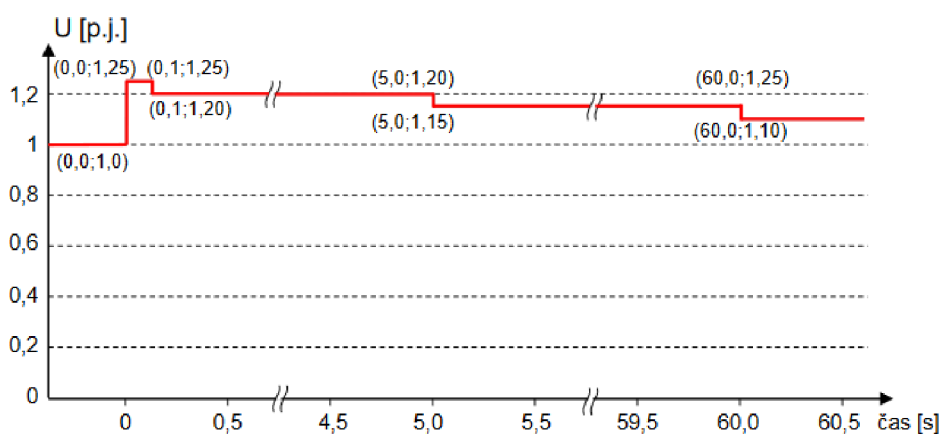
Příklad charakteristiky s křivkou FRT (fault-ride-through), kterou musí být dané VM schopny dodržet v případě náhlého krátkodobého poklesu napětí, je zobrazen na obrázku 2-15. Ten se konkrétně vztahuje na nesynchronní výrobní výkonových kategorií A1 až C. Z daného průběhu tedy vyplývá, že nesmí dojít k odpojení výroben v případě, že se napětí v přípojném uzlu během poruchy bude pohybovat v oblasti nad křivkou.



Obrázek 2-15: FRT křivka závazná pro VM výkonových kategorií A1, A2, B1, B2 a C [33]

PPDS [33] dále definují obdobné FRT křivky pro zdroje z jiných výkonových kategorií a v závislosti na synchronním nebo nesynchronním připojení k síti. Obecně lze konstatovat, že s rostoucím výkonem VM rostou i požadavky na jejich odolnost vůči poklesu napětí. Výrobní kategorie D musí být například schopny krátkodobě překlenout i pokles napětí na 0 % U_n .

Podobně jako pro případ krátkodobého podpětí definují PPDS [33] i požadavek na schopnost VM překlenout krátkodobé nadpětí. Tento jev může v síti vzniknout například v důsledku nesprávně nastavené U/Q regulace některé z výroben, náhlé změny výkonových toků nebo chyby v odbočkové regulaci napětí napájecích transformátorů. Následné lavinovité odpojování výroben v důsledku nadpětí by pak opět mohlo vést až k rozpadu sítě. Proto je pro tyto zdroje určena charakteristika (obrázek 2-16), popisující meze nadpětí, při který musí dané VM zůstat připojeny po konkrétní časový úsek.



Obrázek 2-16: Charakteristika schopnosti VM kat. A1, A2, B1, B2 a C překlenout krátkodobé nadpětí

2.3.5 Další požadavky na paralelní chod výroben k síti

Dle PPDS přílohy 4 [33] je na chování VM připojených do distribuční soustavy kladeno mnoho dalších požadavků za účelem podpory bezproblémového chodu DS. Jelikož ale kompletní vymezení těchto požadavků není náplní této práce, tak jsou v této kapitole stručně popsány jen některé z nich (především ty, které se týkají rozšiřování decentrální výroby na hladině vn).

- **Dynamická podpora** – další požadavky
 - Zkratový proud nesynchronních VM
 - Je kladen požadavek na dodávku zkratového proudu dle dané charakteristiky do místa připojení nesynchronní výroby, nebo přímo na svorky daného bloku.
 - Tento požadavek vychází z rozdílných principů chování synchronního a nesynchronního zdroje při poruše v síti (u synchronního přirozeně dochází ke snížení reaktance stroje na tzv. rázovou hodnotu).
 - Tato povinnost se týká nesynchronních VM výkonové kategorie B1, B2, C a D.
 - Schopnost startu ze tmy
 - Jedná se o schopnost VM zahájit dodávku P do vydělené části DS bez vnější dodávky elektrické energie.
 - Tato vlastnost může být požadována na vybrané zdroje kategorií B2, C a D ze strany provozovatele soustavy.
 - Priorita příspěvků činného nebo jalového výkonu
 - Při poruše je prioritizována dodávka jalového výkonu před činným (platí pro VM kategorie B1, B2, C a D).
- **Zpětné jevy** – omezení rušení odběratelů a dalších zařízení v DS vlivem připojování VM
 - Harmonické proudy
 - PPDS udává maximální přípustné meze emitovaných harmonických proudů z daných výroben do DS.
 - Požadavek vychází především z nárůstu nesynchronních VM připojovaných do DS, kde jsou využívány výkonové měniče (střídače, usměrňovače atd.) pracující na principech spínání polovodičových prvků.
 - Nekontrolované injektování harmonických proudů by mohlo mít za následek především snížení kvality dodávané elektrické energie (zkreslení sinusového signálu) nebo komplikace při kompenzování kapacitních proudů při zemním spojení.
 - Ovlivnění signálu hromadného dálkového ovládání (HDO)
 - Připojením VM do DS může dojít k negativnímu ovlivnění signálu HDO v důsledku impedance zařízení výroby a také kvůli zvýšení zatížení některých prvků sítě.
 - PPDS definují dovolené meze snížení úrovně signálu HDO způsobené připojením dané výroby.

2.3.6 Požadavky na připojení dobíjecích stanic k DS

V souvislosti s předpokládaným rozvojem elektromobility je třeba zabránit potenciálním negativním vlivům, které jsou blíže popsány v kapitolách 2.2.2 a 2.2.3. Z tohoto důvodu jsou v PPDS příloze 6 [38] definovány základní požadavky pro připojování elektromobilů a dobíjecích stanic k distribuční soustavě.

PPDS nejprve rozděluje dobíjecí body dle toho, zda jsou součástí odběrného místa (např. rodinný dům), nebo se jedná o dobíjecí stanici. Obě tyto kategorie musí splňovat základní požadavky vzhledem k posuzování zpětných vlivů na základě [39] a [40]. Pro případ, kdy je dobíjecí bod součástí odběrného místa, je stanovena mez maximálního přípustného dobíjecího výkonu na 3,7 kVA pro jednofázové připojení a 11 kVA pro třífázové připojení. Při jejím překročení je nutné požádat příslušného PDS o možnost připojení.

V rámci dobíjecích stanic pracuje PPDS s rozdělením do kategorií dle jejich dobíjecího výkonu. Pro tyto kategorie jsou pak kladeny odlišné požadavky.

Kategorie DoS1

Jedná se o dobíjecí stanice o výkonu do 3,7 kW na fázi, které jsou určené pro jednostopá vozidla. Při připojování těchto typů dobíjecích stanic není stanovena ohlašovací povinnost u PDS.

Kategorie DoS2

Kategorie označuje dobíjecí stanice do nabíjecího výkonu 22 kW. U této kategorie je již povinné podání žádosti o připojení k DS. Mezi provozovatelem daného zařízení musí být dále uzavřena smlouva stanovující rezervovaný příkon, limity zpětných vlivů na DS a musí být zajištěno komunikační rozhraní dle specifikace PDS pro sledování nebo případně řízení dobíjecí stanice.

Kategorie DoS3

V této kategorii jsou zahrnuty dobíjecí stanice jejichž nabíjecí výkon překračuje 22 kW. Pro připojení k DS je nutné splnit stejné podmínky jako u kategorie DoS2, a navíc musí být u stanic s více dobíjecími body zajištěno komunikační rozhraní mezi místním řídicím systémem a systémem PDS v rámci sledování nebo řízení celkového odběru.

3 ANALÝZA VYBRANÉ SÍTĚ VN

V následující části je stručně popsána síť vn, která je předmětem praktické části. Daná síť tedy bude charakterizována především z pohledu umístění, koncových odběratelů, topologie a výkonové zatížitelnosti. Vybraná soustava vychází z konkrétní oblasti v rámci působnosti provozovatele distribuční soustavy EG.D, a.s. Vzhledem k nutnosti anonymizování citlivých dat však nebudou některé údaje blíže konkretizovány.

3.1 Obecná charakteristika dané sítě

3.1.1 Poloha a charakter oblasti

Vybraná síť vn se nachází v Jihomoravském kraji poblíž města Brna. Daná soustava vn v této oblasti slouží především pro napájení sedmi obcí jejichž počty obyvatel se pohybují v rozmezí 1500 až 3000 na obec. Většina odběrových míst na hladině nn je tvořena rodinnými domy. Znatelné zastoupení zde ale mají i velkoodběratelé s připojením přes vlastní distribuční transformátor. Patří mezi ně například podniky se zaměřením na stavebnictví (betonárna, pila), strojírenství nebo potravinářství (pivovar). Vzhledem k tomu, že se oblast nachází v regionu s nadprůměrným indexem kupní síly obyvatel [41], lze zde předpokládat rychlejší rozvoj mikrozdrojů na úrovni nn (především FVE) a elektromobility oproti chudším regionům.

V souvislosti s očekávaným rozvojem decentrálních zdrojů se oblast dá popsat jako vhodná pro FVE, jelikož roční úhrn slunečního záření se zde pohybuje v rozmezí 1082 až 1109 kWh·m⁻² za rok [42]. V kombinaci s aktuálními trendy a velkým zastoupením rodinných domů lze tedy očekávat především nárůst počtu domácích FV instalací. Dále existuje v oblasti i teoretický potenciál pro instalace malých vodních elektráren (MVE), jelikož se zde nacházejí dva menší vodní toky. Práce se však nezabývá odhady návratnosti investic do těchto zdrojů, což by mohlo alespoň částečně určit pravděpodobnost jejich realizace v budoucnu. Potenciál pro využívání větrné energie je v daném regionu pro aktuální běžně používané technologie zanedbatelný (hustota výkonu větru ve výšce 40 m zaujímá rozmezí 200 až 300 W·m⁻²) [43]. Proto v dané oblasti není v následujících dvaceti letech předpokládáno připojování VTE do hladiny vn.

Nezanedbatelný rozvoj je možné v daném regionu očekávat dále v rámci elektromobility, ať se jedná o dobíjecí body s menším nabíjecím výkonem, které jsou součástí odběrových míst, nebo o dobíjecí body s většími nabíjecími výkony v dobíjecích stanicích. Důvodem je zmíněný nadprůměrný index kupní síly místních obyvatel a také skutečnost, že se obce nachází v dojezdové vzdálenosti od Brna, kde je velká koncentrace pracovních příležitostí. Jelikož se v oblasti nachází také dálnice D1, dá se v její blízkosti očekávat znatelný nárůst počtu dobíjecích stanic, především výkonových kategorií DoS3 (viz kapitola 2.3.6)

V rámci povětrnostních podmínek by tato oblast mohla být popsána vzhledem k silovému namáhání venkovního vedení námrazou a větrem dle ČSN EN 1991-1-4 [44]. Tato problematika dimenzování vedení však nespadá do zaměření práce.

3.1.2 Struktura a topologie sítě

Daná síť je provozována v paprskové topologii (viz obrázek 3-1) s napájením v transformační stanici 110/22 kV. Pro potřeby práce je tato rozvodna modelována pouze jako přípojnice vvn, vn, a třívinutový napájecí transformátor o instalovaném výkonu 40 MVA. Ve skutečnosti tato rozvodna obsahuje i další přípojnice, napájecí transformátory a vývody, umožňující další provozní manipulace. Zmíněná přípojnice vvn je v rámci sw simulace uvažována jako bilanční uzel, kde je předpokládán konstantní modul a úhel napětí z důvodu napojení na soustavu o dostatečném výkonu.

Ze zmíněné napájecí rozvodny je výkon vyveden prostřednictvím kmenové linky o délce téměř 6 km do druhé transformační stanice vvn/vn (spínací stanice 1), kde je v rámci modelu využívána jen sekundární strana jako spínací stanice s jedním přívodem a dvěma vývody. Těmito dvěma vývody vn (vývod A a B) je následně paprskově rozváděn výkon do zbytku sítě prostřednictvím distribučních trafostanic vn/nn. Méně zatížený vývod B je zakončen ve spínací stanici 2.

Zjednodušená struktura provedení vedení je znázorněna v tabulce 3-1. Plyne z ní především skutečnost, že vzhledem k nezanedbatelnému množství kabelových úseků se již jedná podle [45] o smíšenou síť (celkový kapacitní proud je dle sw $I_C = 26,93$ A). To má vliv především na zapojení uzlu vinutí napájecího transformátoru (neúčinně uzemněný). Tato problematika však není obsahem práce. Bližší rozložení úseků venkovního a kabelového vedení je zobrazeno na obrázku 3-1 (plnou čarou je venkovní vedení a čárkovaně je kabelové). Typově jsou v síti použity především AlFe lana u venkovních vedení, kde se jejich průřez pohybuje v rozmezí 120 mm² (kmenová linka), a přechází do průřezů 110, 95, 50 a 35 mm² (odbočky k DTS). Kabelové úseky jsou pak provedeny zejména pomocí jednožilových silových kabelů typu NA2XS2Y 240 mm² a AXEKVCEY 240 mm². Kompletní schéma všech úseků a jejich parametrů se nachází v přílohách A a I.

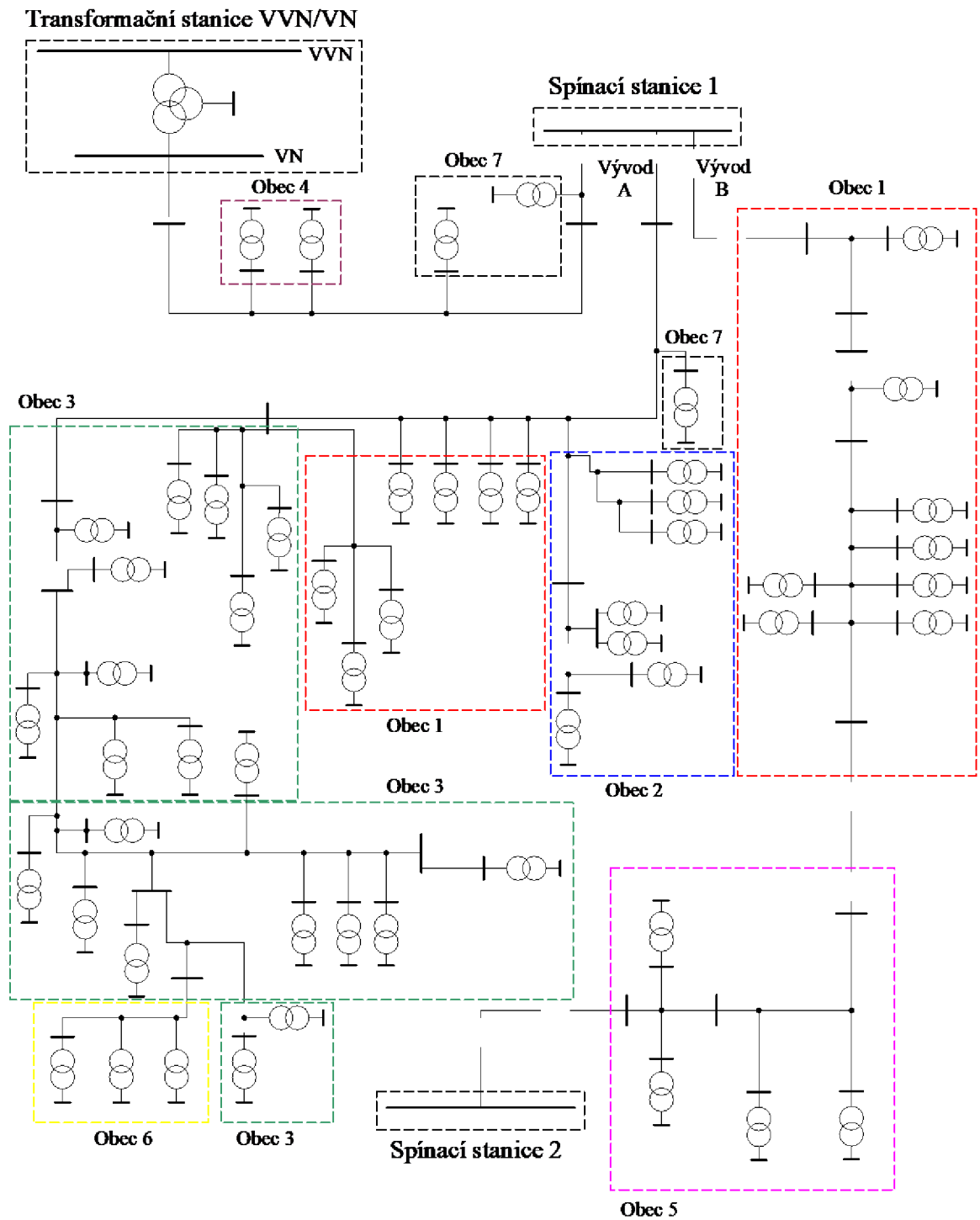
Tabulka 3-1: Souhrnné délky venkovních a kabelových vedení v dané síti

(km)	Kmen. linka	Vývod A	Vývod B	Odbočky	Celk. délka
Kabelové v.	2,227	0,606	1,977	3,660	8,470
Venkovní v.	3,591	4,542	4,772	7,304	20,209
					28,679

Výkonová struktura distribučních trafostanic vn/nn v dané síti je znázorněna v tabulce 3-2. Lze na základě ní vyvodit, že největší zastoupení zde mají distribuční transformátory (DTR) o instalovaném výkonu 400 kVA. Dále jsou v soustavě významně zastoupeny transformátory o výkonech 250 a 630 kVA. Většina těchto DTS je provedena jako sloupová. V případě trafostanic nacházejících se na zastavěném území větších obcí je použito kioskové provedení. V síti jsou standardně použity transformátory se jmenovitým převodem 22/0,4 kV, ojediněle se zde vyskytuje z historických důvodů i 6 transformátorů s převodem 22/0,42 kV. Kompletní schéma všech transformátorů a jejich parametrů se nachází v příloze I.

Tabulka 3-2: Výkonové zastoupení transformátorů vn/nn v dané síti

S_{inst}	(kVA)	100	160	250	400	630
Počet	(-)	4	5	10	23	10



Obrázek 3-1: Zjednodušené schéma dané sítě

3.1.3 Analýza stávajícího stavu sítě vn prostřednictvím sw

V rámci práce je provedena sw analýza stávajícího stavu vybrané sítě vn (rok 2020), vycházející z výpočtu ustáleného stavu. Je tedy uvažován stav, kdy neprobíhají žádné krátkodobé přechodné děje jako poruchy, manipulační operace (např. spínání vedení, zdrojů, odběrů atd.) nebo činnost hladinového regulátoru transformátoru 110/22 kV (HRT). I přes zmíněná zjednodušení jsou však data z této analýzy (především výkonové a napěťové poměry) používána jako jeden z prvních prostředků pro hodnocení stavu distribučních soustav. Dále je pak na základě těchto výsledků často rozhodováno o použití komplexnějších analýz, jako je například měření v terénu, což však vyžaduje větší finanční a časovou náročnost.

Pro výpočet ustáleného stavu je použit sw Bizon Projektant, což je kromě výpočtu poruch a návrhu chránění jeho hlavní funkce. Tento sw je standardně používán provozovateli distribučních soustav EG.D, a. s. a ČEZ Distribuce a. s. pro podpůrné výpočty při projektování rozvodných sítí nn, vn a vvn. Pro výpočet ustáleného chodu software používá modifikovanou Newton-Raphsonovu metodu se sestavením Jakobiánu v každé iteraci, kdy výpočet běžně končí mezi třetí až šestou iterací

Jako vstupní data pro analýzu byly použity údaje o fyzické struktuře sítě, zahrnující informace o jednotlivých napájecích nebo odběrových uzlech, úsecích a transformátorech (viz příloha A). Dále byly společností EG.D, a. s. poskytnuty údaje z měření na vývodovém poli 22 kV transformační stanice vvn/vn (viz tabulky 3-3 a 3-4). Pro potřeby analýzy byly vybrány dny, kdy v soustavě došlo k významným stavům z pohledu dimenzování. Při porovnání zmíněných tabulek, je patný výrazný rozdíl mezi maximálním odběrem během zimního a letního dne, kdy dochází k poklesu odběru až o 47 %. Dále dochází k přesunu odběrové špičky z večerních hodin (leden) na odpolední hodiny (červenec). To lze odůvodnit především výraznějším využitím elektrické energie k vytápění nebo ohřevu teplé užitkové vody v zimních měsících. Z měření lze dále pozorovat rozdíl spotřeby během pracovního dne (tabulka 3-3) a víkendu (tabulka 3-4). Tento rozdíl je zapříčiněn pravděpodobně snížením spotřeby velkoodběratelů připojených do hladiny vn a maloodběratelů připojených do hladiny nn s komerčním využitím, během víkendu.

Tabulka 3-3: Údaje z měření na výstupu transformační stanice vvn/vn – pracovní dny 2020

Datum	-	Hodina										
		7:00	9:00	12:00	15:00	17:00	18:30	20:00	22:00	0:00	2:00	4:00
13. 01. 2020	I (A)	128,4	119,5	124,1	122,7	126,6	130,5	134,3	113,8	88,9	88,2	88,4
22. 07. 2020		56,1	62,4	52,3	70,8	65,0	64,4	63,7				

Tabulka 3-4: Údaje z měření na výstupu transformační stanice vvn/vn – víkend 2020

Datum	-	Hodina						
		7:00	9:00	12:00	15:00	17:00	18:30	20:00
16. 01. 2020	I (A)	107,7	112,3	123,1	119,4	122,1	123,3	123,7
25. 07. 2020		44,0	53,7	61,7	59,6	57,9	57,1	56,5

Jelikož v rámci této analýzy nejsou známy ostatní proudové poměry v síti (v dalších vývodech a odbočkách), tak byla použita sw funkce rozpočtu odebíraných výkonů v odběrných místech na základě proudu kmenovou linkou. Tím je celkový odebíraný výkon v kmenové lince rozpočten rovnoměrně v rámci celé soustavy dle instalovaných výkonů jednotlivých transformátorů vn/nn. Je tedy přijato zjednodušení, kdy je odebíraný výkon v síti rovnoměrně rozložen. Na základě toho lze předpokládat, že při porovnání modelu a skutečných poměrů v síti vzniknou větší odchylky v koncových odbočkách než v kmenových linkách a hlavních vývodech. Tato metoda je však běžně používána při podobných výpočtech i PDS.

Prvním z výstupů, který použitý sw umožňuje, je výpis energetické bilance dané sítě (tabulka 3-5). Jedná se spíše o informativní výstup dodávající představu o výkonových tocích a ztrátách v síti. Tato data například podávají informaci o velikosti činných ztrát v síti ($P_{ztráty} = 169 \text{ kW}$), nebo že vedení vykazuje kapacitní charakter, jelikož je většina úseků málo zatížená.

Tabulka 3-5: Energetické bilance soustavy během největšího zatížení (2020)

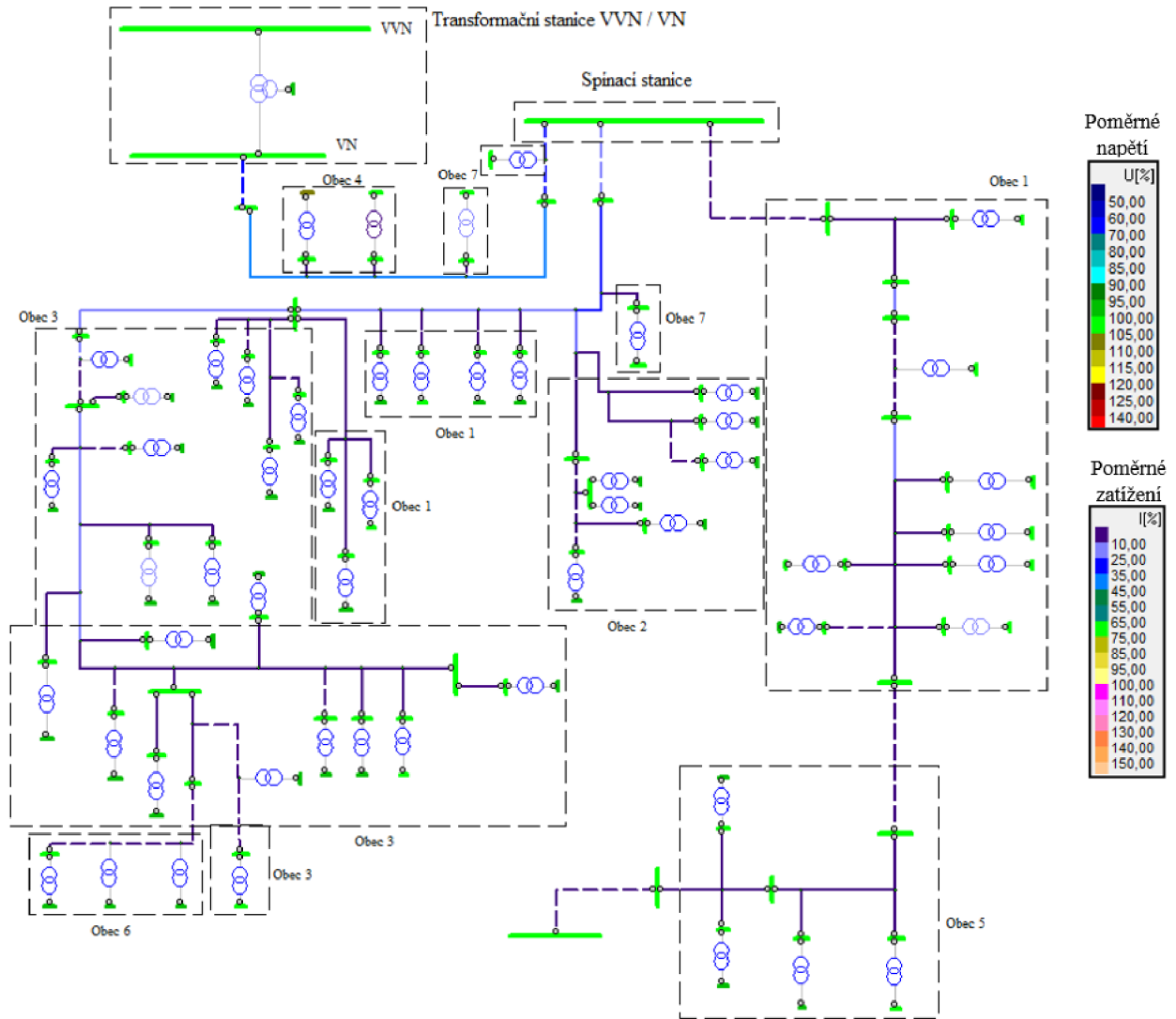
	$P_{dodávka}$	$P_{odběr}$	$P_{ztráty}$	$Q_{dodávka}$	$Q_{odběr}$	$Q_{bilance}$
	(kW)	(kW)	(kW)	(kVAr)	(kVAr)	(kVAr)
Vztažný uzel	5030	-	-	1869	-	-
Odběrové uzly	-	4862	-	-	1598	-
Transformátory	-	-	97	-	-	582
Vedení	-	-	72	-	-	-311
Celkem	5030	4862	169	1869	1598	271

Pozn. Záporné znaménko u jalového výkonu značí kapacitní charakter

Nejdůležitějším výstupem v rámci této práce jsou výkonové poměry, z kterých vyplývá informace o zatížení jednotlivých prvků soustavy. Plyne to z předpokladu, že vlivem budoucí implementace DECE a elektromobility se budou výkonové toky v soustavě výrazně měnit. Z výsledků ustáleného chodu při největším zatížení ze dne 13. 1. 2020 ve 20:00 (příloha A) je patrné, že síť je na dané zatížení dostatečně dimenzovaná. Největší zatížení vykazuje podle předpokladu kmenová linka mezi transformační stanicí vvn/nn a spínací stanicí 1 (v příloze označeno K1 – K7), kde je nejvíce namáhán úsek K2 (120 AlFe 6) se zatížením $\gamma_{K2} = 37,12 \%$. Tato hodnota bezpečně splňuje dovolenou mez zatížení venkovního vedení vn v základním stavu $\gamma_{v,max} = 70 \%$ uvedenou v metodice PDS [46]. Zbytek úseků v síti je pak provozováno s výrazně menším zatížením. U hlavních linek se pohybuje v rozmezí 20 – 30 %, u odboček do 10 %. V případě zatížení transformátorů vvn/vn udává metodika PDS [46] dovolenou mez $\gamma_{T,max} = 50 \%$, která je v dané síti také dodržena. Napájecí transformátor je konkrétně zatížen na $\gamma_{Tnap} = 13,19 \%$ a zatížení transformátorů vn/nn se pohybuje v rozmezí 25 % až 30 %.

V rámci napěťových poměrů byla ve všech uzlech sítě splněna dovolená odchylka napětí $\Delta u_n \leq \pm 10 \% U_n$. To je zapříčiněno především malou rozlohou soustavy, kdy elektricky nejvzdálenější bod sítě se nachází na konci vývodu B v uzlu V₁₀₉ (příloha I), což je téměř 12,5 km vedení od napájecího uzlu. Dalším faktorem, díky kterému byly napěťové poměry dodrženy, je skutečnost, že v rámci soustav PDS EG.D, a. s. je standartně v dané oblasti udržováno pomocí HRT napětí na sekundární straně transformátoru 110/22 kV na hodnotě 22,8 kV. V několika uzlech je na straně nn mírně zvýšené napětí až na hodnotu 106,1 % u_n , což je zapříčiněno použitím transformátorů s převodem 22/0,42 kV (odbočka 0). V rámci simulace byl ale přijat předpoklad, že tento druh transformátorů byl zvolen kvůli větším rozlohám síti nn.

Na základě popsaných výstupů sw analýzy se dá poukázat na dimenzování dané soustavy se značnými rezervami jak v oblasti výkonových poměrů, tak i v oblasti napěťových poměrů (viz obrázek 3-2). V následujících simulacích vlivu rozvoje elektromobility lze předpokládat, že nejvíce se nárůsty zatížení projeví na kmenové lince (úseky K1 až K7) a na distribučních transformátorech vn/nn. Při implementaci DECE pak bude brán zřetel na dodržení napěťových poměrů, a to především při uvažování změny toku výkonů v síti během dne.



Obrázek 3-2: Znáornění napěťových a proudových poměrů při největším odběru (2020)

4 SIMULACE IMPLEMENTACE OZE A ELEKTROMOBILITY V DANÉ SÍTI

4.1 Metodika použitá při výpočtu

Následující kapitola se věnuje metodice použité při výpočtech spojených se simulací implementace DECE a elektromobility v dané síti vn. Pro zachování transparentnosti a relevance práce je totiž důležité předem uvést a odůvodnit veškerá zjednodušení, předpoklady a další postupy použité pro získání požadovaných výstupů:

- zjednodušení vlivem uvažování ustáleného chodu sítě
 - Jedná se o běžné zjednodušení používané v rámci analýz distribučních sítí vn a nn, často aplikované i v rámci činnosti PDS. Zadavatel práce navíc nepožaduje simulace zahrnující poruchové stavy nebo další přechodné jevy, které ustálený stav při výpočtu nezahrnuje.
 - Pro výpočty související s ustáleným chodem byl použit výpočetní sw Bizon Projektant. Podrobnější informace o vlastnostech tohoto sw jsou na začátku kapitoly 3.1.3.
- napětí v napájecím uzlu odpovídá hodnotě $U_{nap} = 105 \% U_n$
 - Tento předpoklad vychází ze skutečnosti že v blízkosti transformační stanice 110/22 kV napájející zkoumanou síť vn jsou dvě velké rozvodny 400/110 kV, a obecně je zde více zahuštěná přenosová soustava.
- na přípojnici vn v transformační stanici 110/22 kV je udržováno napětí 22,8 kV
 - Jedná se o standard společnosti EG.D, a. s. aplikovaný v dané oblasti (východ) [46].
- dovolené meze zatížení prvků DS (vn) jsou převzaty z metodiky PDS [46]
 - Jedná se o meze stanovené pro základní provozní stav. Konkrétně udává meze 50 % pro kabelové vedení a transformátor vvn/vn, 70 % pro venkovní vedení a transformátor vn/nn.
- u transformátorů vn/nn je vždy uvažována regulační odbočka v poloze 0
 - Toto zjednodušení bylo přijato za účelem názornějšího porovnávání napěťových poměrů v jednotlivých scénářích.
- uvažování meziročního nárůstu odběrů o velikosti 1,4 %
 - Daná hodnota meziročního nárůstu spotřeby elektrické energie ve vybrané oblasti byla doporučena zadavatelem práce. Tento údaj vychází z dosavadních zkušeností PDS. Pro porovnání, organizace EIA předpokládá meziroční růst spotřebované elektřiny v budovách o velikosti 0,6 % do roku 2050 [47]. V této hodnotě však není započítán nárůst počtu obyvatel (odběrných míst) v dané síti během následujících let, který se na základě dosavadních statistických údajů [48] dá předpokládat.
 - Data popisující předpokládaný vývoj celkového odběru v dané síti jsou zobrazeny v tabulce 4-1.

Tabulka 4-1: Předpoklad vývoje odebíraného proudu z transformační stanice 110/22 kV

měsíc	rok	2020		2025		2030		2035		2040	
	hodina	12:00	18:30	12:00	18:30	12:00	18:30	12:00	18:30	12:00	18:30
leden	I (A)	124,1	130,5	133,0	139,9	142,4	150,0	152,9	160,8	163,9	172,3
červenec		52,3	64,4	56,1	69,0	60,1	73,9	64,4	79,3	69,1	85,0

4.1.1 Metodika implementace OZE

- při implementaci DECE je uvažováno pouze rozšíření FVE
 - I přes to, že studie, ze které tato práce čerpá [20] uvažuje při odhadu rozšíření DECE i další zdroje jako VTE, biomasu nebo kogeneraci, tak bylo v rámci práce přijato zjednodušení, kdy je simulována jen implementace FVE.
 - V dané oblasti má rozšíření technologie FVE výrazně lepší podmínky než další zmíněné decentrální zdroje (viz kapitola 3.1.1).
 - Tento předpoklad navíc lépe poukazuje na problematiku odlišného charakteru dodávky FVE v souvislosti s dimenzováním soustavy vn.
- uvažování vysokého scénáře implementace FVE
- předpoklad ideální pozice FVE
 - V rámci dimenzování byl přijat předpoklad, že všechny fotovoltaické panely jsou instalovány s optimálním náklonem 36° a směrovým natočením -4° (jih) pro geografickou polohu dané sítě.
- uvažování systémových ztrát FVE o velikosti 14 %
 - Jedná se ztráty v rámci výroby FVE způsobené především měničem (střídač) a přenosovými ztrátami na hladině nn.
- předpoklad výroby energie ve FVE
 - Data o výrobě elektřiny z FVE byla převzata ze systému PVGIS [49] (viz příloha J). Tento systém pracuje s databází atmosférických podmínek naměřených v dané oblasti mezi lety 2014 až 2016.
- u výroby FVE v rámci domácích instalací není uvažována akumulace
 - Je předpokládáno, že veškerá přebytečná energie vyrobená v objektech na hladině nn je dodaná do sítě. Není tedy uvažováno, že je snaha omezit co nejvíce přetoky mimo domovní instalaci například prostřednictvím bateriové akumulace nebo ohřevu TUV.
 - Zjednodušení bylo přijato v rámci dimenzování, jelikož tento stav může teoreticky nastat v případě, kdy vlivem politicko-ekonomické situace vzroste požadavek na dodávku elektrické energie z DECE. Dále se toto zjednodušení dá odůvodnit předpokladem rozšíření služby net-metering, kterou už v současnosti poskytuje například společnost EG.D, a. s. (Virtuální baterie [50]).
- uvažována dodávka FVE s $\cos\varphi = 1$
- předpoklad rovnoměrného rozdělení výkonu FVE do jednotlivých obcí dle podle počtu obyvatel.
 - Odhad vývoje implementace FVE v dané síti (viz tabulka 4-2) vychází ze studie [20]
 - Instalovaný výkon FVE na hladině nn v roce 2020 byl určen pomocí odhadu ze zmíněné studie. Nedošlo tedy ke sběru dat pomocí místního šetření.
 - V roce 2020 ještě do hladiny vn nebyla připojená velká FVE jak předpokládá studie. Pro potřeby dimenzování je tedy uvažováno připojení této výroby mezi lety 2020 až 2025

Tabulka 4-2: Odhad vývoje instalovaného výkonu FVE v dané síti vn (vysoký scénář)

Instalovaný výkon FVE vysoký scénář (MW)		2020		2025		2030		2035		2040	
Počet obyvatel		nn	vn	nn	vn	nn	vn	n	vn	NN	vn
Obec 1	2444	0,392		0,688		0,976		1,500		2,006	
Obec 2	1802	0,289		0,507		0,720		1,106		1,479	
Obec 3	2328	0,373		0,655		0,930		1,429		1,911	
Obec 4	403	0,065	-	0,113	-	0,161	-	0,247	-	0,331	-
Obec 5	1291	0,207		0,363		0,515		0,793		1,060	
Obec 6	1282	0,205		0,361		0,512		0,787		1,052	
Obec 7	879	0,141		0,247		0,351		0,540		0,722	
celkem	10429	1,671	0	2,934	4,921	4,164	5,172	6,402	5,390	8,561	5,599

4.1.2 Metodika implementace elektromobility

- odebíraný výkon způsobený elektromobilitou je uvažován s účinníkem $\cos\varphi = 0,95$
 - Na základě požadavku zadavatele práce je účinník v rámci elektromobility uvažován jako standardní hodnota $\cos\varphi = 0,95$ (induktivní charakter) [46].
 - Jelikož však některé studie [51] poukazují na skutečnost, že nabíjení v oblasti elektromobility může vykazovat kapacitní charakter, bude tento vliv simulován ve zvláštním scénáři (viz kapitola 4.2.3)
- předpoklad rovnoměrného rozložení výkonu v rámci elektromobility
 - Odebíraný výkon způsobený elektromobilitou je v dané síti rovnoměrně rozložen na základě instalovaných výkonů jednotlivých transformátorů vn/nn (funkce rozpočtu z kmenové linky viz kapitola 3.1.3).
- pro potřeby dimenzování je uvažován stav neřízeného nabíjení
- nebyly uvažovány rozdílné výkonové dopady elektromobility při změně ročních období
- v rámci výkonových dopadů elektromobility jsou uvažovány všechny typy vozidel (osobní, nákladní, hromadná doprava atd.)
- odhad vývoje elektromobility v dané síti (viz tabulka 4-3) vychází ze studie [18].
- výkonový vliv elektromobility v roce 2020 byl určen pomocí odhadu ze zmíněné studie
 - Nedošlo tedy ke sběru dat pomocí místního šetření.

Tabulka 4-3: Odhad vývoje maximálního soudobého zatížení elektromobilitou

Rok	2020			2025			2030			2035			2040		
Scénáře	N	S	V	N	S	V	N	S	V	N	S	V	N	S	V
Výkonové zatížení															
Špička 18:30	22	37	95	46	228	804	192	514	1852	546	1381	3832	1237	2734	8405
(kW)															

Poznámka: N – nízký scénář, S – střední scénář, V – vysoký scénář

4.2 Jednotlivé scénáře

V následujících podkapitolách se práce zabývá různými vývojovými scénáři implementace vlivu DECE a elektromobility, které v dané síti mohou na základě uvedených vstupních dat nastat. Jednotlivé scénáře byly voleny především z pohledu dimenzování tak, aby se projevíly hlavně mezní stavy související s napěťovými a proudovými poměry.

Na základě těchto vstupních údajů byly následně provedeny simulace ustáleného chodu v sw Bizon Projektant, jako tomu bylo v kapitole 3.1.3.

Hlavními zkoumanými výstupy analýz na těchto sw modelech jsou především vývoje proudových a napěťových poměrů na jednotlivých prvcích sítě (uzly, úseky vedení a transformátory). V rámci hlavního textu práce budou uvedena vždy jen data významná v souvislosti s dimenzováním soustavy. Kompletní výstupy sw analýz jsou však uvedeny v přílohách A až I.

4.2.1 Samostatná implementace FVE

Tento scénář popisuje mezní stav, kdy v dané síti nastává mezi lety 2020 až 2040 k rozšíření výroby FVE bez uvažování rozvoje elektromobility. Účelem tohoto scénáře je především zřetelněji demonstrovat vlivy, které samostatný rozvoj DECE v dané soustavě způsobuje. Dále může tento scénář korelovat s hypotetickou situací, kdy kvůli politicko-ekonomickým důvodům nastane značný rozvoj v oblasti zdrojů FVE, ale nedojde k výraznějšímu uplatňování elektromobility.

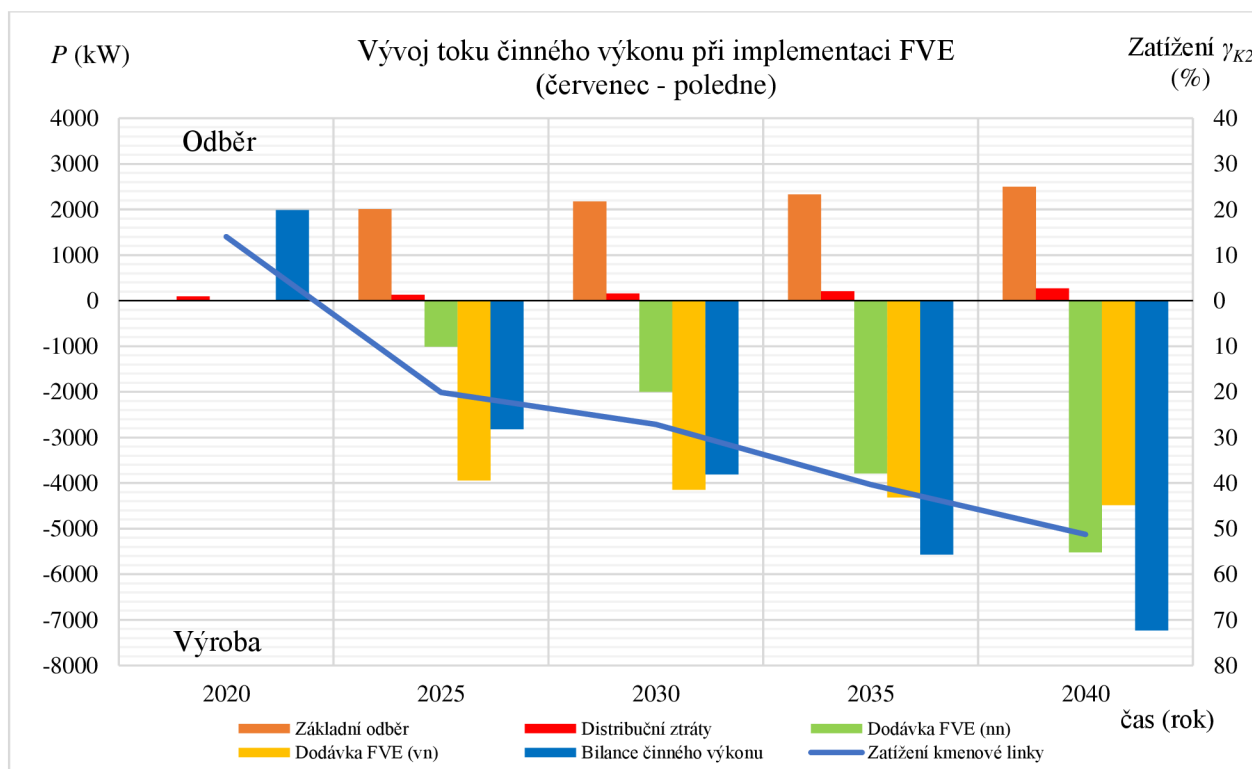
Při implementaci FVE do dané sítě bylo vycházeno na základě předpokladů ze studie [20], kdy byl pro potřeby dimenzování uvažován nejvyšší scénář rozšíření DECE. Data popisující rozvoj v rámci celé ČR byla následně přepočtena na oblast zkoumané sítě (viz tabulka 4-2). Ze znalosti instalovaného výkonu FVE a dat o atmosférických podmínkách z databáze PVGIS [49] pak byla určena maximální možná dodávka činného výkonu P_{skut} vzhledem k instalovanému P_{inst} v daných geografických podmínkách $\frac{P_{skut}}{P_{inst}} = 80,1 \%$ (viz příloha J).

Některé vybrané výstupy související s výkonovými poměry jsou shrnuty v tabulce 4-4 a grafu na obrázku 4-1 (kompletní výstup dat ze simulace je v příloze B1). Konkrétně jsou zde popsány především toky činného výkonu v dané soustavě a s nimi související zatížení úseku kmenové linky K2, u kterého je předpokládána největší náchylnost na nedodržení dovozených mezí. Na základě tohoto výstupu lze konstatovat, že i při uvažování největšího rozšíření FVE v dané síti nedojde k překročení dovoleného zatížení u žádného z prvků. Zatížení kritického úseku kmenové linky v době maximální výroby FVE (2040, červenec, poledne) má dle výpočtu hodnotu $\gamma_{K2} = 51,26 \%$. V tomto případě vzniká přetok činného výkonu do nadřazené soustavy vvn o velikosti $P_{balance} = 7234 \text{ kW}$. Tomu odpovídá stav, kdy napájecí transformátor vvn/vn pracuje se zatížením $\gamma_{Tnap} = 18,6 \%$. V problematice dovoleného zatížení prvků soustavy by se tedy na hladině vn dle simulace, neměly vyskytnout žádné nedostatky v souvislosti s implementací FVE. Potenciální problém by však mohl nastat v oblasti dodávky jalového výkonu ($Q_{balance}$) do nadřazené soustavy. V soustavě totiž dojde během poledních hodin při změně toků výkonu ke stavu, kdy jednotlivé úseky vedení téměř nejsou zatíženy. V takových případech dochází k jevu, kdy i venkovní vedení vykazují kapacitní charakter a dodávají jalový výkon. Tato problematika se v dané síti kvůli jejím menším rozměrům a převládajícímu počtu úseků venkovního vedení uplatňuje jen zanedbatelně.

Tabulka 4-4: Souhrn analýzy výkonových poměrů v dané síti při implementaci DECE

Veličina	Jednotka	2020	2025	2030	2035	2040
$P_{\text{odběr}}$	(kW)	-	2006	2176	2332	2500
$P_{\text{dod nn}}$	(kW)	-	-1012	-1997	-3789	-5518
$P_{\text{dod vn}}$	(kW)	-	-3942	-4143	-4317	-4485
$P_{\text{dod celk}}$	(kW)	-	-4954	-6140	-8106	-10003
$P_{\text{ztráty}}$	(kW)	93	130	152	204	269
P_{bilance}	(kW)	1986	-2818	-3812	-5570	-7234
Q_{bilance}	(kVAr)	664	744	846,1	1029	1238
γ_{K2}	(%)	14,02	20,13	27,13	40,3	51,26

Poznámka: znaménko (-) u činného výkonu značí výrobu



Obrázek 4-1: Souhrn výkonových poměrů v dané síti při implementaci DECE

Z pohledu napěťových poměrů bylo zkoumáno především, zda nedochází vlivem změny toku výkonu v soustavě k překročení dovolených mezí odchylky napětí $\Delta u \leq \pm 10 \% u_n$. V případě uzlů vn tento jev v žádném z nich nenastal ani v roce 2040 (nejvyšší napětí dosahovalo hodnoty $107,2 \% u_n$). U uzlů na sekundárních stranách transformátorů vn/nn se v daném modelu vyskytly nedostatky v případě transformátorů se jmenovitým převodem 22/0,42 kV. Při uvažování nulté odbočky regulace napětí totiž došlo k překročení daných mezí až na hodnotu $112,4 \% u_n$. Vzhledem k tomu, že během večerních hodin (20:00) kdy si již dodávka OZE neuplatňuje, dochází ve zmíněných uzlech k poklesu napětí maximálně o $4,3 \% u_n$, by mělo by být možné tento problém vyřešit přepnutím regulační odbočky na daném transformátoru vn/nn na stupeň 2 ($-5 \% u_n$).

V rámci napěťových poměrů byla ještě zkoumána hypotetická situace, kdy v rámci krátkého časového úseku (desítky sekund) dojde vlivem atmosférických podmínek (především oblačnosti) k zastínění dané oblasti. Tím vznikne v soustavě přechodný děj, při kterém náhle poklesne dodávka

FVE z maximální na zanedbatelnou. Během tohoto stavu nedošlo k překročení dovolené meze odchylky napětí v žádném z uzlů. Pokles napětí v rámci tohoto děje dosahoval ve vybraných uzlech (např N37 a N36) hodnoty až $\Delta u = 4,1 \% u_n$.

V poslední části analýzy tohoto scénáře se práce zabývá posouzením připojitelnosti velkého zdroje FVE do hladiny vn. Pro potřeby dimenzování byl uvažován nejnáročnější stav, kdy je v roce 2040 připojována výrobná o instalovaném výkonu 5,6 MWp do nejbližšího uzlu na vývodu A (viz schéma v příloze I). V rámci této práce bude vyhodnocen parametr zvýšení napětí v připojovacím uzlu vn. Dle normy PNE 33-3430-0 ed. 5 [52] se však v praxi porovnávají i další negativní zpětné vlivy výrobní, jako je změna napětí vyvolaná manipulacemi, vjem flikru, výskyt vyšších harmonických složek proudu, komutační poklesy napětí, nesymetrie, vliv na kompenzaci jalového výkonu a rušení signálů HDO.

Dle zmíněné normy [52] nesmí při připojení dané výrobní dojít ke skokovému zvýšení relativního napětí o více než $\Delta u_{vn} = 2 \%$ v uzlu vn, kde je FVE připojena. Dále norma uvádí, že tento výpočet by se měl provádět ve stavu, kdy je síť zatížena na 25 % maximálního odběru (většinou 25% zatížení vzhledem k zimnímu měření), a při připojení všech ostatních DECE. Z výstupu ustáleného chodu (příloha B2) plyne, že v připojovacím uzlu V_{FVE} dojde vlivem připojení výroby k navýšení napětí až o hodnotu $\Delta u_{VFVE} = 1,89 \%$ (zvýšení z napětí $\Delta U_{FVE,vypr} = 23,30 \text{ kV}$ na $\Delta U_{FVE,zap} = 23,71 \text{ kV}$). Po připojení tohoto zdroje tedy nebyla překročena dovolená mez zvýšení napětí a zároveň napěťové poměry zůstaly v požadovaném rozsahu $\Delta u \leq \pm 10 \% u_n$. V případě požadavku pro připojení ještě většího zdroje by mělo být možné navýšení Δu_{VFVE} částečně zredukovat za pomoci U/Q regulace dané výrobní. Této problematice se bude věnovat kapitola 4.3.3. Pro porovnání, dle metodiky PDS [46] se tento posudek provádí ve stavu, kdy síť není zatížena vůbec. Za těchto podmínek navýšení napětí činilo $\Delta u_{VFVE} = 1,84 \%$ (viz příloha B2).

Pro potřeby dimenzování lze dále v rámci připojování posoudit stav, kdy nejsou uvažovány přetoky výkonů z FVE na hladině nn, a připojení velké výrobní tak způsobí změnu toku výkonu v celé síti. V tomto případě již tato změna činí $\Delta u_{VFVE} = 2,06 \%$, což je více než dovolená mez. V situaci, kdy v budoucnu bude preferováno spotřebovávat vyrobenou energii z FVE v rámci daného objektu bez přetoků výkonu do sítě, už se tedy může vlivem spínání velké výrobní na vn projevit nežádoucí zvýšení napětí v přilehlých uzlech.

4.2.2 Samostatná implementace elektromobility

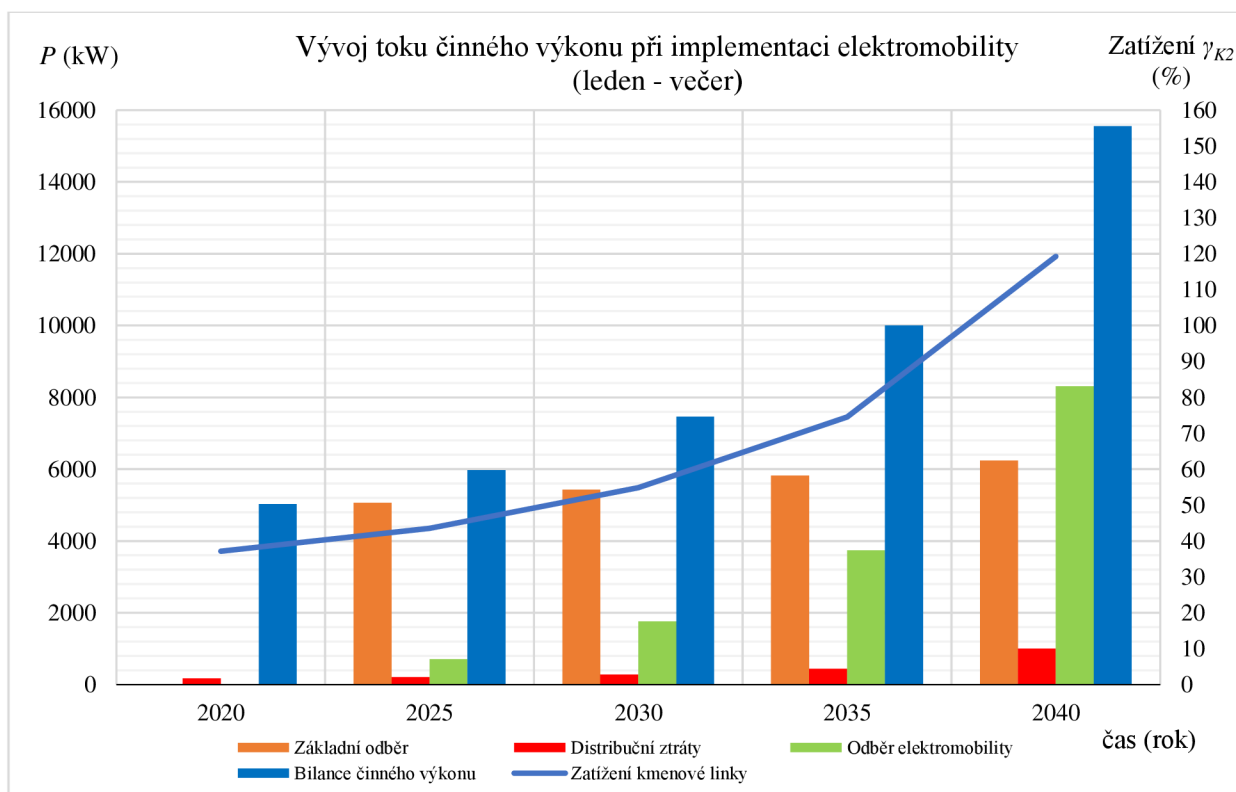
Následující scénář popisuje mezní stav, kdy v dané soustavě nastává mezi lety 2020 až 2040 k rozšíření elektromobility bez uvažování rozvoje DECE. Díky tomu budou názorněji popsány samostatné vlivy rozvoje elektromobility na danou síť vn.

Vstupní data o předpokladu rozvoje elektromobility v ČR pro sw simulaci byla převzata ze studie [18]. Následně byly tyto údaje přečteny na zkoumanou oblast, kdy byly uvažovány změny v rámci denního harmonogramu nabíjení. Pro účely dimenzování byla předpokládána nejvyšší varianta rozšíření elektromobility a denní doba kdy dochází k nejvyšší odběrové špičce (viz tabulka 4-3).

Výstupní data této analýzy, popisující proudové a napěťové poměry v jednotlivých prvcích vybrané soustavy, jsou uvedena v příloze B1. Jejich částečný souhrn zaměřený na vývoj výkonových poměrů je zobrazen v tabulce 4-5 a obrázku 4-2. Z těchto vypočtených hodnot vyplývá, že v roce 2035 již během večerní odběrové špičky dojde k přetížení některých úseků kmenové linky ($\gamma_{K2} = 74,6\%$). V roce 2040 toto zatížení kmenové linky vrostе až na hodnotu $\gamma_{K2} = 119,25\%$, což je značné překročení maximální přenosové schopnosti daného vedení. K překročení dovolených zatěžovacích mezí dále došlo u většiny transformátorů vn/nn (zatížení se pohybuje v rozmezí 70 % až 90 %). Pro porovnání, při analýze středního scénáře rozvoje elektromobility došlo k zatížení kritického úseku na hodnotu $\gamma_{K2} = 69,3\%$, což odpovídá téměř hranici dovoleného zatížení.

Tabulka 4-5: Souhrn analýzy výkonových poměrů v dané síti při implementaci EV

Veličina	Jednotka	2020	2025	2030	2035	2040
P_{odb}	(kW)	-	5064	5429	5820	6239
P_{ev}	(kW)	-	709	1757	3737	8311
$P_{ztráty}$	(kW)	169	205	278	443	1006
$P_{bilance}$	(kW)	5030	5978	7464	10000	15556
$Q_{bilance}$	(kVAr)	1869	2266	2941	4195	7440
γ_{K2}	(%)	37,14	43,53	54,88	74,57	119,25



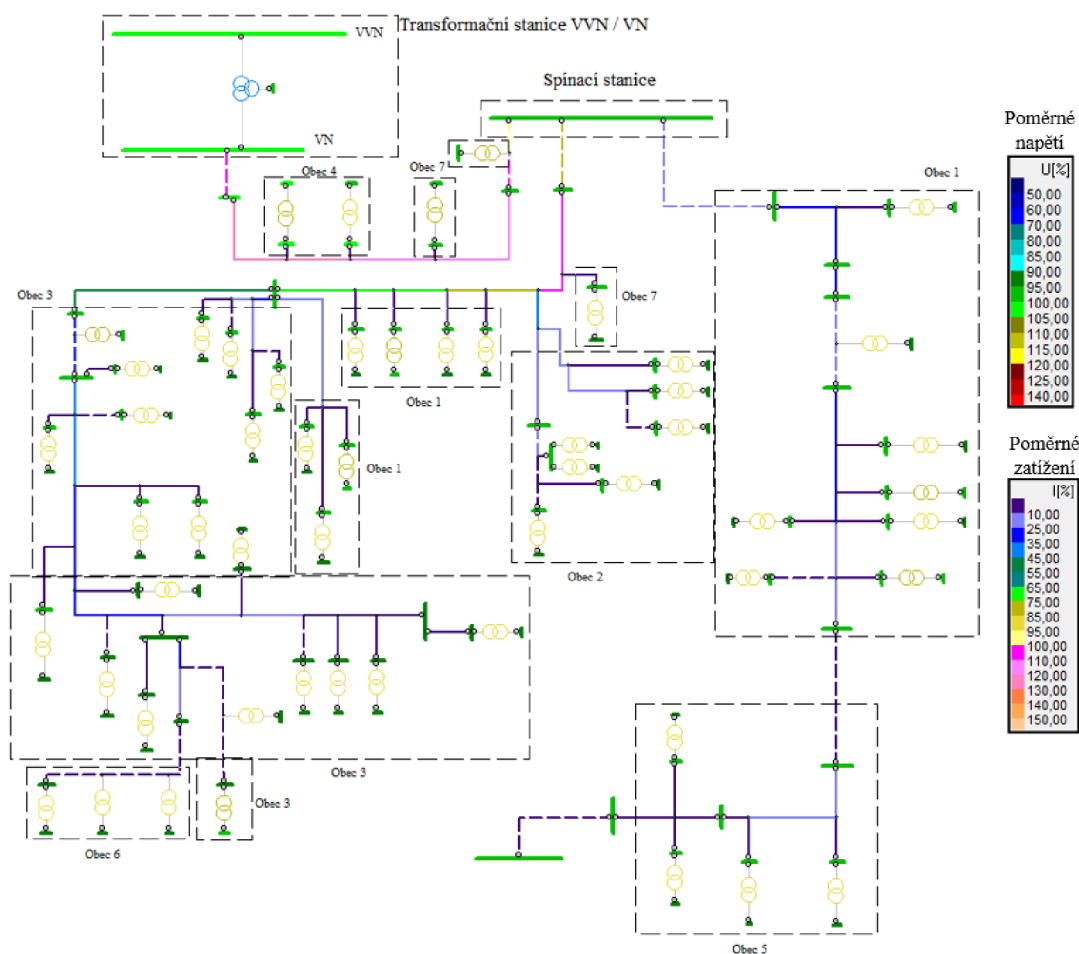
Obrázek 4-2: Souhrn výkonových poměrů v dané síti při implementaci elektromobility

Z pohledu napěťových poměrů byla ve všech uzlech sítě dodržena dovolená mez napětí $\Delta u \leq \pm 10\% u_n$. K největšímu poklesu napětí došlo podle předpokladu v uzlu N43 ($u_{N43} = 92,3\%$), který se nachází na konci vývodu A. Tento úbytek by byl však v praxi kompenzován pomocí odbočkové regulace na daném transformátoru vn/nn a částečně i pomocí automatické regulace HRT na napájecím transformátoru vvn/vn.

Poslední analýza v rámci tohoto scénáře se zabývá ověřením připojitelnosti velké dobíjecí stanice do dané sítě. Parametry této stanice byly inspirovány jednou z největších současných nabíjecích stanic na území ČR, která se nachází na odpočívadle dálnice D1 poblíž města Humpolec. Její celkový instalovaný výkon činí 812 kW a je napájena samostatnou dvojicí transformátorů 630 kVA. Pro představu, jsou zde nabíjecí body o výkonech 1 x 175 kW, 3x 150 kW, 2 x 50 kW, 1 x 43 kW a 2 x 22 kW. Jako místo připojení pro tento odběr byl zvolen uzel V49, jelikož ve skutečnosti se v blízkosti tohoto uzlu nachází také odpočívadlo dálnice D1.

Při posuzování připojitelnosti dané stanice jsou v rámci práce vyhodnocovány především napěťové poměry. Norma PNE 33-3430-0 ed. 5 [52] však zmiňuje i vyhodnocení dalších zpětných vlivů, jako je například vjem flikru, nesymetrie nebo ovlivňování signálu HDO. Z pohledu napěťových poměrů zmíněná norma udává, podobně jako v případě připojování výroby, dovolenou mez změny napětí po připojení dodatečného odběru o velikosti $\Delta u_d = 2 \% u_n$. Dle výstupu sw simulace (viz příloha C2) činí změna napětí v připojovacím uzlu V49 $\Delta u = 0,6 \% u_n$. Z toho plyne, že ani spínání celého instalovaného výkonu dané stanice v síti nezpůsobí výrazné změny velikosti napětí.

Z pohledu zatížení nezpůsobuje připojení nabíjecí stanice žádné problémy, jelikož vývod ke stanici byl navrhnut jako kabelový úsek o délce 300 m (úsek ONS – příloha I), provedený vedením 120 NA2X2Y, který vykazuje maximální zatížení $\gamma_{ONS} = 7,59 \%$. Jako transformátory vn/nn pro napájení stanice slouží 2 samostatně provozované DTR o instalovaných výkonech 630 kVA (T_{EV1} a T_{EV2}). Při stavu maximálního zatížení nabíjecí stanice platí, že $\gamma_{TEV1} = 67,7 \%$ a $\gamma_{TEV2} = 68 \%$.



Obrázek 4-3: Znáornění napěťových a proudových poměrů při největším rozšíření EV (2040)

4.2.3 Samostatná implementace elektromobility s vlivem kapacitního účinku

V předchozí kapitole (4.2.2) byl při implementaci elektromobility uvažován pro potřeby dimenzování účinník odběru $\cos\varphi = 0,95$ (ind), což je hodnota doporučovaná pro odběry dle metodiky PDS [46]. Na základě studie [51] však zařízení pro nabíjení EV vykazují v průběhu dobíjecího procesu kapacitní charakter účinníku, což vede k dodávce jalového výkonu do soustavy. Pro představu, v případě domácího jednofázového AC dobíjení studie uvádí provoz s účinníkem $\cos\varphi = -0,997$ (kap), pro třífázové AC dobíjení je to pak hodnota $\cos\varphi = -0,990$ (to odpovídá poměru dodávky jalového výkonu na odebíraný činný výkon o velikosti 13,6 %). Pro potřeby dimenzování bylo přijato zjednodušení, že během zkoumané večerní špičky jsou veškeré způsoby dobíjení, které se v soustavě mohou vyskytnout, zastoupeny právě tímto typem domácího nabíjení s účinníkem $\cos\varphi = -0,990$. Vzhledem ke skutečnosti, že v případě maloodběratelů (MOO) na hladině nn nejsou kladeny požadavky na kompenzaci jalového výkonu, je nutné tento vliv na soustavu ověřit.

Kompletní výstup dat sw výpočtu ustáleného chodu při tomto scénáři je uveden v příloze D. Souhrn vybraných údajů je znázorněn v tabulce 4-6. Lze zde především pozorovat, že celkový odebíraný jalový výkon v bilančním uzlu soustavy Q_{celk} klesnul o více než 4300 kVAr, což má za následek především snížení zatížení kritického úseku kmenové linky K2 až o 10 %. Stále však platí, že zatížení daného úseku výrazně překračuje maximální přenosovou schopnost daného vedení, kdy zatížení odpovídá hodnotě $\gamma_{K2} = 109$ %. Dále lze zmínit, že vlivem snížení celkového přenášeného zdánlivého výkonu došlo i k zmenšení činných ztrát ΔP a celkového jalového výkonu ΔQ spotřebovávaného prvky soustavy (především vedeními a transformátory). Souvislost činných ztrát ΔP s přenosem jalového výkonu je uvedena v již dříve zmíněném vztahu 2-2 v kapitole 2.3.2. Změna ΔQ je způsobena především závislostí chování venkovního vedení při přenášení většího než přirozeného výkonu a transformátorů. Vlivem nárůstu zatížení dochází u těchto prvků ke zvýšení spotřeby jalového výkonu dle vztahů 4-1 a 4-2.

$$\Delta Q_{ved} = 3 \cdot X \cdot (I_{\xi}^2 + I_j^2) \quad (4-1)$$

Kde: ΔQ_{ved} (VAr) je jalový výkon spotřebovávaný venkovním vedením

$$\Delta Q_t = Q_0 + Q_k \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 = \frac{S_n}{100} \cdot \left(i_0 + u_k \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2\right) \quad (4-2)$$

Kde: ΔQ_t (VAr) je jalový výkon spotřebovávaný DTR, ΔQ_0 (VAr) jsou jalové ztráty DTR naprázdno, ΔQ_k (VAr) jsou jalové ztráty DTR nakrátko, S (VA) je okamžitý zdánlivý výkon transformátoru, S_n (VA) je nominální zdánlivý výkon transformátoru, i_0 (%) je poměrný proud naprázdno, u_k (%) je poměrné napětí nakrátko

Další potenciální komplikací s rozšířením prvků souvisejících s elektromobilitou je problematika odběrů vyšších harmonických. Pro ilustraci, studie [51] uvádí, že v případě třífázového AC nabíjení se podíl vyšších harmonických na celkovém odebíraném proudu pohybuje až kolem hodnoty 4,5 % (DC nabíjení až 12%), což může způsobovat další negativní zpětné vlivy ve smyslu normy ČSN EN 50160 ed. 3. Tato problematika však není předmětem práce.

Tabulka 4-6: Souhrn analýzy výkonových poměrů při implementaci EV s kap. účinnkem odběru

Charakter účinnku odběru EV			induktivní	kapacitní
Základní odběr	$P_{zákl}$	(kW)	6239	
	$Q_{zákl}$	(kVAr)	2049	
	$\cos \varphi$	(-)	0,95	
Odběr elektromobilita	P_{EV}	(kW)	8311	
	Q_{EV}	(kVAr)	2731	-1134
	$\cos \varphi$	(-)	0,95	-0,99
Činné ztráty soustavy	ΔP	(kW)	1006	856
Jalová bilance soustavy	ΔQ	(kVAr)	2660	2212
Celkový odběr v bilančním uzlu	P_{celk}	(kW)	15556	15406
	Q_{celk}	(kVAr)	7440	3127
	$\cos \varphi$	(-)	0,9	0,98
Zatížení kmen	γ_{K2}	(%)	119	109

4.2.4 Společná implementace FVE a elektromobility

Cílem tohoto scénáře je ověřit napěťové a výkonové poměry v dané síti při paralelní implementaci vlivu DECE a elektromobility ve zkoumané síti vn. Analýza ustáleného chodu je provedena totožně jako v případě samostatné implementace v kapitolách 4.2.1 a 4.2.2.

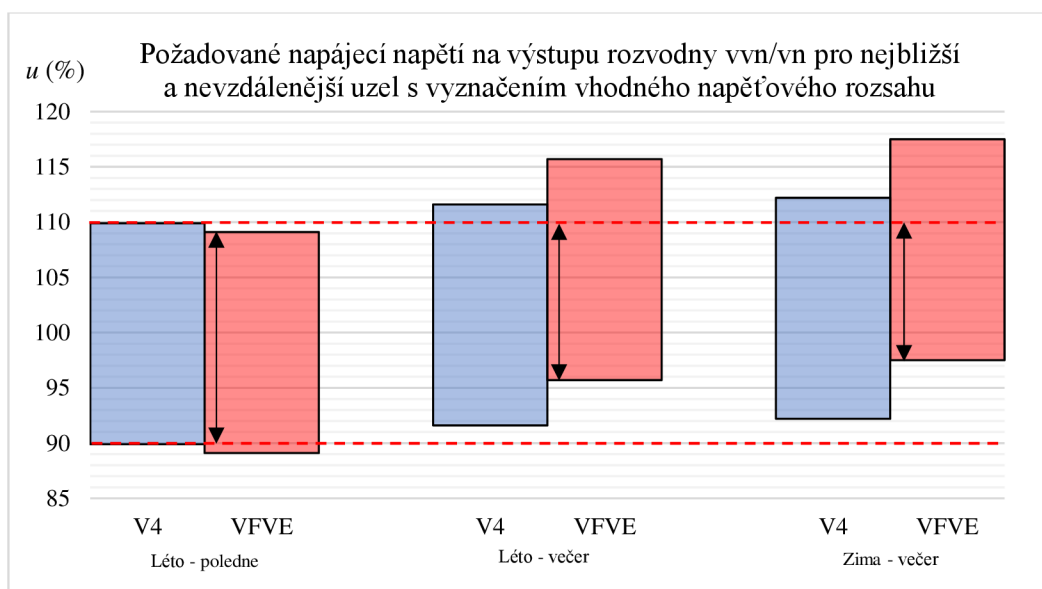
V rámci výkonových poměrů musí být pro potřeby dimenzování převzaty výsledky z předchozího scénáře, kdy byla samostatně implementována elektromobilita (viz kapitola 4.2.2), jelikož v tomto stavu došlo k největšímu zatěžování kritických prvků soustavy. Důvodem je charakter výroby FVE v dané soustavě, který se vyznačuje svou proměnlivostí v závislosti na aktuálních atmosférických podmínkách. V návaznosti na přijatá zjednodušení, kdy není uvažovaná akumulace takto vyrobené energie, nelze spoléhat na trvalé snížení výkonových špiček způsobených elektromobilitou. I v rámci tohoto scénáře tedy dojde k výraznému překročení mezí dovoleného zatížení některých úseků kmenové linky a většiny transformátorů vn/nn.

Pro ilustraci výkonových poměrů v tomto scénáři byla do grafů na obrázcích 4-5 a 4-6 vynesena data o výkonových tocích v síti během letního a zimního dne, kdy jsou příznivé atmosférické podmínky. V případě letního dne tato skutečnost odpovídá stavu, kdy FVE vyrábí 61 % svého nominálního výkonu ($G \cong 780 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$). Pro představu, početní dny, kdy FVE dosáhly alespoň tohoto výkonu, se pohybuje kolem 161 dní za rok (viz příloha J). Pro výpočet zimního dne byla uvažována výroba FVE o 17,7 % vzhledem k nominálnímu výkonu ($G \cong 215 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$), čehož bylo dosaženo průměrně v 54 dnech během zimního období. Na základě zmíněných grafů 4-5 a 4-6 bylo ověřeno, že ani v případě uvažování příznivých slunečních podmínek nelze předpokládat výrazné snížení večerní odběrové špičky způsobené nabíjením EV. Dále je pravděpodobné, že především během letních měsíců bude v síti docházet k změnám toků výkonu (poledne – večer), což způsobí stavy, kdy soustava téměř není zatížena. To může mít v rozlehlejších sítích za následek nežádáný přetok jalového výkonu do nadřazené soustavy.

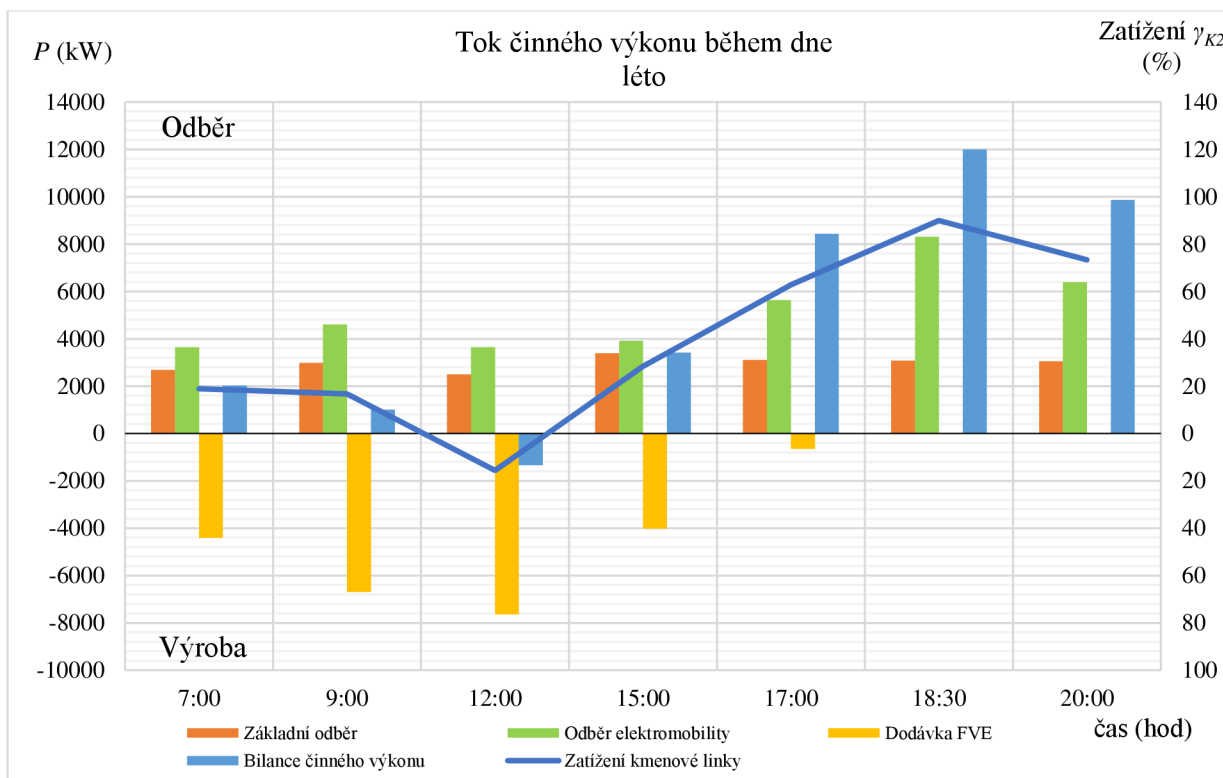
Výstupní data analýzy z pohledu napěťových poměrů jsou uvedena v příloze E. Podobně jako při samostatné implementaci v kapitolách 4.2.1 s 4.2.2 nedošlo v žádném uzlu k překročení dovolených mezí $\Delta u \leq \pm 10\%$. V případě tohoto scénáře však vlivem změny toku výkonu v průběhu dne a ročního období dochází k výrazné změně napětí ve vzdálenějších uzlech.

Tato změna napětí potenciálně může způsobovat komplikace při regulaci HRT na transformátoru vvn/nn. Například v případě, kdy se regulace snaží zároveň vyhovět napěťovým požadavkům nejbližšího a nejdálšího uzlu (viz obrázek 4-4). Další problém může nastat, když FVE a odběr způsobený elektromobilitou budou v dané síti výrazně nerovnoměrně rozloženy. Pro ilustraci by mohl například nastat případ, kdy ve stejnou dobu na vývodu A bude převládat charakter odběru a na vývodu B charakter dodávky. V této situaci hrozí problém, kdy HRT nemůže vyhovět napěťovým požadavkům obou vývodů současně.

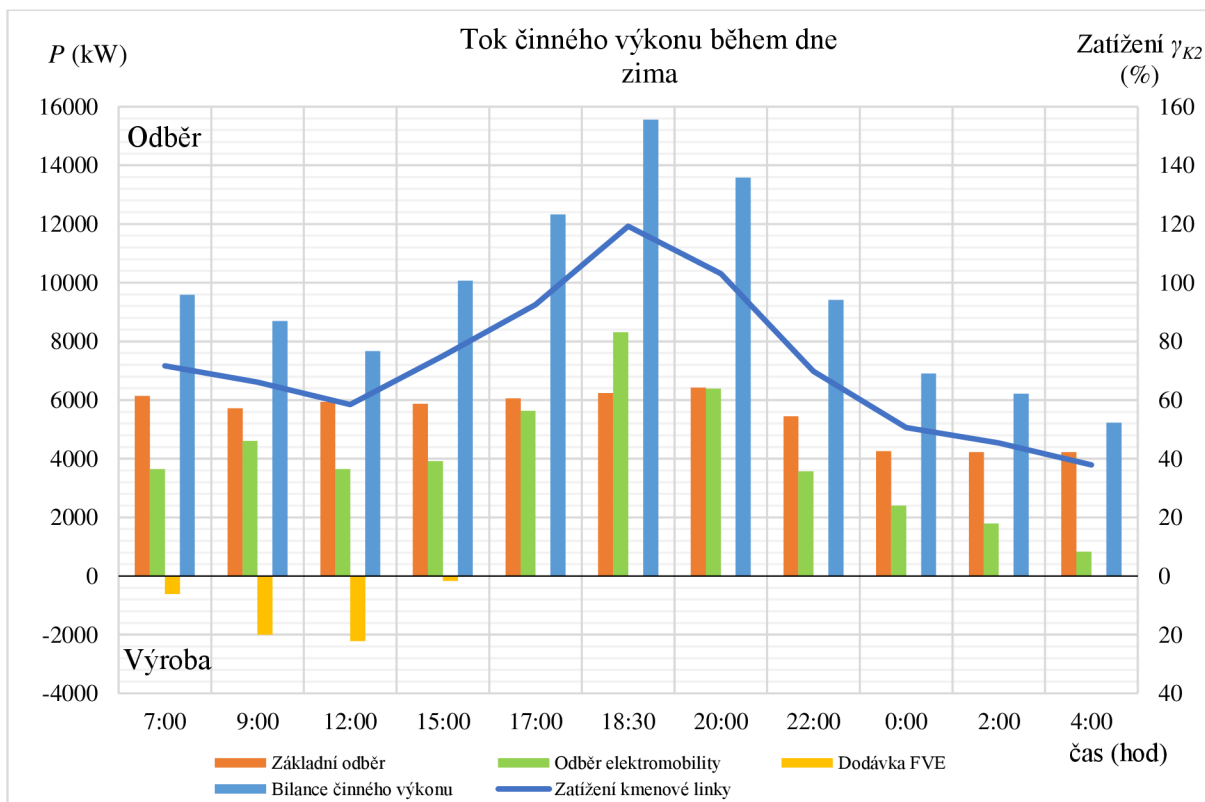
Oba popsané negativní jevy může však částečně zmírnit využití U/Q regulace na konstantní napětí u FVE v blízkosti nejdálšího uzlu (viz kapitola 4.3.3).



Obrázek 4-4: Znárodnění vhodného rozsahu napětí na výstupu transformátoru vvn/vn



Obrázek 4-5: Souhrn výkonových poměrů v dané síti při implementaci EV a FVE (červenec)



Obrázek 4-6: Souhrn výkonových poměrů v dané síti při implementaci EV a FVE (leden)

4.3 Návrh opatření a jejich vyhodnocení

V následujících kapitolách se práce věnuje návrhu opatření ve zkoumané síti vn, tak aby i při rozvoji decentralizované výroby a elektromobility mezi lety 2020 až 2040 byly zachovány kvalitativní parametry dodávky elektrické energie. Jednotlivá opatření reagují na nedostatky zjištěné v předchozích analýzách na sw modelu (viz kap 4.2). Hlavní důraz je kladen na opatření, která jsou již v sítích běžně využívána, jako je posílení vybraných prvků soustavy a řízení výkonové bilance. Pozornost bude však částečně věnována i modernějším technologiím souvisejícími se statickou podporou sítě nebo bateriovou akumulací.

4.3.1 Posílení vedení

Posilování prvků prostřednictvím rekonstrukcí je v současnosti nejběžnější způsob řešení výrazných nedostatků souvisejícími s výkonovými nebo napěťovými poměry v DS. Z výstupů kapitoly 4.2.2, kde byla analyzována samostatná implementace elektromobility, plyne, že v roce 2040 dojde výraznému přetížení kmenové linky a několika úseků na vývodu A (příloha C1). V této kapitole bude navrženo posílení zmíněných úseků, aby jejich zatížení zůstalo v dovolených mezích.

Dle metodiky PDS [46] byl pro rekonstrukci zvolen postup vybudování dvojpotahu (šestivodič) v případě venkovního vedení a položení paralelního úseku ve stejné trase v případě kabelového vedení. Alternativním řešením by dále mohlo být osazení vedením o větším průřezu. Dle zmíněné metodiky se však v praxi běžně nepoužívají průřezy větší než 110 mm^2 pro venkovní vedení a 240 mm^2 pro kabelová vedení.

Konkrétně se rekonstrukce týká úseků K1 až K7 (kmenová linka) a A1 až A8 (vývod A). Při uvažování středního scénáře rozvoje elektromobility by pak byla dostačující rekonstrukce pouze kmenové linky. Kompletní výstup z sw analýzy ustáleného chodu je v příloze F. Základní data o výkonových poměrech na nejvíce zatížené kmenové lince jsou vynesena v tabulce 4-7. Kromě toho, že po rekonstrukci je zatížení všech úseků během večerní odběrové špičky, v rámci dovolených mezí, lze si všimnout i výrazného poklesu činných ztrát ΔP . To vychází především z kvadratické závislosti činných ztrát na protékajícím proudu (viz vztah 2-2). Celkově po rekonstrukci klesly výsledné činné ztráty soustavy z původní hodnoty $P_{ztráty} = 1006 \text{ kW}$ (6,5 % z celkového odebíraného činného výkonu) na $P_{ztráty,r} = 610 \text{ kW}$ (4 % z celkového odebíraného činného výkonu). Podobně klesl i odběr jalového výkonu na jednotlivých prvcích sítě z $Q_{bilance} = 2660 \text{ kVAR}$ na $Q_{bilance,r} = 1805 \text{ kVAR}$. Je však nutno zmínit, že po rekonstrukci přibude v síti téměř 2,6 km nového kabelového vedení, což bude mít za následek nutnost znovu ověřit vlivy kapacitních proudů.

Dle výstupu analýzy (příloha F) však stále během večerních odběrových špiček dochází k překračování dovolené meze zatížení většiny transformátorů vn/nn, kdy se pohybuje mezi 80 % až 85 %. Při návrhu rekonstrukce by to znamenalo výměnu téměř všech DTR v síti, což by činilo znatelně větší investici než v rámci přirozené obnovy DS. Navíc v rámci výpočtu bylo přijato zjednodušení, při kterém je výkon z kmenové linky rovnoměrně rozpočítáván mezi jednotlivé DTS (viz kapitola 4.1.2). Ve skutečnosti je tedy pravděpodobné, že odběry způsobené EV, budou v síti více koncentrované, v důsledku čehož bude stačit nahradit menší počet DTS. Výkonové dopady elektromobility mohou dále výrazně zmírnit jiná opatření, které jsou blíže popsány v dalších kapitolách (4.3.2)

Tabulka 4-7: Výkonové poměry na úsecích kmenové linky při maximálním rozvoji EV (2040)

Označení úseku	Parametry vedení				Před rekonstrukcí		Po rekonstrukci	
	Provedení	Průřez (mm ²)	Typ	Délka (m)	Zatížení (%)	ΔP (kW)	Zatížení (%)	ΔP (kW)
K1	Kabel	240	NA2XS2Y	25	102,1	1,7	48,9	0,8
K2	Venkovní	120	AlFe6	1900	119,2	232,4	57,2	106,8
K3	Venkovní	120	AlFe6	119	116,9	14,0	56,0	6,4
K4	Venkovní	120	AlFe6	1026	116,7	120,1	55,9	55,2
K5	Venkovní	120	AlFe6	546	116,1	63,3	55,6	29,1
K6	Kabel	240	NA2XS2Y	155	99,4	10,0	47,6	4,6
K7	Kabel	240	NA2XS2Y	2047	96,4	123,8	46,3	56,9

4.3.2 Řízení nabíjecích výkonů EV

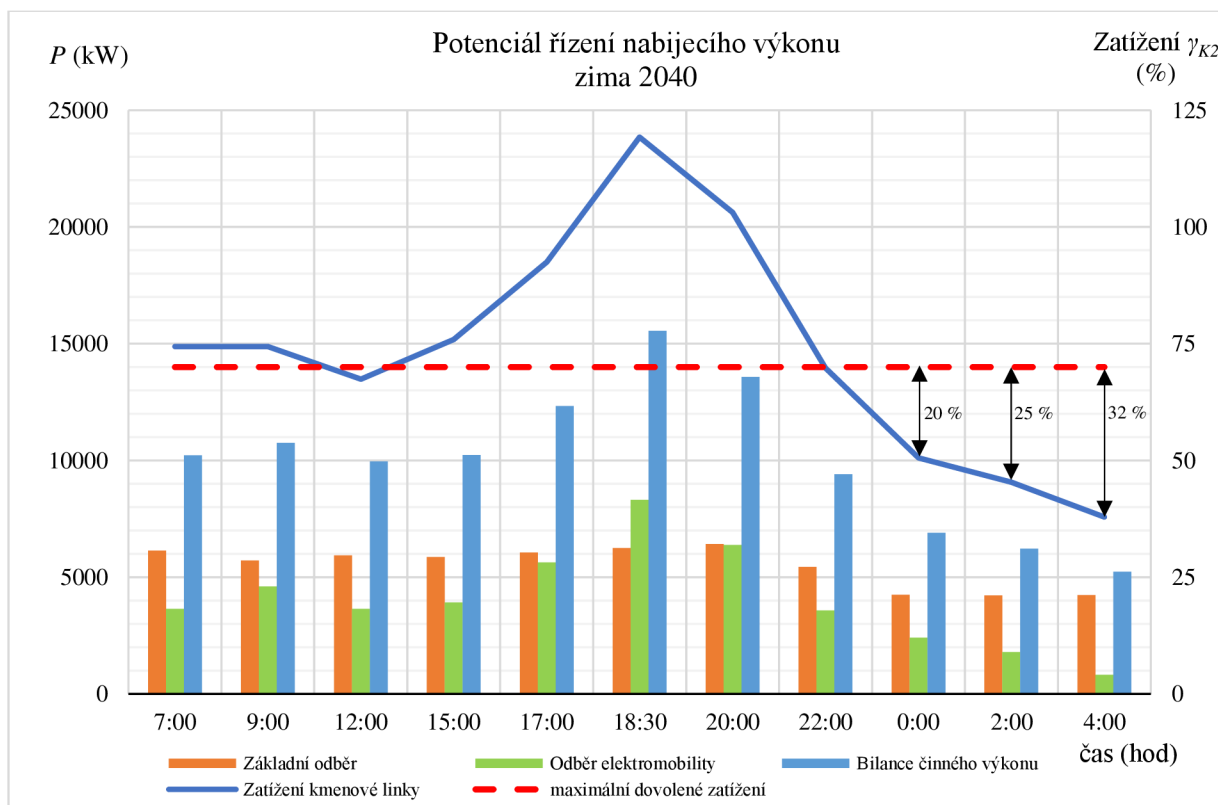
Dalším potenciálním řešením pro zmírnění odběrových špiček, vznikajících především v souvislosti s elektromobilitou, je využití některých ze systémů pro regulaci nabíjecích výkonů. Potenciál tohoto opatření spočívá v omezení nabíjecího výkonu během odběrových špiček a jeho následném rozložení do méně exponovaných časových úseků. Podle výstupu analýzy v kapitole 4.2.2 je v rámci elektromobility očekáván nevyšší odběr mezi 17:00 až 20:00, což je způsobeno hlavně neveřejným dobíjením (viz obrázek 2-8). Během nočních hodin pak celkový odběr v síti postupně klesá až na denní minimum. Naskytá se zde tedy možnost, za pomoci omezení nabíjecího výkonu EV rozložit večerní odběrovou špičku na noční až ranní hodiny.

Řízení dobíjecích výkonů lze pro potřeby dimenzování uvažovat pouze v případě neveřejného (pomalého) dobíjení. Vychází to z předpokladu, kdy maloodběratel nechává své vozidlo nabíjet přes noc a posun nabíjecího intervalu v řádech jednotek hodin mu nezpůsobí znatelné komplikace. Rychlonabíjecí stanice řízení nabíjecích výkonů dle [38] budou, v závislosti na svých instalovaných výkonech, často umožňovat. Je však nutno zmínit, že v tomto případě zákazníci platí za danou službu umožňující výrazně kratší nabíjecí intervaly. Proto je omezování výkonu těchto komerčních stanic uvažováno jen v krizových stavech, kdy je ohrožen chod soustavy. Odběr veřejného dobíjení má dále oproti domácímu výrazně nahodilejší charakter.

Prvním z možných způsobů regulace nabíjecích výkonů je použití systému hromadného dálkového ovládání (HDO). Tento systém využívá principu superponování řídicích kódů na síťovou frekvenci, které jsou následně zaznamenány přijímači na úrovni odběratelů. Tento přijímač pak následně může reagovat přepínáním mezi cenovými sazbami elektrické energie (tarify), či přímo spínat jinak blokováné spotřebiče. Nevýhodou použití HDO pro potřeby elektromobility je použití převážně hromadných příkazů přiřazených velké rozloze sítě [53]. Již v současnosti je tento systém v ČR využíván v souvislosti s elektromobilitou, a to pomocí speciálních tarifů C27d a D27d [54]. Tyto tarify konkrétně zaručují zákazníkovi denně minimálně 8 hodiny levnější cenové sazby v rozmezí od 18:00 do 8:00. PDS pak může daný osmihodinový úsek operativně posouvat a rozdělit maximálně na dva souvislé intervaly.

Další alternativou je technologie AMM (Advanced metering manament) umožňující PDS dálkově odečítat stav elektroměrů a komplexnější řízení oproti HDO. Tento systém využívá pro obousměrný přenos dat v reálném čase především rozhraní GSM a GPRS. Oproti HDO navíc umožňuje individuálnější povely v rámci jednotlivých odběrných míst. V současnosti je tato technologie uplatňována spíše ve formě pilotních projektů (např. Smart region Vrchlabí [55]). Dle vyhlášky č. 359/2020 Sb. [56] má mezi lety 2024 až 2027 postupně docházet k instalaci této technologie ke všem odběratelům s roční spotřebou větší než 6 MWh (hladina nn). Již v poměrně blízké době lze tedy očekávat značný nárůst potenciálu tohoto systému.

Na základě těchto poznatků byla provedena sw analýza ustáleného chodu dané sítě, jejíž hlavní výstupy jsou vyneseny v grafu na obrázku 4-7. Z tohoto grafu je patrné, že během zimního období kritický úsek kmenové linky K2 je značně přetížen v době večerní odběrové špičky. Částečný potenciál pro přesunutí nabíjecího výkonu se v síti objevuje po 22:00, kdy se rezerva zatížení daného úseku pohybuje v rozmezí jednotek až desítek procent (až 4,1 MW). Jelikož se tato rezerva v rámci celého denního harmonogramu nejeví jako dostatečná, tak se nedoporučuje využít řízení nabíjecích výkonů jako jediné opatření v soustavě pro zachování bezproblémového chodu sítě. Při kombinaci s rekonstrukcí kmenové linky (viz kapitola 4.3.1), však regulace nabíjecích výkonů může poskytnout značný potenciál v dynamickém řízení flexibility, a zároveň omezit další nutnost posilování jiných prvků (především jednotlivé DTR a vedení nn).



Obrázek 4-7: Souhrn výkonových poměrů znázorňující potenciál řízení nabíjecích výkonů

4.3.3 UQ regulace

I když v dané síti vn nejsou při implementaci elektromobility a OZE (viz kapitola 4.2) předpokládány negativní vlivy na dodržení napěťových poměrů, je cílem této kapitoly alespoň ilustrativně demonstrovat potenciál použití U/Q regulace. Jak již bylo zmíněno v kapitole 2.3.2, U/Q regulace využívá principu dodávky nebo spotřeby jalového výkonu na úrovni jednotlivých výroben pro zlepšení napěťových poměrů v síti. V rámci sw analýzy je uvažována pouze možnost této statické podpory na úrovni VM připojeného přímo do hladiny vn. Citlivost změny napětí na jalovém výkonu totiž závisí především na poměru reaktance X a činného odporu R soustavy. Na hladině vn se projevuje více reaktance, a dle vztahu 2-1 tím dochází výrazněji ke změně úbytku napětí v závislosti s dodávaným nebo odebíraným jalovým proudem I_j . Oproti tomu na hladině nn je dominantnějším parametrem činný odpor R a při dodávce nebo odběru I_j dochází spíše ke zvyšování činných ztrát (viz vztah 2-2).

V dané soustavě je analyzován potenciál U/Q regulace v případě FVE zdroje o maximálním výkonu $P_{max} = 5599$ kWp (2040) připojeného v uzlu V_{FVE} . Dle PPDS přílohy 4 [33] musí výrobná v této výkonové kategorii umožňovat dodávku nebo spotřebu jalového výkonu až o velikosti 2100 kVAr (viz diagramy na obrázcích 2-10 a 2-11). Charakteristika dodávky jalového výkonu v závislosti na napětí v připojovacím uzlu je určována PDS přímo pro konkrétní podmínky v dané síti. V rámci demonstrování chování této regulace, je pro potřeby sw analýzy uvažována maximální možná dodávka nebo spotřeba Q .

Pro ilustraci potenciálu využití U/Q regulace v dané soustavě byl uvažován stav mírného nadpětí a podpětí v připojovacím uzlu FVE. Kompletní výstup dat z výpočtu ustáleného chodu je v příloze G. Dílčí výsledky jsou následně shrnuty v tabulce 4-8. Konkrétně je zde znázorněna změna napětí v připojovacím uzlu u_{VFVE} , velikost regulačního jalového výkonu Q_{reg} a zatížení vybraného úseku vedení γ_{A22} . Lze pozorovat, že podle předpokladu při nadpětí byl jalový výkon výrobnou spotřebováván, čímž bylo napětí v blízkých uzlech sníženo. Naopak při podpětí byl dodáván jalový výkon kapacitního charakteru, což mělo za následek zvýšení napětí v přilehlých uzlech.

Citlivost U/Q regulace pak odpovídá přibližně hodnotě $4,55$ MVar \cdot kV⁻¹ při snižování napětí a $-4,45$ MVar \cdot kV⁻¹ při zvyšování napětí. Dále je třeba brát v úvahu že regulační jalový výkon způsobuje dodatečné zatížení především na úseku A_{22} .

V rámci analýzy tedy bylo demonstrováno, že U/Q regulace na hladině vn představuje v dané soustavě nezanedbatelný potenciál pro podporu zachování napěťových poměrů v dovolených mezích. Využití této regulace může dále umožnit připojení výrobní o větším instalovaném výkonu, jelikož lze snadněji dodržet podmínku zvýšení napětí vlivem připojení VM, která udává mez $\Delta u_{vn} \leq 2$ % (viz kapitola 4.2.1).

Tabulka 4-8: Vliv U/Q regulace na konstatní napětí v připojovacím uzlu

U/Q regulace		Nadpětí		Podpětí	
Veličina	Jednotka	Bez regulace	Regulace	Bez regulace	Regulace
u_{VFVE}	(%)	103,4	101,3	97,9	100
Q_{reg}	(kVAr)	0	2100,0 (ind)	0	-2057,7 (kap)
γ_{A22}	(%)	35,87	40,44	37,86	40,75

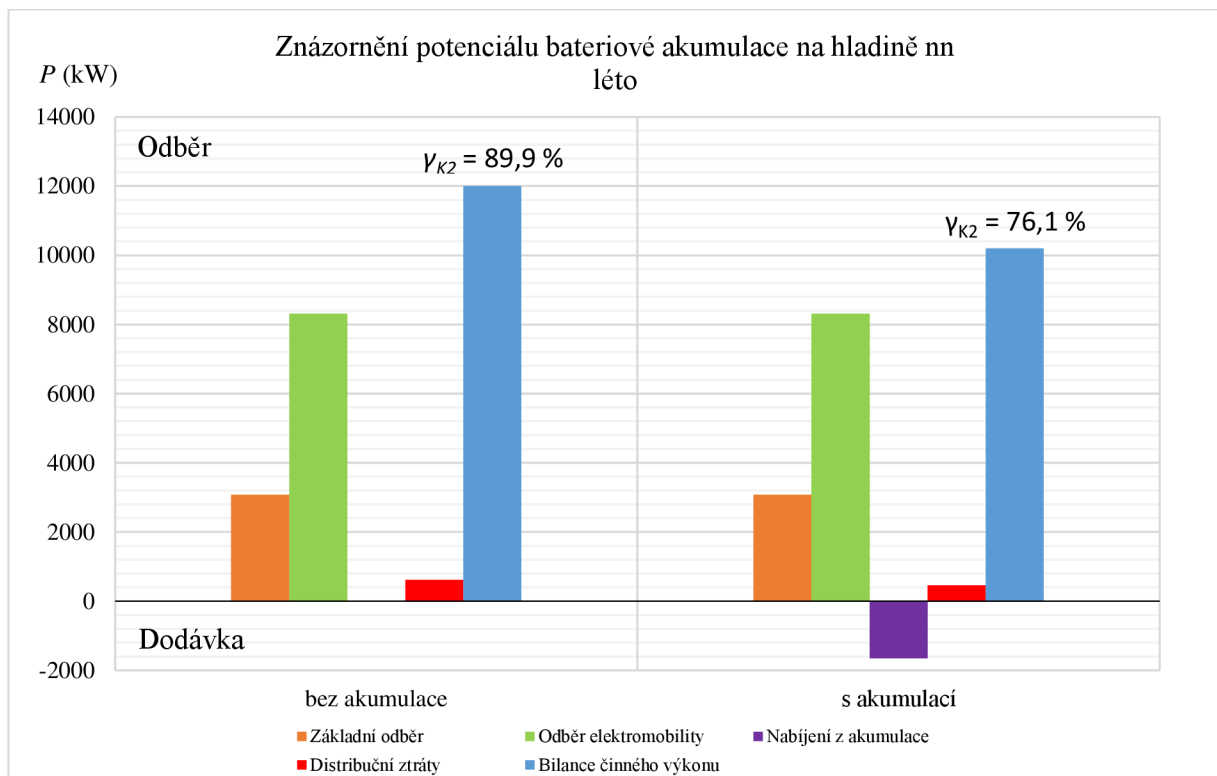
4.3.4 Akumulace

Posledním, spíše podpůrným opatřením, kterým se práce zabývá je využití bateriové akumulace pro účely zmírnění odběrových špiček. Využití bateriových systémů v rámci elektroenergetiky lze v současnosti rozdělit do dvou hlavních kategorií. První druh spočívá v provozování velkých (většinou kontejnerových) instalací o kapacitách v řádech stovek kWh až jednotek MWh. Uplatnění těchto zařízení se předpokládá především v oblasti poskytování podpůrných služeb (viz kapitola 2.2.2), v kombinaci s výrobnami OZE, jako záložní zdroj pro podniky v dobách krátkodobého přerušení dodávky, nebo pro plnění činností související s funkcemi agregátora. Většina těchto instalací je však v současné době teprve ve fázi pilotních projektů, a proto není vhodné je uvažovat pro potřeby dimenzování.

Další způsob uplatnění bateriových uložišť je jako součást FVE instalací na úrovni maloodběratelů. Zde slouží především k omezení přetoků výkonu z daného objektu do DS, což přispívá k lepší návratnosti zařízení. V rámci práce je přijat předpoklad, kdy velká část maloodběratelů využívajících EV, disponuje zároveň touto kombinací mikrozdroje a bateriové akumulace. Za této podmínky lze pro potřeby demonstrace maximálního potenciálů využití akumulace dále uvažovat scénář, kdy odběratelé využijí napájení z baterií právě v době večerní odběrové špičky.

Pro potřeby analýzy byla převzata informace o předpokladu rozšíření bateriové akumulace ze studie MPO [57], která předpokládá, že při největším rozvoji akumulace bude na výkon 1 MWp FVE připadat kapacita 0,4 MWh v bateriových uložištech. V dané síti lze tedy předpokládat celkovou kapacitu bateriových systémů o velikosti 3424 kWh. Pro výpočet je dále přijato zjednodušení, kdy každý maloodběratel využívající akumulace vlastní bateriový systém o kapacitě 7,68 kWh. Tato kapacita při hloubce vybití 80 % již může představovat nabití EV pro ujetí vzdálenosti téměř 50 km (při spotřebě 12,7 kWh na 100 km). V rámci nabíjecího procesu je pak uvažován typ jednofázového AC dobíjení o výkonu 3,7 kW. Tato odběrná místa využívající kombinaci FVE, akumulace a EV v rámci odhadu, tvoří celkem 11 % všech odběratelů na hladině nn. Maximální výkonové odlehčení, které může vlivem akumulace v dané soustavě za přijatých předpokladů vzniknout, tedy odpovídá hodnotě $P_{vyb} = 1,650$ MW.

Dle výpočtu ustáleného chodu (viz příloha H) má předpokládané rozšíření akumulace potenciál, v době večerní odběrové špičky, snížit zatížení kritického úseku kmenové linky K2 až o 13,8 %. I přes to nebyla dodržena dovolená mez zatížení daného vedení (viz obrázek 4–8), a to ani při uvažování letního dne, kdy jsou v soustavě menší výkonové toky než během zimního období. Dále je nutné zmínit, že v rámci této analýzy byla přijata řada předpokladů idealizující skutečný stav. Tento výpočet má tedy spíše charakter odborného odhadu, který má PDS ilustrovat potenciál daného typu akumulace v DS. S rozvojem prvků SG totiž může nastat situace, kdy PDS bude schopen tuto kapacitu řídit pro potřeby bezproblémového chodu DS, či jinak motivovat odběratele k využití tohoto potenciálu (např. finančně).



Obrázek 4-8: Souhrn výkonových poměrů znázorňující pot. akumulace na hlad. nn

5 ZÁVĚR

V rámci teoretické části práce byla provedena rešerše na problematiku implementace OZE a elektromobility do distribučních sítí zaměřená především na hladinu vysokého napětí. V prvním segmentu byl popsán vliv evropské a národní legislativy na vývoj začleňování těchto prvků do DS. Byly zde zmíněny především závazky související s udržitelným rozvojem, jako je například zvýšení podílu konečné spotřebované energie z obnovitelných zdrojů na 32 % do roku 2030.

V další kapitole byly blíže popsány záměry aktuálního Národního akčního plánu pro chytré sítě. V tomto koncepčním dokumentu již byly konkrétně specifikovány jednotlivé komplikace související s rozšiřováním OZE a elektromobility, jako je kupříkladu nárazové zatěžování částí soustavy, potřeba akumulace, vyšší nároky na dispečerské řízení atd. Zároveň byl popsán postup zavádění opatření v distribučních sítích ČR ke zmírnění nebo vyřešení zmíněných problémů především pomocí instalace prvků souvisejících s technologiemi chytrých sítí.

Důležitou součástí práce je kapitola 2.2.3 popisující předpokládaný vývoj v oblasti OZE a elektromobility v horizontu následujících dvaceti let. Na základě odborných studií zde byla shromážděna data, která jsou dále využita v praktické části práce pro simulaci vlivu tohoto rozvoje ve zkoumané síti vn.

Poslední kapitola v teoretické části je věnována vybraným zásadám pro implementaci OZE a elektromobility do hladiny vn. Jsou zde obsaženy konkrétní technické požadavky vycházející z PPDS, jako je například statická a dynamická podpora sítě decentralních zdrojů nebo požadavky na dobíjecí stanice. Tyto technické principy jsou rovněž použity v praktické části při modelování konkrétní sítě.

Praktická část práce měla za cíl aplikovat poznatky shromážděné v teoretické rešerši na skutečné síti vn nacházející se v oblasti, kde jsou nadprůměrné předpoklady pro budoucí implementaci prvků DECE a elektromobility. Hlavní náplň tohoto segmentu spočíval v SW analýzách ustáleného chodu sítě v rámci simulace různých scénářů rozvoje OZE a elektromobility, které jsou významné z pohledu dimenzování vybrané soustavy.

Z pohledu výkonových poměrů se dle provedených analýz jeví jako nejkritičtější rozvoj elektromobility. Konkrétně se zde nejvíce projevuje večerní odběrová špička způsobená hlavně neveřejným dobíjením. Pro představu, při porovnání maximálního zatížení kmenové linky v roce 2020 a 2040 při maximálním rozvoji elektromobility je pozorován nárůst z hodnoty $\gamma_{K2,2020} = 37\%$ na $\gamma_{K2,2040} = 119\%$. To pro ilustraci odpovídá situaci, kdy se v dané oblasti nachází přibližně 3000 osobních elektromobilů na 10 000 obyvatel. V rámci napěťových poměrů nebyly ve vybrané soustavě zjištěny žádné závažné nedostatky, a to ani v případě uvažování maximální implementace FVE (celkem 14,2 MWp v dané soustavě). Nežádané zpětné vlivy související se změnou napětí nejsou v síti přepokládány ani při připojování velké rychlonabíjecí stanice o instalovaném výkonu v řádech stovek kW, či velké FVE o instalovaném výkonu 5,6 MWp. Je však nutné zmínit, že v provedených simulacích nebyly uvažovány další zpětné vlivy, jako je například odběr vyšších harmonických složek proudů způsobený hlavně zvýšeným počtem měničů pro potřeby EV a FVE. Dále se z pohledu rozlohy jedná poměrně malou síť, kde se tak významně neuplatňuje problematika úbytků napětí na kratších úsecích.

V návaznosti na zmíněné nedostatky byly v kapitole 4.3. navrženy a vyhodnoceny různé typy opatření pro zachování kvalitativních parametrů dodávky elektrické energie. Jako nejvýznamnější se dle provedených simulací jeví posílení kmenové linky a části vývodu A. Nutnost této rekonstrukce se projevuje už v roce 2035 (viz obrázek 4-2). I přes toto opatření však může během zimních odběrových špiček docházet k překročení dovolených zatížení distribučních transformátorů vn/nn. Tento nedostatek je na základě dosažených výstupů (viz kapitola 4.3.2) doporučeno řešit prostřednictvím řízení domácího nabíjení v rámci elektromobility. Toho lze dosáhnout především pomocí technologie HDO a v budoucnu i při využití AMM.

Pro demonstraci byly vyhodnoceny potenciály dalších opatření spíše podpůrného charakteru, kterými jsou U/Q regulace a bateriová akumulace. Využití U/Q regulace se v dané síti jeví jako vhodné řešení pro zlepšení napěťových poměrů v případě značné výroby FVE na hladině vn. Navíc je při využití tohoto principu možné připojit do sítě výrobní o větším výkonu. Přístup k využití této mechaniky je však v současné době značně odlišný v rámci jednotlivých PDS. Možnost využití bateriové akumulace na hladině nn (celková kapacita téměř 3,4 MWh) pro odlehčení soustavy v době odběrové špičky byla popsána spíše z pohledu demonstrování maximálního potenciálu.

Na konci je nutno zmínit, že relevance výsledků této práce je výrazně závislá na budoucím vývoji technologií a politicko-ekonomických situací ve společnosti, které je často velmi náročné předvídat. Z tohoto důvodu bylo cílem praktické části práce hlavně demonstrovat schopnost vybrané sítě pojmout rozvoj prvků DECE a elektromobility. Dále je důležité uvést, že práce se věnovala této problematice především na napěťové hladině vn. Řadu nedostatků z pohledu nedodržení napěťových či výkonových poměrů lze však s velkou četností předpokládat i na hladině nízkého napětí.

POUŽITÁ LITERATURA

- [1] Clean energy for all Europeans package. *European Commission* [online]. Brusel: European Commission, 2017 [cit. 2020-12-20]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en
- [2] Druhy právních předpisů EU. *Https://ec.europa.eu* [online]. Brusel: European Commission [cit. 2020-12-20]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/types-eu-law_cs
- [3] Klimaticko-energetický balíček do roku 2020. *Ministerstvo životního prostředí* [online]. Praha: Ministerstvo životního prostředí, c2008–2020 [cit. 2020-12-20]. Dostupné z: https://www.mzp.cz/cz/klimaticko_energeticky_balicek_2020
- [4] Nová povinnost pro firmy: vybudovat nabíječky pro elektromobily. *Tzbinfo* [online]. S-Power Energies, s.r.o., 2019 [cit. 2020-12-22]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/akumulace-elektriny/19269-nova-povinnost-pro-firmy-vybudovat-nabijecky-pro-elektromobily>
- [5] 2009/28/ES: o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnice 2001/77/ES a 2003/30/ES. In: . Štrasburk: Úřední věstník Evropské unie, 2009, číslo 28. Dostupné také z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0028>
- [6] Rámcové pokyny a Síťové kodexy. *Energetický regulační úřad* [online]. Jihlava: ERU, c2014-2020 [cit. 2020-12-20]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/ramcove-pokyny-a-sitove-kodexy>
- [7] NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2016/631. In: . Brusel: Úřední věstník Evropské unie, 2016, 2016/631. Dostupné také z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>
- [8] NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2016/1388. In: . Brusel: Evropská komise, 2016, 2016/1388. Dostupné také z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/HTML/?uri=CELEX:32016R1388&from=CS#d1e978-10-1>
- [9] *Energetický zákon*. In: . Praha: Parlament ČR, 2000, číslo 458. Dostupné také z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>
- [10] *Nový energetický zákon má odrážet proměnu energetiky* [online]. OENERGETICE [cit. 2020-12-22]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energeticka-legislativa-cr/novy-energeticky-zakon-ma-odrazet-promenu-energetiky>
- [11] Lokální distribuční soustava. In: *Frank Bold: Advokáti* [online]. Praha: Frank Bold [cit. 2020-12-22]. Dostupné z: <https://www.fbadvokati.cz/cs/sluzby/2525-lokalni-distribucni-soustava>
- [12] *Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů*. In: . Praha: Parlament ČR, 2012, číslo 165. Dostupné také z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-165>
- [13] ČR. *Zákon č. 406/2000 Sb.: Zákon o hospodaření energií*. In: . Praha: Parlament ČR, 2000, číslo 406. Dostupné také z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-406>
- [14] Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu: MPO* [online]. Praha: MPO, 2014 [cit. 2020-12-25]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/statni-energeticka-politika/2016/12/Statni-energeticka-koncepce-_2015_.pdf

- [15] ČR. *Národní akční plán pro chytré sítě*. In: . Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2015. Dostupné také z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2016/11/Narodni-akcni-plan-pro-chytre-site.pdf>
- [16] Národní akční plán pro chytré sítě 2019-2030: Aktualizace NAP SG. In: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/9/Aktualizace_NAP_SG_2019-2030.pdf. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2019, ročník 2019.
- [17] *Analýza k podobě provedení systémového automatického frekvenčního odlehčování po roce 2030: SAFO 2030*. 1. Brno: EGÚ Brno, 2019, 32 s. Dostupné také z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/6/Vytah-studie-NAP-SG-A8-A11_SAFO.pdf
- [18] *Dílčí studie pro pracovní tým A25: Predikce vývoje elektromobility v ČR*. 1. Praha: Euroenergy, 2018, 146 s. Dostupné také 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
- [19] ČEZ Distribuce letos investuje přes 11 miliard korun: Distribuční síť se postupně digitalizuje a připravuje na novou energetiku. *Skupina ČEZ* [online]. Děčín: Skupina ČEZ, 2020 [cit. 2020-12-29]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/cez-distribuce-letos-investuje-pres-11-miliard-korun.-distribucni-sit-se-postupne-digitalizuje-a-pripravuje-na-novou-energetiku-43606>
- [20] *Výpočty dopadu rozvoje decentralních výroben doprovozu distribuční a přenosové soustavy*. 1. Brno: EGÚ Brno, 2017, 28 s. Dostupné také z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/5/A9-A13-Vypocty-dopadu-rozvoje-decentralnich-vyroben.pdf>
- [21] LYSEK, Petr. Kdy se vyplatí mikrokogenerace. *Tzbinfo* [online]. [cit. 2020-12-30]. Dostupné z: <https://energetika.tzb-info.cz/kogenerace/11558-kdy-se-vyplati-mikrokogenerace-i>
- [22] *STÁTNÍ ENERGETICKÁ KONCEPCE ČESKÉ REPUBLIKY*. In: . Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2014. Dostupné také z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52841/60959/636207/priloha006.pdf>
- [23] VORUBA, Stanislav. *Think Tank NAP SG: Integrace elektromobility do DS*. 1. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2020.
- [24] *Podíl obnovitelných zdrojů energie na hrubé konečné spotřebě energie 2010–2018: metodika Eurostat–SHARES*. 1. Praha: Oddělení analýz a datové podpory koncepcí, 2019, 17 s. Dostupné také z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/statistika/obnovitelne-zdroje-energie/2019/12/Podil-OZE-na-hrube-konecne-spotrebe-energie-2010-2018_1.pdf
- [25] *Evidence dobíjecích stanic: Seznam provozovaných veřejných dobíjecích stanic v ČR podle stavu evidence ke dni 31. 10. 2019*. 1. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2019, 5 s. Dostupné také z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/statistika/statistika-cerpacich-stanic-pohonných-hmot/2019/11/Seznam_ver_DS_2019_10_31fin.pdf
- [26] *Počet elektromobilů se v České republice blíží desetitisícové hranici*. 1. Brno: Centrum dopravního výzkumu, 2020, 6 s. Dostupné také z: <https://www.cdv.cz/file/tz-pocet-elektromobilu-se-v-ceske-republice-blizi-desetitisicove-hranici/>. Tisková zpráva.

- [27] *Realizační report 2020 NAP SG*. Praha: MPO, odbor elektroenergetiky a teplárenství, 2020, 1 s. Dostupné také z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2021/3/Realizacni-report-2020.pdf>
- [28] ČEZ DISTRIBUCE, A. S. *ČEZ Distribuce, a. s. Výroční zpráva 2019*. Děčín: ČEZ Distribuce, a. s., 2019, 86 s. Dostupné také z: https://www.cezdistribuce.cz/webpublic/file/edee/dist/fileotherexport/distribuce/o-spolecnosti/vyrocní_zpravy/vyrocní-zprava-2019.pdf
- [29] EG.D, A. S. *POPIS DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY E.ON DISTRIBUCE, a.s.* Brno: E.ON DISTRIBUCE, a.s., 2018, 2 s. Dostupné také z: <https://www.egd.cz/sites/default/files/2018-09/popis-distribucni-soustavy.pdf>
- [30] Distribuční síť: Technické informace. *PREdistribuce* [online]. Praha: PREdistribuce, a. s., 2018 [cit. 2021-04-13]. Dostupné z: <https://www.predistribuce.cz/cs/distribucni-sit/technicke-informace/>
- [31] *NAP SG status report za 2. pololetí 2020: ThinkTank NAP SG*. Praha: MPO, odbor elektroenergetiky a teplárenství, 2021, 26 s. Dostupné také z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2021/1/Prezentace-MPO-aktualizace-NAP-SG.pdf>
- [32] ČR. *PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV*. In: . Děčín: PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV, 2016. Dostupné také z: https://www.cezdistribuce.cz/webpublic/file/edee/distribuce/ppds/ppds_2016.pdf
- [33] ČR. *PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV - příloha 4*. In: . Děčín: PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV, 2020. Dostupné také z: https://www.cezdistribuce.cz/webpublic/file/edee/distribuce/ppds/ppds-2020_priloha-4.pdf
- [34] ČR. *PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV: Příloha 6*. In: . Děčín: PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV, 2020. Dostupné také z: https://www.cez.cz/edee/content/file-other/cezes/nase-sluzby/ppds-2020_priloha-6.pdf
- [35] VANĚK, Roman. Regulace U/Q obnovitelných zdrojů v síti vn ČEZ Distribuce, a.s. *Energetika* [online]. 2018, **68**(5), 311-316 [cit. 2021-01-20]. ISSN 0375-8842. Dostupné z: <https://www.pablikado.cz/dokument/WTuBYX1g36QtolyE>
- [36] ČR. *PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV - příloha 4*. In: . Praha: PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV, 2014. Dostupné také z: <https://www.cezdistribuce.cz/webpublic/file/edee/dist/fileotherexport/distribuce/energeticka-legislativa/ppds/2014/ppds-2014-priloha-4.pdf>
- [37] ČR. *PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV - příloha 4*. In: . Praha: PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV, 2011. Dostupné také z: https://www.cezdistribuce.cz/webpublic/file/edee/dist/fileotherexport/distribuce/energeticka-legislativa/ppds/2011/ppds-2011-priloha-4_def.pdf
- [38] ČR. *PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV - příloha 6*. In: . Praha: PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV, 2020. Dostupné také z: https://www.cez.cz/edee/content/file-other/cezes/nase-sluzby/ppds-2020_priloha-6.pdf
- [39] ČR. *PNE 33 3430-0: VÝPOČETNÍ HODNOCENÍ ZPĚTNÝCH VLIVŮ ODBĚRATELŮ A ZDROJŮ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV*. In: . PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV, 2009.

- [40] ČR. PNE 33 3430-6: OMEZENÍ ZPĚTNÝCH VLIVŮ NA HROMADNÉ DÁLKOVÉ OVLÁDÁNÍ. In: . PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV, 2011. Dostupné také z: https://www.mojeenergie.cz/?download=/_id891/PNE-33-3430-6-4.vydani.pdf
- [41] DIVIŠ, František a Šimon DVORSKÝ. *Kupní síla České republiky 2019* [online]. Praha: GFK, 2019, 3 s. [cit. 2021-05-24]. Dostupné z: [http://www.socr.cz/file/5626/Tiskova%CC%81%20zpra%CC%81va%20-%20Kupni%CC%81%20si%CC%81la%202019%20\(003\).pdf](http://www.socr.cz/file/5626/Tiskova%CC%81%20zpra%CC%81va%20-%20Kupni%CC%81%20si%CC%81la%202019%20(003).pdf)
- [42] Fotovoltaika v podmínkách České republiky. *Isofenenergy* [online]. České Budějovice: isofenenergy, 2009 [cit. 2021-01-24]. Dostupné z: <http://www.isofenenergy.cz/slunecni-zareni-v-cr.aspx>
- [43] *Větrné elektrárny v ES ČR*. 1. Brno: ERU, 2007, 1 s. Dostupné také z: http://www.eru.cz/legacyerustaticdata/user_data/files/statistika_elektro/rocní_zprava/2007/mapy/5.htm
- [44] ČSN EN 1991-1-4. *Zatížení konstrukcí - Část 1-4: Obecná zatížení - Zatížení větrem*. Praha: Český normalizační institut, 2007.
- [45] ČSN 333070: *Kompenzace kapacitních zemních proudů v sítích vysokého napětí*. Praha: Český normalizační institut, 1981, 20 s.
- [46] *DSO_ME_0083r06z02: Všeobecné zásady pro technické návrhy sítí vn a nn*. Děčín, 2007.
- [47] ČERVINKOVÁ, Jana. EIA: Růst spotřeby energie bude hnán růstem spotřeby elektřiny v budovách. *OENERGETICE* [online]. Třebíč: oEnergetice, , 1 [cit. 2021-05-10]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/elektrina/eia-rust-spotreby-energie-bude-hnan-rustem-spotreby-elektriny-budovach>
- [48] ADAM, Karel. *Bilance počtu obyvatel ve městech Jihomoravského kraje v roce 2017*. 1. Brno: Česká statistický úřad, 2017.
- [49] *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM* [online]. Brusel: Evropská komise, 2013 [cit. 2021-05-10]. Dostupné z: <https://re.jrc.ec.europa.eu>
- [50] Co je to virtuální baterie a jak funguje?. <https://www.eon.cz> [online]. České Budějovice: EG.D, a. s., 2020 [cit. 2021-05-10]. Dostupné z: <https://www.eon.cz/radce/chytra-domacnost/jak-vyuzivat-solarni-energii/co-je-to-virtualni-baterie-a-jak-funguje>
- [51] KURFIŘT, Martin, Jan HLAVIČKA a Jan TEPLÝ. *ZPĚTNÝ VLIV NABÍJENÍ ELEKTROMOBILŮ NA DISTRIBUČNÍ SOUSTAVU*. 1. Tábor: Konference ČK CIRED, 2018.
- [52] PNE 33 3430-0. *VÝPOČETNÍ HODNOCENÍ ZPĚTNÝCH VLIVŮ ODBĚRATELŮ A ZDROJŮ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV*. 5. Praga: ČSRES, 2015.
- [53] SCHNEIDER, Martin a Jindřich NERAD. *E-MOBILITA – PŘÍLEŽITOST PRO ZÁKAZNÍKA, NEBO PRO DISTRIBUTORA, NEBO PRO OBA?*. Tábor, 2019, 7 s.
- [54] Možnost využití zvýhodněné distribuční sazby s nízkým tarifem pro dobíjení elektromobilů. *PREmobilita* [online]. Praha: PRE, 2015 [cit. 2021-05-19]. Dostupné z: <https://www.premobilita.cz/cs/elektromobily/pronajem-elektromobilu/moznost-vyuziti-zvyhodnene-distribucni-sazby-s-nizkym-tarifem-pro-dobijeni-elektromobilu/>

-
- [55] Projekt Smart Region ve Vrchlabí: Projekt smart grid ve Vrchlabí — automatizovaná a soběstačná distribuční síť. *ČEZ distribuce* [online]. Děčín: ČEZ Distribuce, a. s., 2019 [cit. 2019-01-22]. Dostupné z: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-media/smart-region.html>
- [56] ČR. *Vyhláška o měření elektřiny*. In: . Praha, 2020, č. 359. Dostupné také z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2020-359>
- [57] *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040: (MAF CZ)*. 1. Praha: ČEPS, 2020, 56 s. Dostupné také z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2021/2/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-_2020_.pdf

SEZNAM ELEKTRONICKÝCH PŘÍLOH

1. Příloha A – Analýza stávajícího stavu sítě v roce 2020
2. Příloha B1 – Analýza rozvoje FVE
3. Příloha B2 – Analýza připojitelnosti FVE vn v roce 2020
4. Příloha C1 – Analýza rozvoje EV
5. Příloha C2 – Analýza připojitelnosti rychlonabíjecí stanice v roce 2040
6. Příloha D – Analýza EV při kapacitním účinníku odběru
7. Příloha E – Analýza společného rozvoje FVE a EV v roce 2040
8. Příloha F – Analýza posílení vedení v roce 2040
9. Příloha G – Analýza UQ regulace v roce 2040
10. Příloha H – Analýza akumulace v roce 2040
11. Příloha I – Schéma sítě vn
12. Příloha J – Data o výrobě FVE mezi lety 2014 až 2016