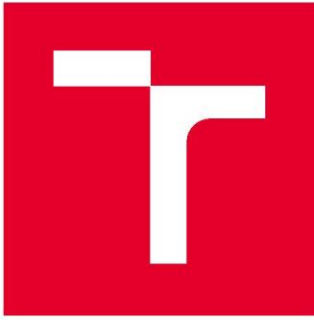


VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky
a komunikačních technologií

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE



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

NÁVRH OPATŘENÍ V SÍTI NN PRO IMPLEMENTACI OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ A ELEKTROMOBILITY DLE SCÉNÁŘŮ NAP SG

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

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

BACHELOR'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Jan Vojtěch

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Michal Ptáček, Ph.D.

BRNO 2021

Bakalářská práce

bakalářský studijní program **Silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Jan Vojtěch

ID: 211137

Ročník: 3

Akademický rok: 2020/21

NÁZEV TÉMATU:

Návrh opatření v síti NN pro implementaci obnovitelných zdrojů a elektromobility dle scénářů NAP SG

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Úvod do problematiky distribučních sítí (DS) – návrh a plánovaný rozvoj sítí NN (legislativa a strategické dokumenty, technická koncepce sítí, míra penetrace OZE a prvků elektromobility aj.)
2. Technický popis části distribuční sítě NN vybrané obce; obecné představení možných scénářů implementace OZE a prvků elektromobility na úrovni vybrané obce vč. technických kritérií/limitů ovlivňujících míru jejich implementace
3. Příprava a anonymizace vstupních dat o odběrných místech ve vybrané DS; příprava a parametrizace dalších vstupních dat vč. přípravy dat pro hodnocení s rozlišením i na letní a zimní období
4. Úprava a parametrizace stávajícího modelu vybrané DS v programu BIZON; specifikace zjednodušujících předpokladů realizovaného výpočtu na vytvořeném modelu
5. Výpočet ustáleného chodu pro výchozí provedení DS a pro další variantní scénáře implementující OZE a prvky elektromobility vč. aplikace nutných technických opatření realizovaných v DS
6. Zhodnocení využití transformátorů a vedení; vyhodnocení případných přetoků energie činné a jalové; vyhodnocení celkové odebrané a dodané energie
7. Kritická diskuze dosažených výsledků

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího bakalářské práce

Termín zadání: 8.2.2021

Termín odevzdání: 1.6.2021

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

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

UPOZORNĚNÍ:

Autor bakalářské práce nesmí při vytváření bakalářské 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

V práci je proveden rozbor legislativních a strategických dokumentů Evropské unie a České republiky, které nastavují cíle v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030, popřípadě 2040. Samostatné kapitola je věnována národním akčním plánům, z nichž nejdůležitější je Národní akční plán pro chytré sítě stanovující přesné požadavky na budoucí rozvoj sítí. Pro obec Násedlovice je popsána distribuční síť v obci a zjednodušujících předpokladů k provedení výpočtu. Také jsou představeny scénáře použité pro výpočet distribuční včetně jejich výsledků. Případné nalezené nedostatky v distribuční síti jsou okomentovány a jsou k nim navržena řešení a zopakovány výpočty k ověření vhodnosti řešení. Výsledky jsou shrnuty v samostatné kapitole, grafické výstupy jsou umístěny v přílohách.

Klíčová slova

distribuční soustava, chytré sítě, elektromobilita, obnovitelné zdroje, nabíjecí stanice, národní akční plán

Abstract

The thesis analyzes legislative and strategic documents of the European Union and the Czech Republic which set targets in environment and energy area in 2030, alternatively in 2040. The individual chapter is dedicated to national action plans, where the most important is National Action Plan for Smart Grids setting specific requirements for future development of smart grids. The thesis contains analysis of distribution network in the municipality of Následovice and simplifying assumptions for the implementation of calculation. There are also introduced scenarios which have been used for the calculation of the distribution network with its results. Potential defects of the distribution network are commented with suggested solutions. The calculations were repeated to verify the solutions. Results are recapitulated in an individual chapter. Graphical outputs of the calculations can be found in the attachment.

Keywords

distribution network, smart grids, electromobility, renewable sources, charging station, national action plan

Bibliografická citace

VOJTĚCH, J. *Návrh opatření v síti NN pro implementaci obnovitelných zdrojů a elektromobility dle scénářů NAP SG*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky, 2021. 58 s., 17 s. příloh. Bakalářská práce. Vedoucí práce: Ing. Michal Ptáček, Ph.D.

Prohlášení autora o původnosti díla

Jméno a příjmení studenta: *Jan Vojtěch*

VUT ID studenta: *211137*

Typ práce: *Bakalářská práce*

Akademický rok: *2020/21*

Téma závěrečné práce: *Návrh opatření v síti NN pro implementaci obnovitelných zdrojů a elektromobility dle scénářů NAP SG*

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: 1. června 2021

podpis autora

Poděkování

Chtěl bych poděkovat vedoucímu práce Ing. Michalu Ptáčkovi, Ph.D. za vedení a výpomoc při zpracování bakalářské práce.

Zároveň bych chtěl poděkovat společnosti EG.D, a.s. za nabídnutí tématu bakalářské práce a zaměstnanci Ing. Viktoru Blažkovi za konzultace.

Stejně tak bych chtěl poděkovat Ing. Radku Poláškoví za pomoc se zpracováním výstupních dat z programu Bizon Projektant.

V Brně dne: 1. června 2021

podpis autora

Obsah

SEZNAM OBRÁZKŮ	9
SEZNAM TABULEK	10
ÚVOD	11
1. STRATEGICKÉ PLÁNY A LEGISLATIVNÍ ZMĚNY	12
1.1 KLIMATICKO-ENERGETICKÝ RÁMEC 2030	12
1.2 ČISTÁ ENERGIE PRO VŠECHNY EVROPANY	14
1.3 STÁTNÍ ENERGETICKÁ KONCEPCE.....	16
2. NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁNY ČESKÉ REPUBLIKY	18
2.1 NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁN ČR PRO ENERGII Z OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ.....	18
2.2 NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁN ENERGETICKÉ ÚČINNOSTI	18
2.3 VNITROSTÁTNÍ PLÁN ČR V OBLASTI ENERGETIKY A KLIMATU	19
2.4 NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁN ČISTÉ MOBILITY	20
2.4.1 Elektromobilita	21
2.4.2 Vodík	23
2.4.3 Ostatní alternativní paliva	25
2.4.4 Nesilniční doprava	25
2.5 NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁN PRO CHYTRÉ SÍTĚ.....	27
2.6 STUDIE K NÁRODNÍMU AKČNÍMU PLÁNU PRO CHYTRÉ SÍTĚ	29
2.6.1 Predikce vývoje elektromobility v ČR	29
2.6.2 Dopady elektromobility do DS	32
2.6.3 Dopady rozvoje decentrálních výroben do DS.....	33
3. DISTRIBUČNÍ SOUSTAVA EG.D	34
3.1 PODMÍNKY PRO PŘIPOJENÍ DO DS	34
3.1.1 Připojování dobíjecích stanic pro elektromobily	34
3.1.2 Připojování decentrálních zdrojů	35
4. OBEC JINÁČOVICE	36
4.1 ŘEŠENÁ DISTRIBUČNÍ SÍŤ.....	36
4.1 VSTUPNÍ HODNOTY PRO VÝPOČTY SÍTĚ	37
4.2 ZJEDNODUŠUJÍCÍ PŘEDPOKLADY PRO VÝPOČET	38
4.3 ŘEŠENÉ SCÉNÁŘE	40
4.3.1 Scénář C0.....	40
4.3.2 Scénář C1.....	41
4.3.3 Scénář D	41
4.3.4 Scénář DP.....	41
4.3.5 Scénář C0+F.....	45
4.3.6 Scénář C1+F.....	45
4.3.7 Scénář C1+FK.....	46
4.3.8 Scénář DP+E.....	46
4.3.9 Scénář DP+EK	46

4.4	SHRNUTÍ.....	47
4.4.1	<i>Napěťové poměry v oblasti TS NA HORCE</i>	47
4.4.2	<i>Špičková výroba a odběr elektrické energie</i>	49
5.	ZÁVĚR.....	50
	LITERATURA.....	52
	SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK	56
	SEZNAM PŘÍLOH.....	58

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obr. 1.1 Vývojové trendy a nastavené cíle v oblasti emisí skleníkových plynů [5]	13
Obr. 1.2 Vývoj indexu energetické efektivity v EU pro konečného spotřebitele [6]	13
Obr. 1.3 Energetická spotřeba elektrických spotřebičů [7]	14
Obr. 1.4 Plnění cílů v oblasti OZE [8]	14
Obr. 2.1 Veřejně přístupná dobíjecí infrastruktura pro nízký scénář [22].....	23
Obr. 2.2 Veřejně přístupná dobíjecí infrastruktura pro vysoký scénář [23]	23
Obr. 2.3 Očekávané rozdělení příkonů domácího dobíjení [26]	31
Obr. 4.1 Současná topologie sítě.....	37
Obr. 4.2 Oblasti provedenými úpravami.....	42
Obr. 4.3 Stav před úpravami v detailu 1	43
Obr. 4.4 Stav po úpravách v detailu 1	43
Obr. 4.5 Doplněný kabel v detailu 2	44
Obr. 4.6 Schéma oblasti napájené z TS NA HORCE	48
Obr. 4.7 Grafy napěťových úrovně v oblasti napájené z TS NA HORCE	48

SEZNAM TABULEK

Tab. 2.1 Cíl v počtu vozidel a veřejné infrastruktury v roce 2030 [21]	21
Tab. 2.2 Nastavené cíle počtu osobních EV (v tisících) [25].....	30
Tab. 2.3 Potřebná opatření v DS do roku 2040 [27]	32
Tab. 4.1 Uvažovaný počet EV a FVE.....	38
Tab. 4.2 Koefficienty soudobosti přiřazované k odběrným místům	38
Tab. 4.3 Přehled řešených scénářů.....	40
Tab. 4.4 Shrnutí navržených řešení.....	47

ÚVOD

Vznik oboru elektroenergetiky u nás lze datovat k počátkům 20. století, kdy začal rozvoj elektrických sítí ještě v tehdejší Rakousku-Uhersku, ačkoli rozvoj sítí ve Spojených státech amerických započal již koncem 19. století. Od té doby elektroenergetika prochází neustálým vývojem, který zajišťuje vyšší přenosovou kapacitu, vyšší spolehlivost a do jisté míry i automatizaci. Dnes už se elektrická energie stala běžnou součástí našeho života a život bez ní si nedokážeme představit. Zároveň však dochází k rozvoji obnovitelných zdrojů a elektromobility, které ztěžují řízení sítě a kladou vyšší nároky na bezpečnost provozu. Dosud tyto technologie nebyly zásadním problémem, ovšem s novými plány Evropské unie a České republiky mohou tyto technologii způsobit v síti komplikace, kterým se však dá předejít včasnou přípravou a zařadit tak potenciální opatření do sítě již v rámci její rekonstrukce a koncepčního rozvoje.

Tato práce tak má za úkol analyzovat rozsah, v jakém lze tyto technologie do budoucna v síti očekávat na základě dostupných dokumentů Evropské unie a České republiky. Dále má zhodnotit současný stav referenční distribuční sítě a stav po připojení nových zdrojů a odběrů v podobně obnovitelných zdrojů a prvků elektromobility. Závěry této práce by pak byly potenciálně využity jako podkladový materiál při dalším rozvoji sítí společností EG.D, a.s. (součástí skupiny E.ON), která téma této práce navrhla a ve spolupráci s ní bylo toto téma také zpracováno.

1. STRATEGICKÉ PLÁNY A LEGISLATIVNÍ ZMĚNY

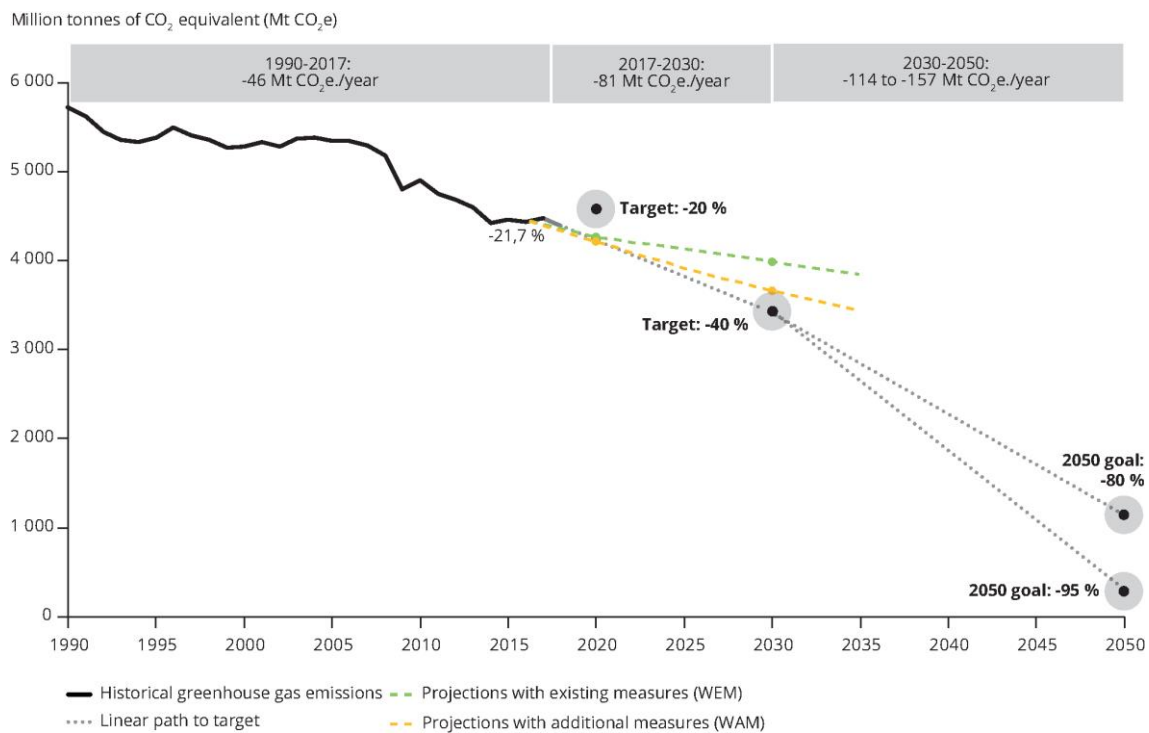
1.1 Klimaticko-energetický rámec 2030

Klimaticko-energetický rámec 2030 [1] je jedním z hlavních dokumentů Evropské unie (EU), který stanovuje dílčí klimatické cíle a obsahuje soubor směrnic a nařízení vedoucích k naplnění těchto klimatických cílů. Tímto dokumentem se dále řídí jednotlivé státy EU a staví na něm své strategické plánování a legislativní změny. Klimaticko-energetickému rámci 2030 [1] předcházela Klimaticko-energetický balíček 2020 [2], který byl schválen v roce 2008 a měl za cíl do roku 2020 snížit emise skleníkových plynů o 20 % oproti stavu v roce 1990, zvýšit podíl obnovitelných zdrojů energie (OZE) na 20 % a zvýšit energetickou efektivitu a tím snížit konečnou spotřebu elektrické energie o 20 %.

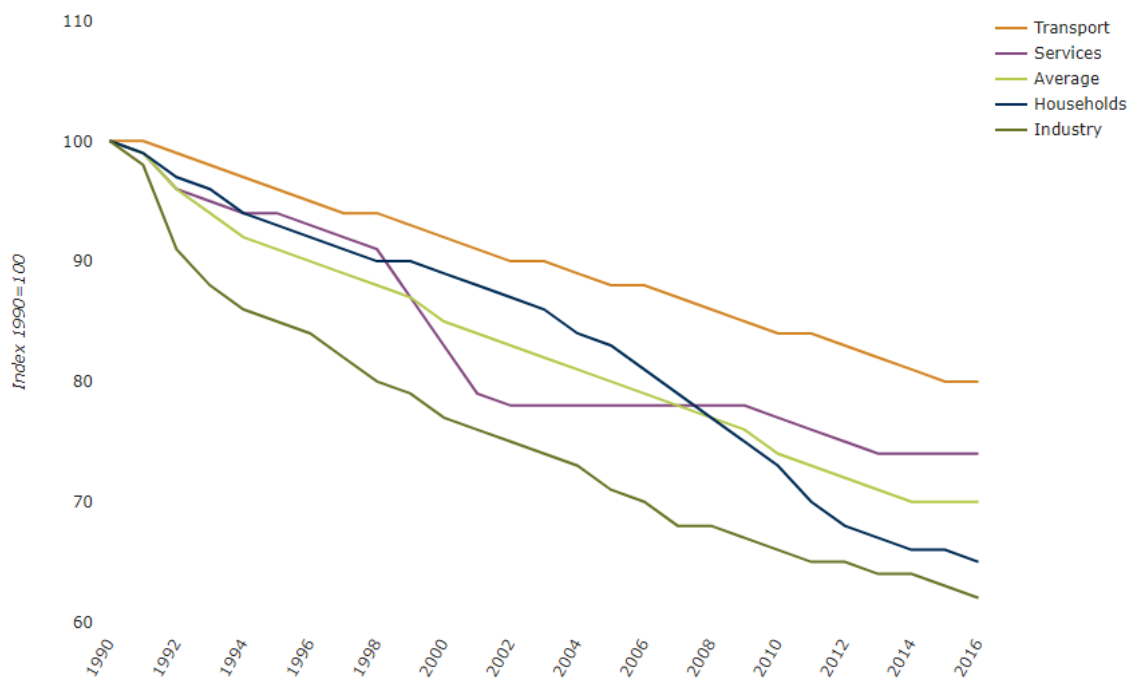
Je zde důležité zmínit, že všechny nastavené cíle stanovené v dokumentech se vztahují na celkové hodnoty EU. Jednotlivé státy EU si pak samy skrz vlastní plánování nastavují svůj příspěvek vedoucí k dosažení nastavených celkových cílů. [1; 2]

V roce 2014 byl schválen Klimaticko-energetický rámec 2030 [1], jehož cíle byly dále zvýšeny v roce 2018 a v současné době mají za cíl snížit emise skleníkových plynů alespoň o 40 % oproti roku 1990, zvýšit podíl OZE alespoň na 32 % a snížit konečnou spotřebu elektrické energie alespoň o 32,5 %. Snížení emisí skleníkových plynů dále obsahuje konkrétnější cíl na snížení emisí oproti roku 2005 v Evropském systému obchodování s emisními povolenkami (EU ETS) o 43 % a mimo něj o 30 %. [1] Ovšem v návaznosti na Zelenou dohodu pro Evropu [3] z roku 2019 (klimatická neutralita do roku 2050) plánuje Evropská komise dále zvýšit cíle, aby nový závazek odpovídal snížení emisí alespoň o 55 %. Všechny cíle se opět vztahují na celkové hodnoty EU. [4] Poslední dostupné údaje k plnění cílů pocházejí z roku 2016, popřípadě 2017, nicméně z nich lze vyčíst alespoň historickou průběžnou úspěšnost.

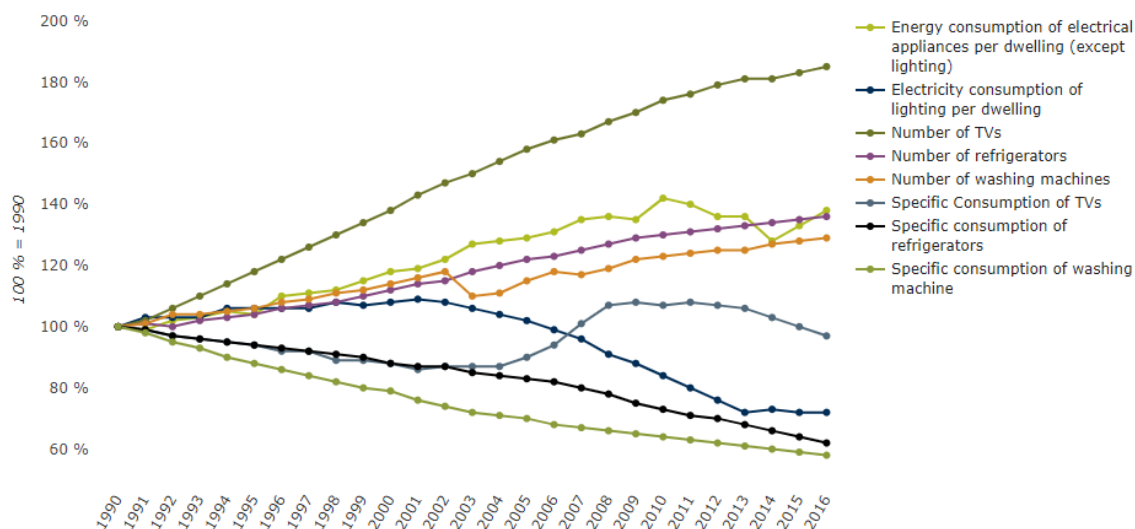
Z Obr. 1.1 [5] je zřejmé, že cíl na snížení emisí skleníkových plynů o 20 % oproti roku 1990 se podařilo překonat již v roce 2015, ovšem tyto emise začaly opět narůstat, přestože podle posledních dat z roku 2017 se zdá, že se emise skleníkových plynů podařilo udržet pod nastavenými 20 %. Dle Obr. 1.2 [6] se energetickou efektivitu podařilo zvýšit minimálně o 20 % a v industriálním sektoru byl nárůst efektivity dokonce o 38 %. I přes zvyšující efektivitu roste celková spotřeba elektřiny v EU, ovšem to je zapříčiněno tím, že roste počet elektrických spotřebičů v EU. Statistika o vývoji celkové spotřeby a efektivity spotřebičů lze vidět na Obr. 1.3 [7]. Pokud by nebylo dosaženo zvýšení efektivity spotřebičů, byl by tento nárůst spotřeby ještě vyšší. Na Obr. 1.4 [8] vztahujícímu se k OZE je vidět, že podíl OZE je nižší, než předpokládaly jednotlivé NAP pro OZE, ovšem i tak se podíl drží nad předpokládaným vývojem dle směrnice EU.



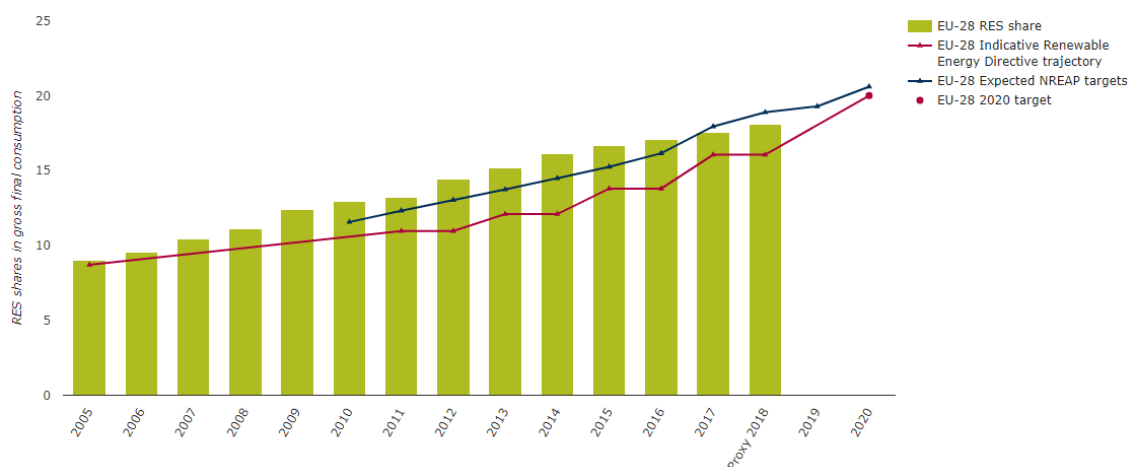
Obr. 1.1 Vývojové trendy a nastavené cíle v oblasti emisí skleníkových plynů [5]



Obr. 1.2 Vývoj indexu energetické efektivity v EU pro konečného spotřebitele [6]



Obr. 1.3 Energetická spotřeba elektrických spotřebičů [7]



Obr. 1.4 Plnění cílů v oblasti OZE [8]

1.2 Čistá energie pro všechny Evropany

Balíček Čistá energie pro všechny Evropany [9] představuje další z důležitých dokumentů EU obsahující soubor směrnic a nařízení, který ovšem vychází z Klimaticko-energetického rámce 2030 a oproti němu zároveň stanovuje konkrétnější kroky nutné ke splnění zadaných klimatických cílů. Tyto kroky jsou rozděleny do následujících oblastí:

- Energetická náročnost budov
- Obnovitelná energie
- Energetická účinnost
- Řízení
- Trh s elektrickou energií

Vzhledem k připravovaným změnám v Klimaticko-energetickém rámci 2030 [1] lze očekávat, že aktuální podoba tohoto balíčku schválená v roce 2019 projde ještě aktualizací. Následující informace jsou čerpány z jednotlivých factsheetů k vybraným oblastem.

Budovy na území EU jsou v současné době zodpovědné za přibližně 36 % celkových emisí CO₂ a představují téměř 40 % veškeré spotřeby energie. Z celkového počtu budov dosahuje 35 % z nich stáří 50 a více let a z hlediska energetické náročnosti je 75 % budov neefektivních. Z tohoto je zřejmé, že evropský stavební sektor je tímto největším konzumentem energie v EU a skrývá obrovský potenciál pro zvýšení energetické efektivity. Na základě těchto poznatků přijala EU směrnici, která od členských států požaduje připravení národních opatření, mezi které se řadí například rozvoj automatizovaných inteligentních budov, podpora infrastruktury elektromobility v budovách, větší finanční i státní podpora renovací budov a v neposlední řadě boj s energetickou chudobou. [10]

Na poli obnovitelných zdrojů EU přijala jedny z nejmambicióznějších pravidel ve světě. Tato pravidla mají za cíl poskytnout dlouhodobou jistotu investorům, zkrátit schvalovací proces projektů s OZE, dostat spotřebitele do centra energetické proměny zajištěním produkce elektřiny z vlastních OZE, zvýšit konkurenceschopnost a začlenění OZE na trhu s energií, posílit udržitelnost biopaliv a podporovat inovativní technologie. Tyto pravidla by měla kromě boje proti globálnímu oteplování a plnění Pařížské dohody napomoci i snížení znečištění ovzduší ve městech a obcích a také snížit závislost na importu elektrické energie a tím zvýšit energetickou bezpečnost. [11]

Pro trh s elektřinou připravila EU několik nových zákonů, které by společně měly zajistit lepší propojení sítí, lepší ochranu proti výpadkům dodávek elektřiny, lepší flexibilitu pro integraci OZE do sítě a větší náklonnost ke spotřebiteli. Pro ochranu a informovanost spotřebitele zavádí EU pravidla, díky kterým dostane zákazník souhrn smluvních podmínek pro lepší porozumění občas složitých smluvních podmínek a dojde ke zlepšení informací v účtech za elektřinu k lepší kontrole vlastních výdajů spotřebitele. Navíc od roku 2026 musí technický proces změny dodavatele elektřiny trvat nejdéle 24 hodin. Zároveň nové závazky EU zlepšují schopnost vyhledání slabých energeticky chudých zákazníků, čímž bude snazší cílit pomoc a řešit vzrůstající problém energetické chudoby. Zákazníci se budou moci aktivně zapojovat (individuálně, nebo v rámci komunit) na trhu a to výrobou, spotřebou, sdílením, prodejem nebo poskytováním své úložné kapacity. Poprvé budou mít spotřebitelé možnost si zažádat o inteligentní elektroměr a smlouvu zohledňující dynamickou cenu elektřiny, díky čemuž budou moci optimalizovat svou spotřebu na časy, kdy je elektřina dostupná a levná. Zaváděná regulační pravidla jednotlivých států by měla být zaváděna v součinnosti s Agenturou Evropské unie pro spolupráci energetických regulačních orgánů. [12]

Opatření v jednotlivých sektorech by měla vést nejen ke zlepšení v dané oblasti, ale zároveň by měla podpořit ekonomický růst a vytvořit nová pracovní místa. [10; 11; 12]

Je nutné si uvědomit, že státní elektroenergetické trhy a soustavy jsou mezi sebou velice dobře propojené. Není tak vyloučeno, že případě vzniku lokální krizové situace mohou důsledky snadno zasáhnou i jiné státy a regiony. Proto nové nařízení klade důraz především na důvěru, transparentnost, solidaritu a součinnost členských států při předcházení vzniku a řešení vzniklých krizových situací. Kooperaci při přípravě a předcházení elektroenergetické krize by zároveň mohlo být dosaženo nižších nákladů za opatření. Je vyžadováno, aby za těmito účely byly používány ke zjišťování rizik stejné metody a definice a bylo tak možno snadno porovnat schopnosti napříč všemi členskými státy. Do příprav a řešení krizových situací by mělo být zapojeno i ENTSO-E a to stanovením požadavků pro řešení krizových situací a případnou koordinací úkolů dle stanovených scénářů řešení. Tyto scénáře by si měl každý stát sestavit, simulovat s periodou 2 let a aktualizovat s periodou 4 let. Nařízení dále ukládá státu, na jehož území došlo ke vzniku energetické krize, povinnost bez odkladu informovat okolní členské státy a Komisi EU. Za poskytnutí pomoci by zúčastněným státům následně plynula vyrovnávací platba od postiženého státu. díky odstranění nepřiměřených zásahů jednotlivých států (např. nepřiměřené omezování přeshraničních toků elektrické energie) by mělo dojít k posílení vnitřního trhu s elektřinou. [13]

1.3 Státní energetická koncepce

Státní energetická koncepce [14] je strategický dokument sestavovaný vládou České republiky (ČR) a obsahuje soubor plánovaných legislativních změn, regulací a finančních nástrojů k naplnění jejich cílů. Aktuální podoba státní energetické koncepce vychází z roku 2015 a je plánována na dobu 25 let. Vzhledem k připravovaným změnám v Klimaticko-energetickém rámci 2030 [1], popřípadě v návaznosti na balíček Čistá energie pro všechny Evropany [9] schválený v roce 2019, lze očekávat, že Státní energetická koncepce [14] projde v následujících letech aktualizací. Následující řádky rozebírající jednotlivé oblasti s plánovanými cíli vycházejí přímo z [14].

V oblasti elektroenergetiky se počítá s omezením spalování uhlí a zvýšení podílu výroby elektrické energie z jádra, zemního plynu a OZE, přičemž celková bilance výroby bude mírně přebytková k zajištění rezervy pro vlastní využití v době energetické krize. S dodávkami elektrické energie z okolních států nelze do budoucna počítat, jelikož okolní státy počítají s deficitem a dovozem elektrické energie. Zvyšování poptávky po elektřině nad očekávaný trend nelze příliš předvídat kvůli nejistému zrychlování technologického pokroku v určitých oblastech, jako je například elektromobilita. V rámci podpory výroby elektrické energie se soustředí především na využití potenciálu biomasy a rozvoj fotovoltaických elektráren (FVE) na střechách a konstrukcích budov. V souvislosti s rozvojem OZE je pamatováno i na rozvoj

distribuční soustavy (DS), jejichž stáří dosahuje ve značné části případů 35 a více let, aby nabídly dostatečnou přenosovou kapacitu, a to jak navyšováním kapacity, tak i zvyšováním efektivity využívání současných DS. Při realizaci těchto plánů se počítá s využitím inteligentních DS, které by napomohly provedení decentralizovaného řízení a otevřely tak možnost řízení malých lokálních zdrojů, selektivního řízení skupin spotřebičů, řízení akumulacích možností elektromobilů (EV) atd. Je záměrem podporovat OZE také pomocí garance co nejrychlejšího připojení OZE do DS, snížením poplatků za připojení a snížení množství administrativní zátěže na výstavbu a připojení OZE.

V oblasti dopravy se počítá se snížením závislosti na ropných produktech a podporou vozidel s alternativními palivy, mezi které jsou zařazeny biopaliva, stlačený zemní plyn, elektrická energie a experimentální vodíkové technologie. Zároveň je pamatováno, že je nutné zachovat, popřípadě zlepšit mobilitu lidí v dopravě od regionální úrovně až po mezistátní. Toho je možno dosáhnout rozvojem infrastruktury nutné pro provoz ekologičtějších dopravních prostředků a zvýšení podílu trakčních vozidel veřejné hromadné dopravy. U vozidel s alternativními palivy se počítá s jejich rychlejším vývojem a zaváděním do provozu, což by mělo pomoci ke snížení emisí v dopravě. U vozidel v městské hromadné dopravě spalujících motorovou naftu se počítá s jejich postupným vyřazováním, přičemž by měly být zcela nahrazeny do roku 2040. Do městské a meziměstské dopravy by měla být zapojena i železniční doprava, na vysokorychlostní tratě by pak měla být převedena část letecké dopravy. Toho je možno z části dosáhnout zvýšením konkurenceschopnosti železniční dopravy. Zároveň se počítá se zvýšením podílu elektrifikovaných a vysokorychlostních tratí. U nově budovaných vysokorychlostních tratí se počítá s návazným rozvojem distribučních a přenosových sítí.

V oblasti energetické účinnosti se počítá se snižováním ztrát při výrobě, přenosu a přeměně elektrické energie a to tak, aby se udržela míra ztrát v přenosových sítích pod 1,3 % a v DS pod 6 %.

Ministerstvo průmyslu a obchodu každoročně vydává zprávy o plnění nástrojů Státní energetické koncepce, kde je zhodnoceno dosahování nastavených cílů. Poslední zpráva z roku 2020 [15] uvádí, že plnění stanovených nástrojů v průběhu let bylo zpočátku (roky 2016 a 2017) mírně opoždění způsobené především přípravami legislativních materiálů a schvalovacím procesem. Nicméně i samotný čas nutný ke schválení Státní energetické koncepce způsobil, že termíny některých nástrojů musely být odsunuty. V letech 2018 a 2019 se podařilo vzniklý skluz dohnat a k počátku roku 2020 bylo z celkového počtu 49 nástrojů splněno 20 úkolů, dále 8 dílčích úkolů s konkrétně daným termínem plnění a 12 průběžných úkolů s průběžným termínem plnění.

2. NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁNY ČESKÉ REPUBLIKY

2.1 Národní akční plán ČR pro energii z obnovitelných zdrojů

Jedná se již o zastaralý dokument [16], jelikož jeho aktualizace byla schválena v roce 2016 a jeho cíle a nástroje byly stanoveny pouze do roku 2020 bez jakýchkoliv výhledů do roku 2030. V současnosti nemá za sebe nemá ekvivalentní náhradu, přesto obsah dokumentu bude kvůli svému vlivu na DS v této kapitole probrán a budou zhodnoceny informace o dosažených výsledcích. Nejnovější průběžná zpráva ovšem hovoří o stavu ke konci roku 2018, proto pro lepší následné porovnání bude u nastavených cílů do roku 2020 v závorce uváděn i průběžný cíl stanovený pro rok 2018. Nastavené cíle tedy byly 18,9 % (17,9 %) podílu OZE při vytápění a chlazení, 15,2 % (14,7 %) podílu OZE při výrobě elektrické energie, 10 % (8,2 %) podílu OZE v dopravě a celkový podíl OZE by pak měl činit 15,3 % (14,2 %). NAP pro OZE dále počítal s tím, že celková hrubá roční výroba z OZE bude rozdělena následovně: 2 471 GWh z vodních zdrojů, 2 431 GWh z FVE, 1 050 GWh z větrných zdrojů a 5 227 GWh ze zdrojů využívajících biomasu. NAP pro OZE předpokládal i výrobu elektrické energie z geotermálních zdrojů, ovšem hodnota z tohoto zdroje se podílela na celkové hrubé výrobě elektřiny pouze 1 % a proto byla zanedbána. Aby bylo dosaženo stanovených cílů, byly pro tyto zdroje, kromě legislativních a regulačních úprav pro usnadnění procesů od plánování po připojení do DS, stanoveny investiční podpory v rámci státních programů podpory, pro výrobu tepla a chladu z biomasy mimo domácnosti a pro výrobu elektřiny z vodních zdrojů do velikosti 10 MW byla navíc stanovena i provozní podpora.

Pomocí metodiky SHARES, vytvořené EU k lepšímu porovnání mezi státy, byl vypočítán podíl hrubé konečné spotřeby energie z OZE na celkové hrubé konečné spotřebě energií v ČR. Metodika SHARES je detailněji popsána v dokumentu Ministerstva průmyslu a obchodu, ze kterého jsou čerpány i informace níže o stavu k roku 2018. Dokument hovoří o tom, že se ke konci roku 2018 podařilo dosáhnout 20,65 % podílu OZE ve vytápění a chlazení, 13,71 % podílu OZE na spotřebě elektrické energie, 6,52 % podílu OZE v dopravě a celkový podíl OZE na hrubé konečné spotřebě dosáhl 15,15 %. [17]

Pokud tato data porovnáme z průběžnými cíli nastavenými NAP pro OZE, zjistíme, že se podařilo překonat cíl pro celkový podíl OZE i podíl OZE na vytápění a chlazení, ovšem za nastavenými cíli zaostává sektor spotřeby elektrické energie a dopravy.

2.2 Národní akční plán energetické účinnosti

Současná verze Národního akčního plánu (NAP) energetické účinnosti [18] upozorňuje na paradoxní situaci, kdy snižování energetické náročnosti ekonomiky vede

k nárůstu životní úrovně obyvatel, a to v konečném důsledku vede ke zvyšování celkové spotřeby energií v domácnostech. Stav energetické náročnosti ekonomiky ČR do roku 1989 byl vysoký, a to především kvůli preferenci rozvoje těžkého průmyslu, státem regulovaným cenám energie a nedostatečným investicím do výrobních zařízení. I přes razantní snížení energetické náročnosti hospodářství o téměř 30 % oproti roku 2000, zaujímá nyní ČR třetí místo mezi členskými státy EU v měřítku spotřeby GJ na mil. Kč a díky zásadním změnám v struktuře ekonomiky se však ČR rychle přibližuje k průměru EU. V měřítku spotřeby GJ na obyvatele je ČR mírně nad průměrem. Pokud bychom nahlédli na podíl jednotlivých sektorů na energetickou náročnost hospodářství, největší podíl má oblast průmyslu, dále oblast dopravy a bydlení. Dokument zmiňuje, že mnoho opatření jde ruku v ruce s opatřeními v jiných dokumentech. Jako příklad obsah NAP čisté mobility, kdy přechod na napájecí soustavu 25 kV, rozšíření množství elektrifikovaných tratí a navýšení počtu vozidel napájených z trakčního vedení dojde ke zvýšení konečné účinnosti zmenšením ztrát při přenosu a transformaci energie. Avšak dokument staví i nové nástroje a plány k dosažení vyšší energetické účinnosti. S ohledem na dopady na DS lze zmínit podporu instalace OZE a kogeneračních jednotek primárně pro pokrytí vlastní spotřeby průmyslových podniků. Všechny nástroje zmiňují plnění maximálně do roku 2020, ovšem lze očekávat, že tyto nástroje budou mít prodlouženou platnost, popřípadě budou nastaveny nové nástroje, jelikož výhledově je počítáno s úsporami do roku 2030 a dále do roku 2050.

V roce schválení poslední aktualizace (2017) však ještě neexistovala evropská Zelená dohoda pro Evropu [3] a plány úspor do roku 2050 tak nepočítají s uhlíkovou neutralitou v tomto roce. Na základě výše zmíněných faktorů jasně vyplývá, že bude nezbytné provést v nejbližší době aktualizaci tohoto dokumentu, aby zohledňoval všechny nové změny na poli směrnic a státních plánů.

Stejně jako v případě jiných NAP vydává Ministerstvo průmyslu a obchodu zprávy o pokroku plnění cílů energetické účinnosti ČR. Zpráva za rok 2020 [19] připomíná nastavený cíl snížení konečné spotřeby energie o 20 % do roku 2020. Tento závazek odpovídal konečné spotřebě energie ve výši 1 060 PJ. Na nejnižší úroveň spotřeby v poslední době se ČR dostala v roce 2014, kdy konečná spotřeba energie činila 987 PJ dle dat Eurostatu. Do roku 2017 však spotřeba narostla až do hodnoty 1 067 PJ. V roce 2020 se však podařilo dostat na hodnotu 1 060 PJ.

2.3 Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu

Ačkoli chybějí detailní plány v NAP pro energii z obnovitelných zdrojů [16] a NAP pro energetickou účinnost [18], lze alespoň dohledat nastavené cíle a opatření ve Vnitrostátním plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu [20]. Tento dokument vznikl na základě nařízení EU a vychází ze dvou dokumentů, konkrétně Státní energetické koncepce a Politiky ochrany klimatu.

Z tohoto dokumentu vyplývá, že ČR plánuje do roku 2030 dosáhnout 22 % podílu OZE na hrubé konečné spotřebě elektřiny. Oproti roku 2020 by tak mělo jít o nárůst o 9 procentních bodů. Stejně tak jsou nastaveny i dílčí cíle, které budou sloužit k vyhodnocení nastavených opatření a přijetí dodatečných opatření. Tyto dílčí cíle jsou 14,62 % do roku 2022, dále 16,87 % do roku 2025 a 18,85 % do roku 2027. U nastavených cílů je však nejistá dosažitelnost, jelikož cíle jsou vyjádřeny jako podíl na hrubé konečné spotřebě elektrické energie a při nárůstu hrubé konečné spotřeby by tak mohlo k menšímu nárůstu podílu. Avšak při snížení hrubé konečné spotřeby by mohlo dojít k vyššímu nárůstu podílu, což zdůrazňuje provázanost opatření v oblasti OZE a energetické účinnosti. Navíc zde panuje obava, že po skončení provozní podpory by mohlo dojít k dramatickému poklesu instalovaného výkonu OZE na 32 % současného stavu. Tomu by mělo být zabráněno prostřednictvím opatření motivujících k modernizaci stávajících zdrojů nebo k nahrazení zdroji novými. Je zde také řečeno, že směrnice EU požaduje meziroční růst 1,1 % podílu OZE v sektoru vytápění a chlazení, což může být pro ČR problematické splnit vzhledem ke stávajícímu vysokému podílu (20 % k roku 2016). Počítá se ovšem s rozvojem v maximální výši 1 % ročně vzhledem k limitujícímu potenciálu nepalivových OZE v ČR, který již nelze dále zvýšit. Lze dále podpořit systémy spalující biomasu a bioplyn, ovšem to by mohlo mít za následek negativní vliv v rámci jiných oblastí.

U energetické účinnosti je nastavená úspora ve výši 32,5 %, což lze opět považovat za orientační cíl, jehož dosažitelnost může být stejně jako u OZE ovlivněna mnoha faktory. Už nyní je vnitrostátní plán nastaven na samotné hranici maximálního potenciálu pro snížení spotřeby energie v jednotlivých ekonomických sektorech. Tento potenciál byl stanoven z předpokládaného vývoje, který je vázán na růst hrubého domácího produktu, obytné plochy a výkonů v sektoru dopravy, dále na změnu struktury ekonomiky a změnu výroby v průmyslovém odvětví. Je zde zmíněno, že současné nastavená strategie renovace budov již nelze považovat za směrodatnou vzhledem k nově nastaveným směrnicím EU. V nastaveném scénáři se počítá s nárůstem jak objemu ročně provedených renovací, tak i s nárůstem míry, jak moc budou budovy zrenovovány. U rezidenčních budov se očekává, že hlavní vliv na renovaci budov bude mít právě míra renovací, přičemž objem ročně provedených renovací zůstane neměnný.

2.4 Národní akční plán čisté mobility

Aktualizovaný NAP čisté mobility [21] byl schválen 27. dubna 2020 a již zohledňuje plán EU stát se do roku 2050 klimaticky neutrální v rámci Zelené dohody pro Evropu [3]. Na tomto dokumentu se společně podílelo Ministerstvo průmyslu a obchodu, Ministerstvo životního prostředí a Ministerstvo dopravy. Všechny údaje v této podkapitole i podkapitolách 2.4.1 až 2.4.4 i obrázky v podkapitole 2.4.4 byly čerpány z dokumentu [21].

Tab. 2.1 [21] obsahuje shrnutí očekávaného stavu v silniční dopravě v roce 2030. Použití intervalů je způsobeno složitostí odhadu budoucího vývoje a rozdílnými výsledky různých scénářů.

Tab. 2.1 Cíl v počtu vozidel a veřejné infrastruktury v roce 2030 [21]

Vozidla	Počet k roku 2030
Elektromobily	220 000 – 500 000
Elektrické autobusy	800 – 1 200
CNG osobní automobily	20 000 – 44 600
CNG autobusy	1 740 – 2 650
LNG kamiony	3 500 – 6 900
LPG vozidla	170 000 – 250 000
Vodíkové osobní automobily	40 000 – 50 000
Vodíkové autobusy	870
Dobíjecí body a plnicí stanice	Počet k roku 2030
Elektrické	19 000 – 35 000
CNG	350 – 400
LNG	30
Vodík	80

Hned na úvod je zdůrazněno, že strategie EU do roku 2050 pamatuje na to, že k dekarbonizaci musí dojít ve všech druzích dopravy a zároveň samotná elektrifikace za použití OZE není jediné všeobecně použitelné řešení. Je logické se zaměřit na sektor dopravy, jelikož v ČR se jedná o největší zdroj emisí skleníkových plynů a významný zdroj znečišťujících látek, jako jsou pevné částice a oxidy dusíku. Jenom za období 2000 až 2018 vzrostly emise CO₂ o 66 %. Největším producentem emisí skleníkových plynů je individuální automobilová doprava s objemem zhruba 11 milionů tun CO₂, druhý největší producent je silniční nákladní doprava s objemem zhruba 5,5 milionu tun CO₂ a třetím největším znečišťovatelem je silniční veřejná doprava s objemem zhruba 2 miliony tun CO₂. Problematikou znečištění ze silniční dopravy jsou zasažena především velká města a osídlení s velkou intenzitou dopravy, kde je kvůli vysoké koncentraci znečištění největší dopad na zdraví obyvatel. Zavádění čisté mobility má tedy za úkol dosáhnout snížení emisí CO₂, snížení emisí zdraví škodlivých látek, a kromě toho i snížení spotřeby energie.

2.4.1 Elektromobilita

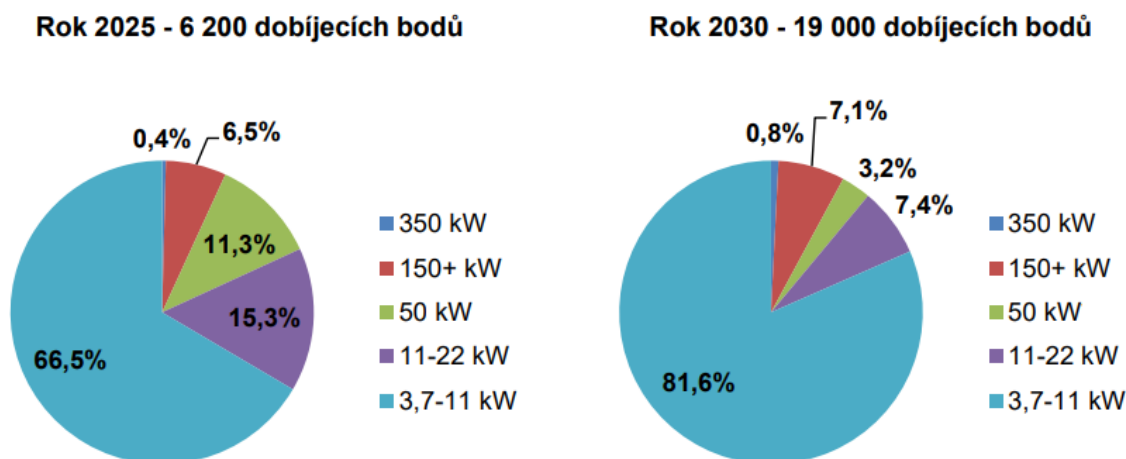
Na trhu s EV dochází k opoždění oproti předpovídaným stavům v předchozí verzi NAP čisté mobility, ale očekává se, že zavádění přísnějších emisních limitů se příznivě

projeví na růstu EV pro osobní dopravu i elektrobusů. V příštích pěti letech se očekává, že naplňování stanovených cílů bude zajišťováno především hybridními vozidly, jejichž počet již nyní výrazně narůstá bez dotační nebo daňové podpory díky jejich nezávislosti na dobíjecí infrastruktuře. Nicméně dochází k nárůstu počtu veřejných dobíjecích bodů spolufinancovaných veřejnou podporou i financovaných čistě ze soukromých zdrojů. Hlavní překážkou brzdící rychlejší rozvoj nabíjecí infrastruktury jsou hlavně zdlouhavé povolovací procesy v rámci stavebního zákona. NAP čisté mobility se v mnoha oblastech prolíná s problematikou řešenou NAP pro chytré sítě, kterému bude detailněji probrán v samostatné kapitole. S dalším nárůstem podílu elektrických vozů bude vyžadován rozvoj dobíjecí infrastruktury nejen množstvím, ale i příkony vzhledem k očekávané rostoucí kapacitě akumulátorů. Toto bude vyžadovat sladění plánů rozvoje elektromobility s plány rozvoje DS.

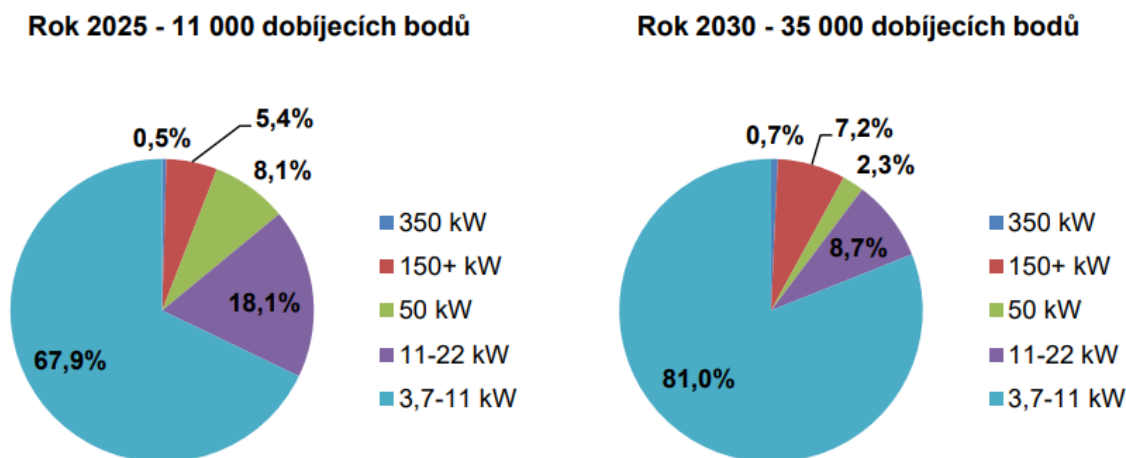
Při rozvoji EV se počítá s určitým intervalem, jehož spodní hranice odpovídá predikci Svazu dovozců automobilů a horní hranice je v souladu s plněním emisního cíle pro automobilky, což by odpovídalo zhruba 7 % celkového vozového parku. Konkrétní čísla jsou uvedena v přehledové tabulce na začátku kapitoly. Při diskusi o předpokládaném růstu je potřeba brát v úvahu i trh s ojetými vozidly, který dominuje především na trzích s nižší kupní silou, mezi které se řadí i ČR. Specifickým trhem je pak autobusy, jelikož jejich prodeje jsou významně závislé na veřejných zakázkách, a proto budou pro tento trh zásadní povinnosti vyplývající ze směrnic a legislativních i nelegislativních kroků. Pro rozvoj elektromobility v nákladní dopravě bude rozhodující rozvoj ultrarychlé nabíjecí infrastruktury o hodnotách 150 kW a více. Nicméně je přípustný i koncept dynamického dobíjení zvaný eHighway. Možnými nástroji stimulace by kromě osvobození od mýtného mohl být i omezení vjezdu zásobování do historických center na čistě menší nákladní vozidla na alternativní energie. Tato možnost by spadala primárně do kompetence regionální a místní správy.

Definice počtu potřebných dobíjecích se ukazuje jako složitý problém kvůli měnícím se požadavkům na nabíjení v souvislosti s vývojem technologie a existencí uživatele elektromobilu bez možnosti dobíjení doma a u zaměstnavatele. Kvůli širokému portfoliu technologií (AC, DC, kombinace) budoucí infrastruktury je lepší neměřit rozsah dobíjecí sítě na pouhý počet dobíjecích bodů, ale spíše na objem vyžadované elektřiny odvíjející se od jejich celkového příkonu. Díky tomuto měřítku se přizpůsobit technologickému vývoji a podporovat nejvhodnější z nich. V roce 2030 tak lze očekávat požadavek na roční dodávku elektřiny v rozmezí 1 000 až 1 500 GWh pro nízký scénář a 2 000 až 3 000 GWh pro vysoký scénář. Nicméně je žádoucí si nastavit požadavek pro počet veřejných dobíjecích stanic i kvůli očekávaným změnám ve směrnicích EU. Rozvoj sítě se bude opírat o finanční podporu ze strany státu, jelikož bez podpory by rozvoj sítě probíhal výrazně pomaleji. V obou případech nízkého i vysokého scénáře se počítá s podobnou skladbou sítě dobíjecích stanic, což je zobrazeno na Obr. 2.1 [22] a Obr. 2.2 [23], přičemž nízký scénář počítá pro rok 2030

s počtem 220 000 EV a vysoký scénář s počtem 500 000 EV. Pokles podílu nabíječek s příkonem 50 kW nabíječek je dán tím, že do budoucna se počítá s nahrazením nabíječkami 150 kW, které tak měly stát hlavní páteří dobíjecí sítě. Zároveň údaje v grafu počítají s tím, že většina 50 kW DC nabíječek je zároveň vybavena i dodatečným AC nabíjecím bodem o příkonech do 22 kW. Rozmístění stanic na dálničních odpočívadlech je nutno předem vyřešit na úrovni koncepce.



Obr. 2.1 Veřejně přístupná dobíjecí infrastruktura pro nízký scénář [22]



Obr. 2.2 Veřejně přístupná dobíjecí infrastruktura pro vysoký scénář [23]

2.4.2 Vodík

Vodíku byl v minulosti věnován jen velice omezený prostor, ovšem na základě zkušeností především ze zahraničí vzešla potřeba vytvořit koncepci státní podpory i v tomto sektoru. Aktualizovaná podoba NAP čisté mobility proto zohledňuje plány zahraničních automobilek a trhů, především těch asijských, kde se ukázalo, že vodíková technologie může být důležitým řešením osobní a nákladní dopravy, kdy v nákladní dopravě může využitelností dokonce překonat technologii bateriovou. Výhledový plán

počítá s nasazením vodíkových technologií ve všech druzích dopravy. Jako nejrozumnější rozvoj v prvních fázích se zdá být právě u vodíkové autobusové dopravy, jelikož pouhých 8 % celkových nákladů na investiční podporu nutných na rozvoj technologie přináší 32 % úsporu emisí CO₂ vzniklých užíváním vodíkových vozidel. Stimulace prodeje těchto vozidel bude uskutečněna požadavkem nové směrnice o podpoře čistých vozidel, která bude vyžadovat alespoň 50 %. Je pak na dalších českých orgánech, aby požadovaly alespoň polovinu těchto bezemisních autobusů tvořily autobusy právě na vodík. Druhým rozhodujícím faktorem bude rozdíl v ceně mezi konvenčním a vodíkovým autobusem, která by se měla k roku 2030 na hodnotu 2 mil. Kč.

Při využití vodíku v osobní silniční dopravě se připouští, že horní hranice intervalu je velice ambiciózní cíl, ale celoevropské predikce ukazují, že při masivní finanční státní podpoře by se nemuselo jednat o cíl nedosažitelný. Ovšem i naplnění cíle spodní hranice intervalu se neobejde bez finanční podpory podobné jako v případě bateriových vozidel. Pro jejich parkování v podzemních garážích je pak třeba řešit stejné problémy, jako v případě vozidel na CNG. U osobních automobilů je třeba vyřešit cenovou rozdílnost oproti konvenčním automobilům stejně jako v případě autobusů. Odhady předpokládají, že k roku 2030 by tento rozdíl měl činit pouze 84 tis. Kč. Také z toho důvodu je program podpory vodíkových vozidel nastaven velice specificky a počítá s největším nárůstem mezi lety 2025 a 2030.

U nákladní dopravy nelze očekávat tak rychlý nárůst prodeje, podle predikcí by se v roce 2030 mělo jednat zhruba o 1 % celkových prodejů nákladních automobilů. Nicméně vodíková technologie má v porovnání s bateriovou technologií menší nákladnost při dopravě na vzdálenost větší než 100 km díky rychlejšímu tankování, větší užitečné hmotnosti a vyššímu dojezdu. Avšak kvůli nízké vyspělosti vodíkových technologií v sektoru nákladních vozidel oproti sektoru osobních vozidel lze očekávat využití vodíkových technologií u nákladních vozidel ve větším měřítku až v pozdější době. V dnešní době neexistují žádné dotace či zvýhodnění specifické pro nákladní vodíková vozidla a prvotní investice do nich je velice vysoká, v měřítku nákupní ceny až dvakrát vyšší oproti konvenčním nákladním automobilům, proto je součástí plánů NAP čisté mobility jejich zavedení.

Stejně tak bude nutná podpora pro rozvoj infrastruktury vodíkových plnicích stanic. Při plánování sítě plnicích stanic je potřeba zamyslet se nad jejich účelem a navrhnout tak dostatečnou kapacitu zásobníků. Například plnicí stanici pro autobusy lze vybudovat jako neveřejnou, například v depech dopravních podniků, nebo jako veřejnou přístupnou i osobním automobilům, ovšem v takovém případě dosahují počáteční investice několikanásobně vyšší úrovně. Pokud však navrhujeme plánujeme síť plnicích stanic čistě pro autobusy, nemusí být zdaleka tak hustá jako v případě osobních vozidel. Na rozvoj neveřejných plnicích stanic je právě v rámci NAP čisté mobility pamatováno už z toho důvodu, že nemusejí být otevřené non-stop a lze optimalizovat dovoz či

výrobu vodíku. Pro řádné nastartování vodíkové mobility bude vyžadováno alespoň 15 existujících plnicích stanic. Součástí plánu NAP čisté mobility je provázání vodíkových technologií i s energetikou a s dalšími odvětvími po vzoru dánského projektu Hydrogen Valley. Také je zde připomenuto, že rozvoj vodíkové dopravy se neobejde bez spolupráce sousedních států. Ve fázi výzkumu je právě dvoupalivová technologie kombinující konvenční a alternativní paliva. Toto by umožnilo provoz alespoň částečně vodíkových aut po přechodnou dobu. Avšak tuto technologii je ještě potřeba ověřit na funkčních testovacích vozech. Je pak důležitá především skutečnost, že se počítá s podporou centralizovaných i decentralizovaných výroben vodíku pro dopravní účely, a to využitím energie z OZE, přestože tato podpora je počítána zatím pouze pro výzkumné projekty.

2.4.3 Ostatní alternativní paliva

I u CNG se počítá s podporou formou zvýhodnění spotřební daně, aby byla zachována jeho konkurenceschopnost na trhu palivy. Další rozvoj by ovšem mohla brzdit problematika parkování v podzemních garážích. Pro stlačený zemí plyn (CNG) v současnosti existuje 199 veřejných plnicích stanic, přibližně 50 neveřejných firemních stanic a asi 200 domácích pomalých plnicích stanic. Z veřejných stanic se kolem 60 % nachází v prostoru čerpacích stanic a přístupných areálech firem. V případě zkapalněný zemní plyn (LNG) existuje pouze jedna veřejná plnicí stanice a několik mobilních. Tato technologie je tedy teprve v počátcích praktického využití. NAP čisté mobility se zabývá využitím biometanu ve formě bioCNG, popřípadě bioLNG, jako budoucí náhradou stávajícího fosilního paliva i kvůli nižším emisím skleníkových plynů. U vozů a plnicích stanic se zkapalněným ropným plynem (LPG), popřípadě bioLPG, je nejistý budoucí vývoj, jelikož se stále čeká, jak se k této technologii postaví EU a zda dojde z její strany k nějaké formě podpory.

2.4.4 Nesilniční doprava

Jak bylo zmíněno v úvodu, k dosažení dekarbonizace je potřeba zavádět principy čisté mobility ve všech sektorech dopravy. Znečištění z lodní dopravy se na celkových emisích skleníkových plynů s ČR podílí jen přibližně 4 %, avšak většinou jde o zásadní lokální vliv, jelikož například výletní lodě jsou častokrát vybaveny velmi starými motory, spotřebují oproti silničním vozidlům i tisíc litrů paliva, není u nich povinné měření emisí ani jiná kontrola, a navíc nejsou vázána povinností být vybavené filtrem pevných částic. Je proto žádoucí se zamyslet nad možnostmi alternativních paliv, přičemž specifickou kategorií je LNG, jelikož směrnice EU stanovila členským státům povinnost vybudovat na svém území plnicí stanice pro plavidla, což se v nejbližším období nezdá reálné kvůli vysokým provozním nákladům a neexistující poptávce po tomto druhu paliva v lodní dopravě.

V porovnání se silniční dopravou je železniční doprava již nyní poměrně ekologický dopravní prostředek díky nižšímu jízdnímu odporu a zajištění přímého napájení z trakčního vedení s vysokou účinností přenosu energie. Nahrazování spalovacích motorů by tak mělo do budoucna probíhat rozšiřováním elektrifikace i na další tratě nebo využíváním bateriových a vodíkových vozidel. Plánem je, že kvůli velkým investičním nákladům by se budovala trakční vedení v místech, kde je velká intenzita dopravy. Bateriová vozidla by byla využívána v místech, kde lze baterie část cesty dobít z trakčního vedení a zbytek cesty bez trakčního vedení by obstarávalo napájení z baterie. Toto řešení se zamýšlí i pro nákladní dopravu, kde v místech nakládky a vykládky není možné instalovat trolejové vedení. Pokud by byl podíl úseku pod trolejovým vedením příliš malý a baterie by nebylo možno použít, je na místě uvažovat o zavedení vodíkových vozidel, avšak vodíková technologie má nižší účinnost přenosu energie. Zde je potom nutné individuálně posoudit, zdali se vyplatí investovat do rozšíření trolejového vedení, nebo využívat vodíková vozidla. Jelikož síť elektrifikovaných tratí v severní části republiky je velice řídká, lze vodíková vozidla osazovat pro traťové výkony na neelektrifikovaných tratích alespoň na dobu přechodnou, než bude i v této oblasti zbudováno trakční vedení. Vodíková vozidla by pak byla nahrazena vozidly závislými na trakčním vedení, popřípadě kombinací s bateriovými vozidly. Při objednávkách dálkové i regionální dopravy by měla být zohledněna možnost využití drážních vozidel s alternativním pohonem. Pro nákladní dopravce se uvažuje o nějaké formě spolufinancování.

Letecká doprava je prostředek umožňující rychlé globální propojení a mnoha způsoby se podílí na podpoře hospodářského růstu, přitom tvoří 13,4 % emisí skleníkových plynů, což představuje 2 až 3 % celosvětových emisí CO₂ a 3,6 % v EU. V zájmu snížení emisí CO₂ byl proto přijat globální tržní rámec. Od roku 2012 je sektor civilního letectví zařazen do systému EU ETS a je tak jediným druhem dopravy pod tímto regulačním nástrojem. Do systému EU ETS jsou zařazeni všichni provozovatelé letadel, kteří vzlétají nebo přistávají na některém na některém z letišť členských států EU, Norska, Islandu nebo Lichtenštejnska. Dosahování lepší energetické účinnosti probíhá díky novým technologiím, zdokonalení letadel, elektrifikace pozemních zařízení a lepšímu uspořádání leteckého provozu. Elektrifikace letecké dopravy je v současné době ve fázi příprav a testování alespoň pro krátké a střední vzdálenosti, ovšem výraznější nárůst hybridních a alternativních paliv nelze očekávat. Na základě směrnice EU byla stání na Letišti Václava Havla Praha vybavena přípojným místem pro napájení elektrickou energií, které pro přiletu nahrazuje pomocnou energetickou jednotku určenou k napájení elektrických systémů letadla. Letadlo musí být připojeno vnějšímu zdroji napájení nejpozději 5 minut po zastavení na stání a odpojeno nejdříve 20 minut před předpokládaným odletem. Pro samostatná stání a menší letiště (Ostrava-Mošnov, Brno-Tuřany) je možno využít mobilní zdroj elektrické energie. V dokumentu

NAP čisté mobility je zdůrazněno, že letecká doprava má globální význam, a proto jsou potřeba globální řešení k zachování konkurenceschopnosti.

2.5 Národní akční plán pro chytré sítě

Stejně jako v případě NAP čisté mobility [21] je i NAP pro chytré sítě [24] čerstvě aktualizovaný dokument, jelikož poslední aktualizace vychází z roku 2019. Požadavkem dokumentu je, aby chytrá síť byla vybudována na všech napěťových hladinách distribuční i přenosové sítě. Chytrá síť je definována jako bezpečná, spolehlivá a automatizovaná soustava nebo její část, která umožní především řízení v reálném čase, integraci a využití nových technologií a obousměrnou komunikaci. Všechna kritéria pro klasifikování sítě jako „chytrá“ jsou uvedena v příloze A. K naplnění těchto kritérií a vytvoření chytrých sítí je stanoveno několik cílů. Informace v této podkapitole byly čerpány z [24].

K zajištění vyšší integrace a využití decentralizovaných zdrojů elektřiny (DECE), akumulace a elektromobility je nutné vytvořit podmínky na legislativním, tarifním i regulačním poli. Dokument však zmiňuje, že je třeba rozlišovat mezi integrací a využitím, jelikož integrace je chápána jako vytvoření podmínek pro připojení zařízení a bezpečný provoz soustavy, kdežto využití a s tím spojené podnikatelské riziko je záležitost pouze investora, popřípadě vlastníka zařízení. Zajištění všech podmínek by mělo podpořit plán Státní energetické koncepce dosáhnout 35 % podílu DECE zdrojů do roku 2050. V roce 2018 tento podíl činil 18 % a v roce 2030 je počítáno podílem kolem 22 %. Na úrovni DS by tak mělo dojít k posílení sítě, implementaci chytrých distribučních stanic na hladině vysokého napětí (VN) a nízkého napětí (NN) a osazení měření kvality elektřiny na transformátory VN/NN. Je tak v plánu do konce roku 2030 mít 40 % všech distribučních stanic v chytrém provedení (s dílčím cílem 15 % do konce roku 2025) a 65 % všech transformátorů VN/NN osadit měřením kvality elektřiny (s dílčím cílem 35 % do konce roku 2020).

Monitoringem by měly být vybaveny zejména DS na všech napěťových hladinách, dále automatizací a dálkovým ovládním. Řídící systémy by měly zajišťovat lokální i centrální řízení, a to včetně využití technologií umělé inteligence, přitom by měla být zajištěna kybernetická bezpečnost. Tyto systémy by měly zároveň zvýšit spolehlivost, kvalitu a bezpečnost, jelikož je možné díky nim rychleji zaznamenat a lokalizovat vzniklé poruchy, řídit toky činných a jalových výkonů, řídit odběrová místa a zjišťovat v nich kvalitativní ukazatele elektrické energie. K posílení sítě je zapotřebí dobudovat a zokruhovat síť VN, což umožní zálohování odpadlých uzlů a vedení. Při posilování by však měly být respektovány ekonomické posudky projektů. S přestavbou starých sítí a budováním nových sítí by měly být zároveň budovány optické trasy a měřící body.

Do nástrojů k zajištění bezpečnosti dodávek elektrické energie by v budoucnu měla větší měrou přispívat flexibilita. Flexibilitu rozumějme jako změnu oproti očekávaným diagramům odběru či dodávky v návaznosti na změny okamžitých cenách elektrické

energie. V současnosti se již využívají zdroje flexibility, ale pouze u velkých zdrojů, ovšem v budoucnu se počítá se zapojením i DECE s novými technologiemi akumulace, elektromobility a řízení spotřeby. Právě u EV je možné cenově motivovat zákazníky k dobíjení EV mimo časy největšího vytížení, nebo využít technologie řízení nabíjení pro optimalizaci nabíjecího cyklu z pohledu elektrizační soustavy. Baterie samotného EV by navíc potenciálně mohly sloužit jako zdroj flexibility.

Jak již bylo zmíněno dříve, v souvislosti s nastavenými cíli pro podíl OZE a DECE lze očekávat v blízké budoucnosti jejich významný rozvoj. Mezi DECE s významným podílem lze počítat FVE, kogenerační jednoty, větrné elektrárny, malé vodní elektrárny a zdroje na biomasu a biologicky rozložitelný komunální odpad. Ke snížení dopadů DECE na DS byly stanoveny opatření, které zároveň sníží náklady na integraci těchto zdrojů na straně provozovatele DS tím, že nebude potřeba tak výrazné posilování sítí. Opatření se dotýkají provozovatele DECE a požadují na hladině NN vybavení zdrojů regulací činného a jalového výkonu v závislosti na napětí a zároveň schopností akumulace elektrické energie. Na hladině VN je požadováno připojení DECE samostatnými vývody do trafostanice 110 kV/VN, popřípadě vybavení zdroje schopností akumulace, což by mohlo sloužit jako náhrada za potřebu vybudovat novou trafostanici 110 kV/VN. Navíc ve vybraných oblastech by byla požadována schopnost regulace napětí a jalového výkonu. S rozvojem DECE se však objevuje nový problém, konkrétně přetoky elektřiny z hladiny NN do hladiny VN. Tyto přetoky by měly být sledovány, kvůli čemuž je potřeba zavést systémy inteligentního měření. Toto měření by umožňovalo i spotřebitelům lépe sledovat a optimalizovat vlastní spotřebu.

Pro akumulaci jsou dnes v ČR využívány přečerpávací vodní elektrárny, nicméně do budoucna by mělo dojít s prosazením bateriových systémů na trhu s elektřinou. Jejich využití lze nalézt v obchodu s elektřinou, vyrovnání odchylek subjektů zúčtování, obchodu s regulační energií a v podpůrných službách. Na trhu s frekvenčními podpůrnými službami dnes existuje konkurence, která může představovat překážku v zavádění této technologie. Nutno zmínit, že tento trh je značně specifický a jeho velikost je regulována. Uplatnění by tak mohly najít v primární a sekundární regulaci a také minutové záloze. Pro připojení akumulační technologie jsou vyžadovány především parametry minimálního výkonu a dynamiky změny. Splnění požadavku minimálního výkonu ani dynamiky změny by pro bateriové systémy nemělo být problémem, ale omezujícím faktorem by se mohla stát krátká doba, po kterou je schopen systém poskytovat služby. Kromě základních zmíněných služeb se počítá s využitím bateriové technologie pro regulaci napětí, popřípadě jalového výkonu, napájení ostrovních provozů a startu ze tmy pro případ blackoutu.

Kvůli novým inovativním technologiím je potřeba proměnit i způsob dispečerského řízení toků distribuční a přenosové soustavy. Toho by mělo být dosaženo zkrácením intervalu vyhodnocování odchylky na 15 minut, čím by bylo možné pohotověji a přesněji reagovat na odchylky v síti způsobené DECE a OZE, u kterých je

problematické předpovídat nestálou výrobu. Výpomoc v řízení této nestálé výroby lze regulovat akumulací a řízeným dobíjením EV. Aby bylo takové řízení realizovatelné, je potřeba zavést větší množství digitalizace a kvůli zkrácení intervalu vyhodnocování odchylek je nutné počítat s vyšším objemem dat a zkrácením doby pro výpočet, což zvyšuje celkovou výpočetní náročnost.

2.6 Studie k Národnímu akčnímu plánu pro chytré sítě

K přípravě NAP pro chytré sítě [24] byly zadány studie, ze kterých následně NAP vycházel. Tyto studie detailněji hovoří o možném vývoji a vlivech na DS.

2.6.1 Predikce vývoje elektromobility v ČR

Tato studie [25] úvodem upozorňuje na složitost zpracování dat o stávajícím počtu registrovaných vozidel, jelikož ke klasifikaci EV a hybridních vozidel se používá několik kategorií a zahrnutí všech kategorií by mohlo být zavádějící. Navíc v některých statistikách jsou například LPG vozidla počítána pouze vozidla, která používají jako palivo čistě LPG, ale v praxi většina LPG pohonných jednotek kombinuje spalování benzínu a LPG, ovšem do seznamu registrovaných vozů se uvádějí jako benzínová vozidla, jelikož se jedná o primární palivo. Z toho důvodu lze počet registrovaných vozidel spíše odhadovat než přesně definovat. Konkrétní čísla hovoří, že ke konci roku 2017 bylo v ČR registrováno asi 202 000 vozidel na LPG, 18 500 vozidel na CNG, 7 000 vozidel s hybridním pohonem – z toho asi 800 plug-in hybridních elektrických vozidel (PHEV) a 1 500 bateriových elektrických vozidel (BEV). Budoucí rozvoj elektromobility pak určuje několik klíčových faktorů, mezi něž patří cenová dostupnost, zlepšující se kvalitativní parametry, akceptovatelná infrastruktura, pokles nákladů na provoz, dále také nastavená omezující politika (poplatky, daně, přednostní průjezd atd.) a vývoj konkurenčních způsobů mobility (např. vodík).

Výhled vývoje se staví na určitém intervalu skládajícího se předpokládaného nízkého, středního a vysokého scénáře. Vysoký scénář je v této studii stanoven na základě kampaně EV30@30 do které se zapojily státy USA, Kanada, Čína, Velká Británie, Francie, Německo, Japonsko, Nizozemsko, Norsko a Švédsko. ČR v této kampani v současné době není, ale nelze říct, že by takový krok byl vyloučen. Kampaň má ambiciózní cíl dosáhnout tržního podílu elektrických vozidel 30 % do roku 2030 a i po tomto roce bude podíl dále narůstat až na 90 % nově prodaných osobních automobilů. Poměr mezi BEV a PHEV by měl být zachován dle současného poměru.

Střední scénář je navázán na původní NAP čisté mobility z roku 2015. Podle něho se očekávalo, že po roce 2030 dojde k nasycení trhu a nově nakoupené osobní automobily budou sloužit pouze jako sekundární vozidlo stávajícím majitelům vozidel se spalovacím pohonem, což ovšem nekoresponduje s nově nastavenou strategií EU, která stupňuje snahu o snižování emisí skleníkových plynů a tlačí tak na přechod k bezemisním vozidlům. Zároveň lze očekávat snižování pořizovací ceny EV, což je

jeden z klíčových faktorů pro zvýšení prodejů. Na základě tohoto se ve středním scénáři po roce 2030 počítá s pokračujícím nárůstem až do roku 2040, kdy by měl podíl prodejů EV na trhu dosáhnout zhruba 33 %. V tomto scénáři by mělo dojít ke zvýšení počtu BEV oproti PHEV.

V nízkém scénáři je zachován současný meziroční růst tržního podílu EV do roku 2023 a až poté dochází k navyšování až do roku 2030, přičemž nárůst kopíruje představy středního scénáře. Nízký scénář pak odpovídá plánům středního scénáře, ovšem opožděného o 5 let. Tím je zohledněno možné zpoždění v zavádění výše zmíněných opatření podporujících rozvoj elektromobility. Po roce 2030 se počítá s nárůstem BEV podobným tempem, jaký byl průměr z posledních 5 let, ovšem u PHEV by měl být nárůst nižší kvůli menšímu naplnění podpůrných opatření.

Předpokládaný počet registrovaných vozidel pro jednotlivé roky lze vidět v Tab. 2.2 [25]. Pro po porovnání, v roce 2030 se očekává kolem 6,5 milionu registrovaných osobních vozidel. Tento počet by měl ovšem do roku 2040 klesnout přibližně na 6,1 milionu.

Tab. 2.2 Nastavené cíle počtu osobních EV (v tisících) [25]

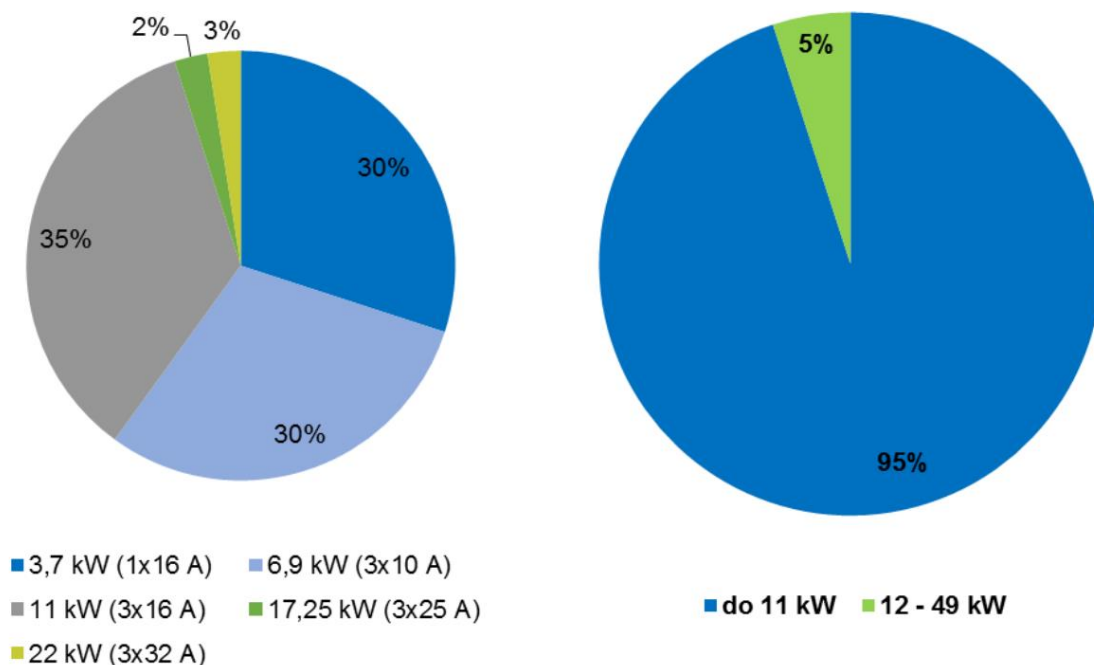
	Vysoký scénář		Střední scénář		Nízký scénář	
	BEV	PHEV	BEV	PHEV	BEV	PHEV
2018	1,8	0,8	1,8	0,8	1,8	0,8
2020	16,8	7,4	3,7	4,9	2,9	1,3
2025	159	74,1	24,5	46,1	5,2	5,8
2030	523	242	74,0	126	25,8	48,5
2035	1 075	517	268	281	93,7	124
2040	2 119	973	631	460	231	237

Klíčovým faktorem zásadním pro rozvoj elektromobility by měla být již zmíněná dobíjecí infrastruktura, jejíž rozvoj by měl snížit obavy ze situace, kdy nebude mít uživatel EV kde dobít vozidlo. O tomto problému pojednává již NAP čisté mobility. Hlavní oblasti pro výstavbu rychlodobíjecích stanic by měly být silnice spadající do transevropské dopravní sítě a významné silnice 1. třídy, čímž by měla být zajištěna páteřní síť stanic a dále je upřednostňována výstavba pomalých dobíjecích stanic v blízkosti autobusových a vlakových nádraží. Mimo dotované cílené výstavby se počítá i s firemní a podnikatelskou iniciativou, která by měla zajistit výstavbu dalších veřejných i neveřejných dobíjecích stanic.

Pro vhodné rozmístění dobíjecích stanic a předpovědi diagramu nabíjení byly sestaveny výpočetní programy na základě vhodných výpočetních metod. Do tohoto výpočtu vstupovalo několik různých faktorů ovlivňujících možnou podobu denního

diagramu nabíjení. Aby bylo pokryty různé případy možného chování uživatelů EV, byly vytvořeny různé typové diagramy nabíjení, které předpokládají různé poměry obyvatel rodinných domů k celkovému počtu obyvatel rodinných a bytových domů. Dále byl v roce 2016 proveden průzkum mezi uživateli EV v Norsku, jelikož tato země má ze všech evropských států nejrozvinutější EV. Výsledkem bylo, že drtivá většina uživatelů využívá dobíjení na neveřejných nabíjecích stanicích, kterými jsou domácí nabíjecí stanice a nabíjecí stanice v zaměstnání. Zároveň bylo zjištěno, že asi 95 % uživatelů EV má přístup k domácímu nabíjení. Lze tak očekávat, že EV si pořídí zejména lidé, kteří přístup k domácímu nabíjení mají, ovšem pouze do doby, dokud nebude EV ekonomicky výhodnější volbou oproti spalovacímu motoru, což zapříčiní rozšíření EV i mezi uživatele bez přístupu k domácím nabíjecím stanicím.

Očekávané rozdělení příkonů domácích dobíjecích stanic je zobrazeno na Obr. 2.3 [26], přičemž se zde neočekává dynamický vývoj dobíjecích příkonů na rozdíl od veřejných dobíjecích stanic. U domácích dobíjecích stanic je totiž výkon omezen instalovaným příkonem hlavního jističe, jelikož navýšení jističe je spojeno s navýšením fixní části plateb za dodávky elektrické energie. U veřejných dobíjecích stanic však lze počítat s dynamickým vývojem instalovaného příkonu tak, aby byly uspokojeny požadavky zákazníků na co nejrychlejší dobíjení EV. Studie dále zmiňuje, že pouze 2 modely PHEV v době psaní studie podporovaly nabíjení vyšším výkonem než 3,7 kW, což je pochopitelné vzhledem k velikosti baterie ve vozidle.



Obr. 2.3 Očekávané rozdělení příkonů domácího dobíjení [26]

Dalším parametrem vstupujícím do výpočtu je denní spotřebovaná energie odvíjející se od denního nájezdu. V současnosti se najetá denní vzdálenost pohybovala kolem

hodnoty 32 km, přičemž průměrná spotřeba EV činí 20 kWh/100 km. Tyto údaje platí pro osobní automobil, ovšem odlišná situace panuje u lehkých užitkových vozů, kde se dle údajů z Velké Británie nájezd pohybuje kolem 50 kilometrů denně a spotřeba v rozmezí 20 až 30 kWh/100 km v závislosti na konkrétním vozidle, u nákladních vozidel do 3,5 tuny pak v rozmezí 50 až 60 kWh/100 km. Speciální kategorii tvoří elektrobusesy, u nichž se spotřeba pohybuje mezi 100 až 130 kWh/100 km, přičemž se předpokládá dynamické dobíjení během jízdy na linkách a pomalé dobíjení v nočních hodinách.

Stejně tak je potřeba počítat s běžnou kapacitou baterií BEV, u které se očekává nárůst kapacity o velikosti 2 kWh ročně jak u osobních automobilů, tak i u lehkých užitkových vozidel a nákladních vozidel do 3,5 tuny. V roce 2040 se tak počítá s běžnou kapacitou 60 až 80 kWh, přičemž této kapacity dosahují vozy s největší kapacitou na trhu již dnes, občasně ji dokonce lehce přesahují. Do souvislosti s kapacitou baterií lze dát i rychlost nabíjení, protože u modelů dostupných na trhu lze pozorovat, že s rostoucí kapacitou baterie je spojena schopnost rychlejšího nabíjení. Toto platí zejména u DC nabíjení, u AC dobíjení je totiž dobíjecí příkon dán především ve voze integrovaného dobíjecího zařízení, přičemž některé vozy dovolují nabíjet pouze jednofázově.

2.6.2 Dopady elektromobility do DS

Dle studie [27] je pro rok 2040 očekáváno, že rozvojem elektromobility vznikne v síti potřeba soudobého nabíjení o velikosti 1 136 MW pro nízký scénář, 2 478 MW pro střední scénář a 6 897 MW pro vysoký scénář. Pro zajištění připojitelnosti nabíječek bude nutné provést v síti VN i NN opatření, což je shrnuto v Tab. 2.3 [27]. Uvedené náklady se vztahují pouze na dodatečná opatření, které je nutné provést oproti pravidelné obnově sítě.

Tab. 2.3 Potřebná opatření v DS do roku 2040 [27]

	Nízký	Střední	Vysoký
Navýšení výkonu DTS	142 ks	1 810 ks	48 083 ks
Zřízení nové DTS	-	-	15 493 ks
Vedení VN pro novou DTS	-	-	6 126 km
Vedení NN pro novou DTS	-	-	6 339 km
Rekonstrukce vedení NN	-	780 km	4 560 km
Náklady	120 mil. Kč	3,8 mld. Kč	80,7 mld. Kč

Největší zásahy pro zajištění připojitelnosti by bylo třeba provést v oblastech Ostrava-město, Brno-město, Brno-venkov a na periferiích hlavního města Prahy.

2.6.3 Dopady rozvoje decentralních výroben do DS

Dle dokumentu [28] dosahoval v březnu roku 2016 instalovaný výkon DECE hodnoty kolem 3 900 MW. Očekává se, že k roku 2040 by měl celkový instalovaný výkon DECE dosáhnout 10 433 MW, z toho 5 083 MW rozptýlených mezi 1 340 807 zdrojů by mělo být připojeno do napěťové hladiny NN a většinu z těchto zdrojů by měly FVE a zdroje s mikrokogenerací. DECE připojené na síť NN však nebudou rovnoměrně rozmístěny po území republiky, jejich největší koncentraci lze očekávat v oblasti Prahy, středních Čech a jižních částech republiky. Ze současných zkušeností s DECE vyplývá, že nemalou mírou ovlivňují DS a znesnadňují dispečerskou činnost. Pokud nejsou osazeny komunikačními a řídicími systémy a schopností akumulace, není možné je řídit. Ačkoli pak mohou mít pozitivní dopady na elektrizační soustavu, mezi něž se řadí odlehčení transformátorů a sítě díky výrobě elektrické energie blíže k místu spotřeby, jsou zde i zásadní negativní vlivy, mezi které patří vznik nesymetrie napětí a proudu, kolísání napětí a obrácení toku výkonu do vyšší napěťové hladiny. Zvláště v síti NN se jeví jako největší problém ovlivnění kvalitativních ukazatelů sítě, který mi jsou nesymetrie a napěťová úroveň a stabilita, přičemž největší podíl na ovlivňování mají jednofázové zdroje a výrobci elektrické energie, kteří jsou občasně naopak spotřebiteli (tzv. presumers).

Co se týče celkové výkonové bilance v elektrizační soustavě ČR, nelze do budoucna očekávat, že by odstavované zdroje (včetně jaderných) byly v základním zatížení nahrazeny DECE. Pokud by nedošlo alespoň k obnově jaderných zdrojů, vzniknul by v elektrizační soustavě deficit o výši 25 TWh a elektrizační soustava ČR by se tak stala neprovozovatelnou, jelikož import v takovém rozsahu nelze považovat za reálný. I při pokrytí základního zatížení však je potřeba kvůli OZE zajistit v síti flexibilitu. Až dosud postačovaly na pokrývání přebytků v síti přečerpávací vodní elektrárny, což však do budoucna nemusí platit a je nutné začít využívat akumulátory a další technologie. Akumulace je však investičně náročná a je vhodné k ní přistoupit až ve chvíli, kdy není možné flexibilitu zajistit jiným způsobem, kterým může být například snížení výkonu spalovací elektrárny nebo zapnutí elektrických kotlů na vytápění, jejichž využití je ovšem především v letních měsících omezeno. Navíc spalovací elektrárna může poskytovat flexibilitu po téměř neomezenou dobu, akumulátor je však omezen kapacitou baterie. Pouze s ostatními zdroji flexibility však není možné zajistit spolehlivý provoz elektrizační soustavy a bude tak nutné vybudovat přibližně 800 MW nové akumulace.

3. DISTRIBUČNÍ SOUSTAVA EG.D

Společnost EG.D (do 31. 12. 2020 pod názvem E.ON Distribuce) působí na území, které pokrývá přibližně jižní část republiky.

3.1 Podmínky pro připojení do DS

Společnost EG.D si svém stanovuje podmínky pro připojení zdrojů a odběrů do DS, přičemž tyto podmínky jsou zčásti v stanoveny Energetickým regulačním úřadem, který reguluje činnost distribučních společností na území České republiky.

3.1.1 Připojování dobíjecích stanic pro elektromobily

Při podávání žádosti o připojení dobíjecí stanice musí být k žádosti připojena i příloha obsahující detailnější informace o dobíjecí stanici, celé její znění lze nalézt v příloze B.

„Dobíjecí stanice s celkovým instalovaným nabíjecím příkonem stanice do 100 kW (mimo kategorii DoS1) musí být osazeny jedním regulačním relé umožňujícím dálkové omezení činného příkonu nabíjecí stanice na 0 %. Ovládací signál pro regulaci dobíjecí stanice bude zajišťován pomocí sepnutí/rozeptnutí relé na zařízení PDS prostřednictvím HDO nebo AMM. Instalace musí být připravena pro instalaci dálkového ovládání, tzn. ovládací obvod, komunikační cestu mezi elektroměrovým rozvaděčem a dobíjecí stanicí. Dále v elektroměrovém rozvaděči musí být připraven prostor pro instalaci řídicího zařízení PDS.

Dobíjecí stanice s celkovým instalovaným nabíjecím příkonem stanice od 100 kW včetně do 250 kW musí být osazeny třemi regulačními relé umožňujícími dálkové omezení činného příkonu nabíjecí stanice ve 4 stupních. Ovládací signály pro regulaci dobíjecí stanice budou zajišťovány pomocí sepnutí/rozeptnutí relé na zařízení PDS prostřednictvím HDO nebo AMM. Instalace musí být připravena pro instalaci dálkového ovládání, tzn. ovládací obvod, komunikační cestu mezi elektroměrovým rozvaděčem a nabíjecí stanicí. Dále v elektroměrovém rozvaděči musí být připraven prostor pro instalaci řídicího zařízení PDS.

Dobíjecí stanice s celkovým instalovaným nabíjecím příkonem stanice nad 250 kW včetně musí umožňovat začlenění této nabíjecí stanice do systému dálkového řízení Provozovatele DS s možností dálkového řízení činného příkonu ve 4 stupních. Jde zejména o řízení činného příkonu, vybrané signalizace od napájení, dále pak o přenosy měření

v rozsahu činný třífázový výkon, jalový třífázový výkon, sdružené napětí“ [29, s. 6-7]

3.1.2 Připojování decentralních zdrojů

Původní požadavky stanovovaly, že všechny zdroje s instalovaným výkonem nad 250 kW musí být schopné regulace jalového výkonu, v současné však době dochází k projednávání a upřesňování nových podmínek. Nové podmínky v současném znění upravují i provoz výroben s instalovaným výkonem již od 100 kW a nově i do 100 kW.

„Výrobny s rezervovaným výkonem do 100 kW musí být osazeny jedním regulačním relé, které umožňuje dálkové omezení činného výkonu výroby na 0 %. Ovládací signál pro regulaci výroby bude zajišťován pomocí sepnutí/rozepnutí relé na zařízení PDS prostřednictvím HDO nebo AMM. Instalace musí být připravena pro instalaci dálkového ovládání, tzn. ovládací obvod, komunikační cestu mezi elektroměrovým rozvaděčem a výrobnu. Dále v elektroměrovém rozvaděči musí být připraven prostor pro instalaci řídicího zařízení PDS.

Výrobny s rezervovaným výkonem od 100 kW včetně a s transformačním výkonem do 630 kVA včetně musí umožňovat své začlenění do systému dálkového řízení Provozovatele DS. Jde zejména o řízení činného výkonu, řízení jalového výkonu v režimu činné dodávky do DS, vybrané signalizace od napájení, dále pak o přenosy měření v rozsahu činný třífázový výkon, jalový třífázový výkon, sdružené napětí, u vybraných výroben další potřebná data (teplota, rychlost větru a osvit).“ [30]

4. OBEC JINAČOVICE

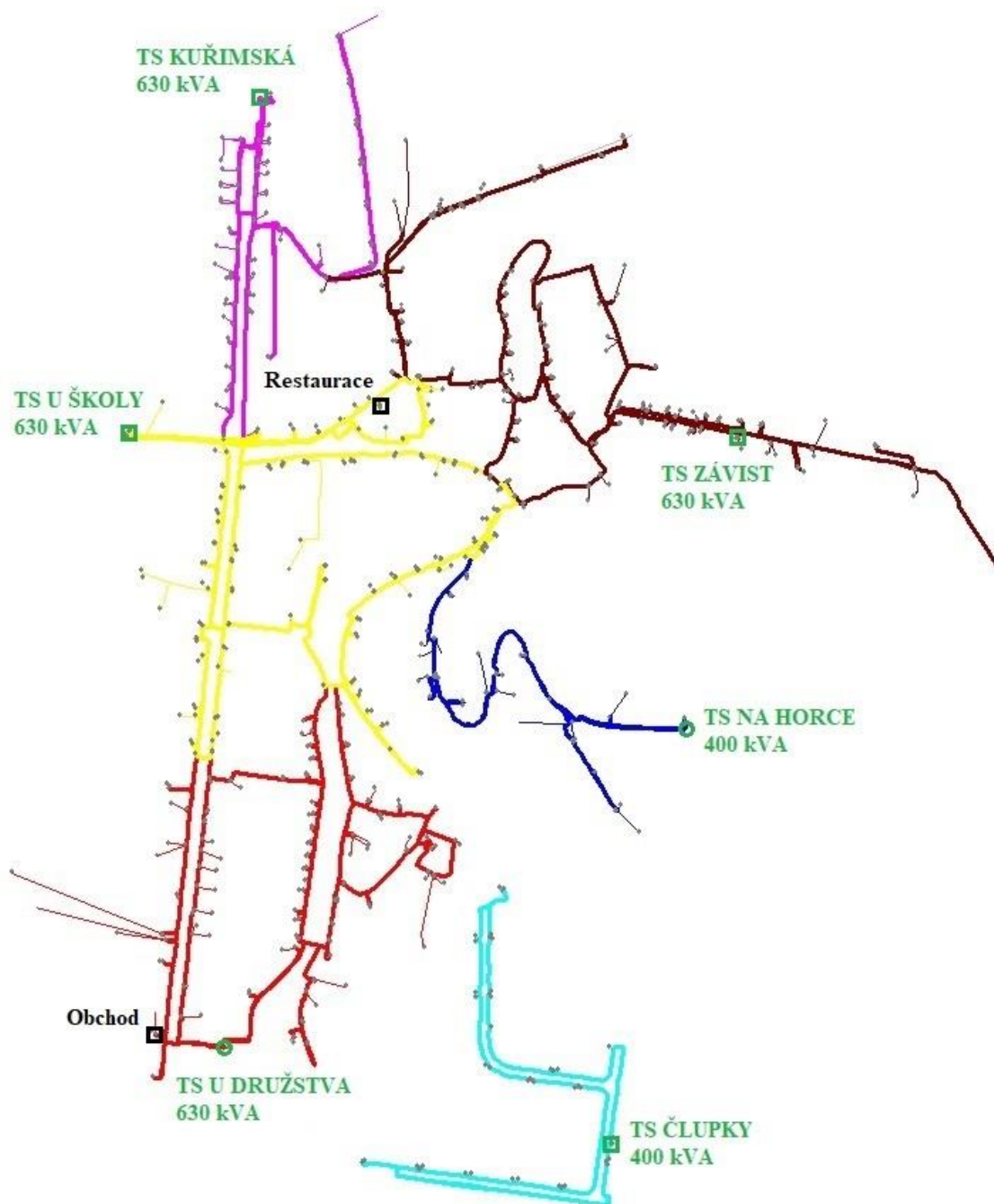
Obcí zadanou k řešení od PDS je obec Jinačovice. Tato obec se nachází v Jihomoravském kraji v okrese Brno-venkov severozápadně od Brna, od jehož středu je vzdálena asi 15 km a spadá do správního obvodu obce s rozšířenou působností Kuřim. První informace o této obci pochází již ze 14. století a v současné době zde žije 779 obyvatel. [31]

4.1 Řešená distribuční síť

Obec je zcela kabelizována, přičemž nejvíce zastoupenými jsou kabely typu AYKY 3x185+95 s celkovou délkou 7 068 m, dále kabely typu 1-NAYY-J 4x150 s celkovou délkou 3 458 m a kabely typu AYKY 3x120+70 s celkovou délkou 1 502 m. V převážné části obce jsou položeny kabely typu AYKY, které zde byly položeny v 80. a 90. letech 20. století. V roce 2011 zde bylo vybudováno vedení pro novou oblast rodinných domů, která je napájena z TS ČLUPKY a kabely v této části obce jsou typu 1-NAYY-J 4x150. Některé rodinné domy jsou již dokončeny, některé jsou ještě rozestavěné.

Obec je napájena z šesti distribučních trafostanic (DTS), v každé je umístěn jeden transformátor 22/0,4 kV. Čtyři z těchto transformátorů mají jmenovitý výkon 630 kVA a dva mají jmenovitý výkon 400 kVA, jedná se konkrétně o TS NA HORCE a TS ČLUPKY. Napájecí oblasti jsou vždy napájeny pouze z jednoho transformátoru a jsou od sebe vzájemně odděleny rozpojením v rozpojovací skříni. Čtyři transformátory jsou umístěny v kiosku a dva transformátory jsou uloženy venku, konkrétně se jedná o TS NA HORCE a TS U DRUŽSTVA. Na Obr. 4.1 můžeme vidět současnou topologii sítě, přičemž jednotlivé napájecí oblasti jsou barevně rozlišeny, navíc jsou zde označeny pozice transformátorů s popiskem a rozlišením uložení, přičemž venkovní uložení je označeno zeleným kroužkem a kioskové zeleným čtverečkem. Dále jsou na Obr. 4.1 označeny černým čtverečkem pozice restaurace a obchodu.

V obci je evidováno 294 odběrů se typu D (domácnosti) a 44 odběrů typu C (firmy). Dále je evidováno 13 DECE s rozsahem instalovaného výkonu 2,2 kW až 20 kW, všechny zdroje jsou tvořeny fotovoltaickými panely. Nabíječky elektromobilů s příkonem vyšším než 3,7 kW, které podléhají evidenci, nejsou v současné době v obci evidovány žádné.



Obr. 4.1 Současná topologie sítě

4.1 Vstupní hodnoty pro výpočty sítě

V Tab. 4.1 a Tab. 4.2 jsou přehledně uvedeny hodnoty, ze které byly použity při výpočtu ustáleného chodu sítě.

Tab. 4.1 Uvažovaný počet EV a FVE

Současná spotřeba obce	1 556 kW
Celkový teoretický instalovaný výkon FVE (22 %)	342 kW
Celkový současný instalovaný výkon FVE	109 kW
Celkový instalovaný výkon nových FVE	233 kW
Potřebný počet nových instalací FVE (7 kW)	34
Počet odběrných míst typu D	294
Teoretický počet osobních vozidel	444
Teoretický počet BEV dle vysokého scénáře (8 %)	36
Teoretický počet PHEV dle vysokého scénáře (3,7 %)	17

Tab. 4.2 Koeficienty soudobosti přiřazované k odběrným místům

	Letní poledne	Zimní večer
Sazby C01D	0,25	0,2
Sazby C02D až C25D	0,4	0,2
Ostatní sazby CxxD	0,6	0,2
Sazby D01D až D25D	0,1	0,15
Ostatní sazby DxxD	0,2	0,35
Nabíječky EV	0,5	0,5

4.2 Zjednodušující předpoklady pro výpočet

Aby bylo možno provést výpočet s dostupnými daty v programu Bizon Projektant firmy DAISY spol. s r.o., byl přijat předpoklad, že dané procentuální podíly stanované pro celostátní hodnoty budou platit i pro zadanou obec a zároveň budou ignorovány rozdílné míry penetrace FVE a nabíječek EV napříč regiony ČR. Jelikož jsou všechny stávající DECE v obci tvořeny fotovoltaickými panely a se stejným typem DECE se počítá i u nových instalací, budou dále uváděny jako FVE.

V případě FVE tak bylo uvažováno, že v obci bude instalováno tolik zdrojů, aby suma jejich výkonů odpovídala 22 % spotřeby elektrické energie za současného stavu. Na žádost PDS byly do modelu vkládány zdroje o výkonu 7 kW na jedno odběrné místo, což by mělo představovat budoucí dlouhodobý průměr instalovaného výkonu nových FVE. Zde je nutno zmínit, že tento výkon nijak neřeší velikost střechy a jedná se pouze o průměr. Proto se může stát, že Do modelu sítě byly přidány FVE na taková místa, kde by velikost střechy nedovolovala instalovat FVE o výkonu 7 kW (např. malé rodinné domy), nebo naopak na taková místa, kde by bylo možno instalovat FVE o výkonu více než 7 kW (např. velké střechy firem, stodoly apod.). V současné spotřebě obce je uvažován pouze činný výkon. Stejně tak přidávané FVE dodávaly pouze činný

výkon, ačkoliv by do budoucna mohlo dojít k tomu, že bude řízen jalový výkon i DECE do výkonu 100 kW a nebudou tedy dodávat pouze činný výkon.

V případě nabíječek EV bylo předpokládáno, že na jedno přípojné místo připadá průměrně 1,5 automobilu. Z celkového vypočteného počtu vozidel potom byl vypočten teoretický počet EV a PHEV podle procentuálního podílu z osobních vozidel pro vysoký scénář dle studie k NAP pro chytré sítě. K těmto elektromobilům se očekává pořízení domácích nabíječek o příkonu 3,7 kW, 6,9 kW a 11 kW, přičemž každá z těchto nabíječek by měla tvořit přibližně třetinový podíl tak, jak je reprezentováno na Obr. 2.3. Nabíječky příkonů vyšších než 11 kW byly ignorovány, jelikož tvoří dohromady pouze 5 % očekávaných instalací a nabíječky 3,7 kW byly přidělovány přednostně odběrným místům s PHEV, což je dle studie k NAP pro chytré sítě [24] maximální podporovaný příkon u většiny dostupných PHEV. Nové nabíječky byly v modelu reprezentovány přidáním dalšího odběru do odběrného místa. Vzhledem k nízkému počtu EV k počtu odběrných míst v obci byl uvažován maximálně jeden elektromobil na jedno odběrné místo. Kromě těchto domácích nabíječek byly do modelu sítě doplněny i dvě veřejné rychlonabíječky, jedna k restauraci a druhá k obchodu, každá s příkonem 80 kW na základě požadavku PDS.

Výpočty pak byly prováděny v teoretických nejhorsích stavech. To znamená letní poledne, kdy je maximální osvit panelů, což znamená největší výrobu z FVE a minimální odběr. Dále pak zimní večer, kdy je nulová výroba z OZE a maximální odběr v domácnostech způsobený dobíjením elektromobilů, vařením, ohřevem vody, zapnutými televizory atd. Tyto odběry byly v programu Bizon Projektant simulovány úpravou koeficientu soudobosti odběrného místa, což v programu znamená okamžité využití instalovaného jističe, jelikož program počítá pouze třífázový ustálený stav. To znamená, že odběrné místo s instalovaným jističem o velikosti 16 A s okamžitým odběrem 8 A představuje koeficient soudobosti 0,5. Tyto koeficienty soudobosti odběrného místa vycházejí z metodik pro výpočet sítí společnosti EG.D a koeficienty zohledňují i soudobost vývodů (tzn. množství vývodů odběrných míst, které jsou zatíženy ve stejný moment).

Kromě situace, kdy jsou FVE a nabíječky elektromobilů náhodně rozptýleny mezi domácnostmi po celé obci byl vypočítán i stav, kdy budou všechny FVE nebo všechny nabíječky elektromobilů soustředěny do jedné oblasti a napájeny z jednoho transformátoru.

Při výpočtu byl uvažován i jalový výkon v síti, avšak jalový výkon je v programu Bizon Projektant vypočten pouze přes zadaný účinník, který se všeobecně zadá pro odběrná místa a nejedná se tak o přesný výpočet. Ovšem zadaná hodnota účinníku vstupující do výpočtu vychází z dlouhodobé praxe EG.D a lze tak hodnotu jalového výkonu považovat alespoň za orientační.

4.3 Řešené scénáře

V Tab. 4.3 lze vidět přehled navržených, simulovaných a analyzovaných scénářů. Detailnější popis jednotlivých řešených scénářů společně s výsledky výpočtů DS je možné nalézt v podkapitolách 4.3.1 až 4.3.9.

Tab. 4.3 Přehled řešených scénářů

	Název scénáře	FVE	Nabíječky EV
Letní poledne	Scénář C0	Současné nevyrábí	Nejsou uvažovány
	Scénář C1	Současné vyrábí	Nejsou uvažovány
	Scénář C0+F	Současné + 34 nových 7 kW nevyrábí	Nové 2x 80 kW
	Scénář C1+F	Současné + 34 nových 7 kW vyrábí	Nové 2x 80 kW mimo provoz
	Scénář C1+FK	Současné + nové 5 kW vyrábí	Nejsou uvažovány
	Zimní večer	Scénář D	Nejsou uvažovány
Scénář DP		Nejsou uvažovány	Nejsou uvažovány
Scénář DP+E		Nejsou uvažovány	Nové 2x 80 kW + domácí
Scénář DP+EK		Nejsou uvažovány	Nové domácí

Grafické výstupy výpočtů DS jsou umístěny v přílohách C až K, přičemž vždy v levé části obrázku je vždy umístěno schéma s poměrným proudovým zatížením sítě vztahované k maximální zatížitelnosti daného kabelu a v pravé části obrázku je vždy umístěno schéma zobrazující napěťové poměry v síti. Zároveň je v obrázcích vždy zobrazen kabel s nejvyšším poměrným proudovým zatížením a uzel s nejnižším napětím v síti. V příloze L je umístěn přehled výsledků výpočtů, přičemž u žlutě vyznačených scénářů byl nalezen problém s provozními hodnotami DS (přetížené vedení, nebo nízké uzlové napětí).

4.3.1 Scénář C0

Scénář reprezentuje současný stav sítě a simuluje denní dobu kolem letního poledne s oblačností, kdy je dominantní spotřeba firem a minimální odběr domácností. Žádné nabíječky nad 3,7 kW nejsou v obci evidovány, proto nejsou ve výpočtu uvažovány. Do modelu sítě byly dle evidence přidány instalované FVE, ovšem s nulovou výrobou. Do modelu sítě byly dle evidence přidány instalované FVE, vlivem oblačnosti je však výroba z FVE nulová.

Ve scénáři bylo dosaženo nejvyšší hodnoty poměrného proudového zatížení kabelu v blízkosti TS U DRUŽSTVA s hodnotou 80 %. Nejnižší úroveň napětí byla 374 V v oblasti napájené z TS ZÁVIST. Nejvyšší hodnota poměrného zatížení transformátoru vztažená k jeho maximální zatížitelnosti byla v TS U DRUŽSTVA s hodnotou 59 %.

4.3.2 Scénář C1

Scénář reprezentuje současný stav sítě a simuluje denní dobu kolem letního poledne, kdy je dominantní spotřeba firem, minimální odběr domácností a vlivem jasné oblohy a ideálního osvětlení je dosaženo maximální výroby z FVE. Žádné nabíječky nad 3,7 kW nejsou v obci evidovány, proto nejsou ve výpočtu uvažovány. Do modelu sítě byly dle evidence přidány instalované FVE a jejich výkon nastaven na jmenovitou hodnotu.

Ve scénáři bylo dosaženo nejvyšší hodnoty poměrného proudového zatížení kabelu v blízkosti TS U DRUŽSTVA s hodnotou 64 %. Nejnižší úroveň napětí byla 374 V v oblasti napájené z TS ZÁVIST. Nejvyšší hodnota poměrného zatížení transformátoru vztažená k jeho maximální zatížitelnosti byla v TS U DRUŽSTVA s hodnotou 54 %.

4.3.3 Scénář D

Scénář reprezentuje současný stav sítě a simuluje denní dobu kolem zimního večera, kdy je minimální spotřeba firem a dominantní odběr domácností. Žádné nabíječky nad 3,7 kW nejsou v obci evidovány, proto nejsou ve výpočtu uvažovány a vzhledem k denní době tohoto scénáře nejsou uvažovány ani FVE.

V rámci tohoto scénáře bylo dosaženo nejvyšší hodnoty poměrného proudového zatížení kabelu v blízkosti TS U DRUŽSTVA s hodnotou 87 %. Nejnižší úroveň napětí byla 360 V ve východní části oblasti napájené z TS U DRUŽSTVA a v severní části oblasti napájené z TS ZÁVIST. Místa s napětíovou úrovní blízko 360 V jsou ve schématu se zobrazením napětíových hladin vyznačeny azurovou barvou. Nejvyšší hodnota poměrného zatížení transformátoru vztažená k jeho maximální zatížitelnosti byla v TS U DRUŽSTVA s hodnotou 68 %.

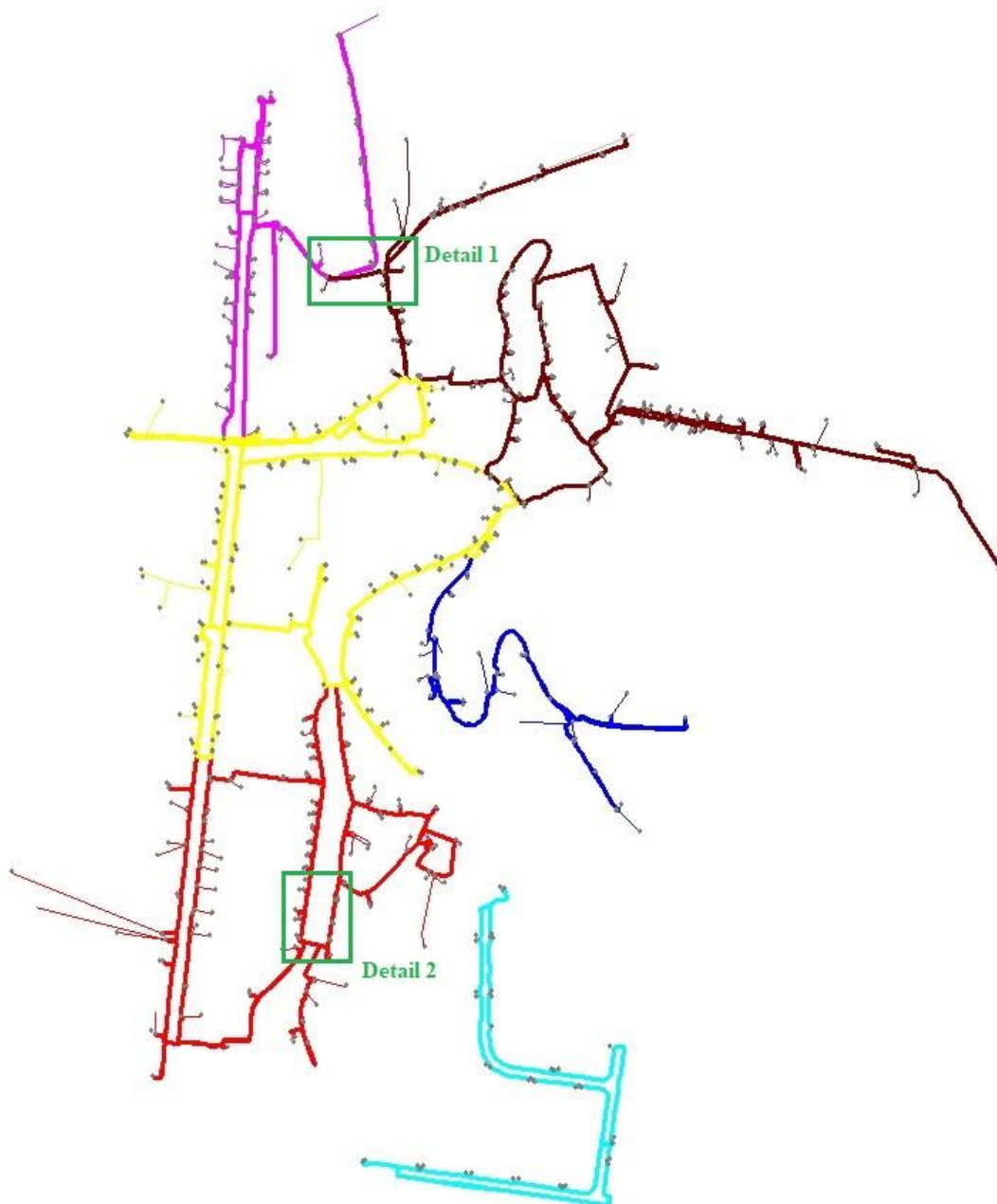
Zde je vhodné upozornit na skutečnost, že napětí 360 V je na samotné hranici odchylky $\pm 10\%$ od jmenovité hodnoty napětí 400 V, kterou je PDS povinen dodržet. Před připojováním dalších zátěží a výpočtem dalších scénářů je proto vhodné provést úpravy sítě vedoucí k navýšení mezní hodnoty napětí ve zmíněných uzlech. Bez předchozích úprav je prakticky vyloučené navyšování uzlových odběrů instalací nových nabíječek EV v oblastech TS U DRUŽSTVA a TS ZÁVIST, jelikož by nové odběry mohly zapříčinit vyšší úbytek napětí na kabelech způsobeném vyšším proudovým zatížením kabelů, kvůli čemuž by mohlo napětí v kritických uzlech klesnout až pod hranici tolerance $\pm 10\%$ od jmenovité hodnoty napětí.

4.3.4 Scénář DP

Vypočet scénáře byl proveden za stejných podmínek jako scénář D, avšak v modelu sítě

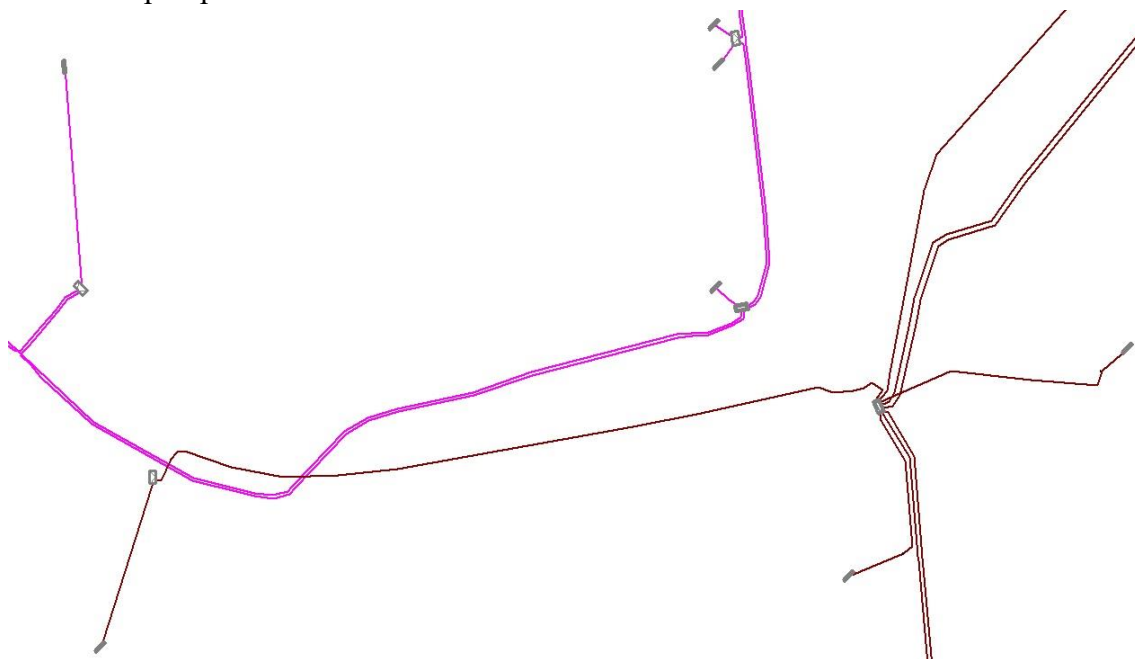
byly provedeny úpravy, které měly za cíl odstranit nedostatky v podobě napětí blízkého hranici tolerance $\pm 10\%$ od jmenovité hodnoty napětí. V rámci úprav bylo uvažováno s možnou finanční nákladností úprav, přičemž nejvyšší náklady nesou výkopové práce a zbudování nové DTS. V tomto ohledu je logické se vyhnout budování nových DTS či výměně stávajících kabelů za nové, ale pouze vybudovat nové kabely tak, aby byla došlo ke zkrácení kabelové trasy od DTS k odběrnému místu.

Oblasti, ve kterých byly provedeny úpravy jsou zobrazeny na Obr. 4.2.

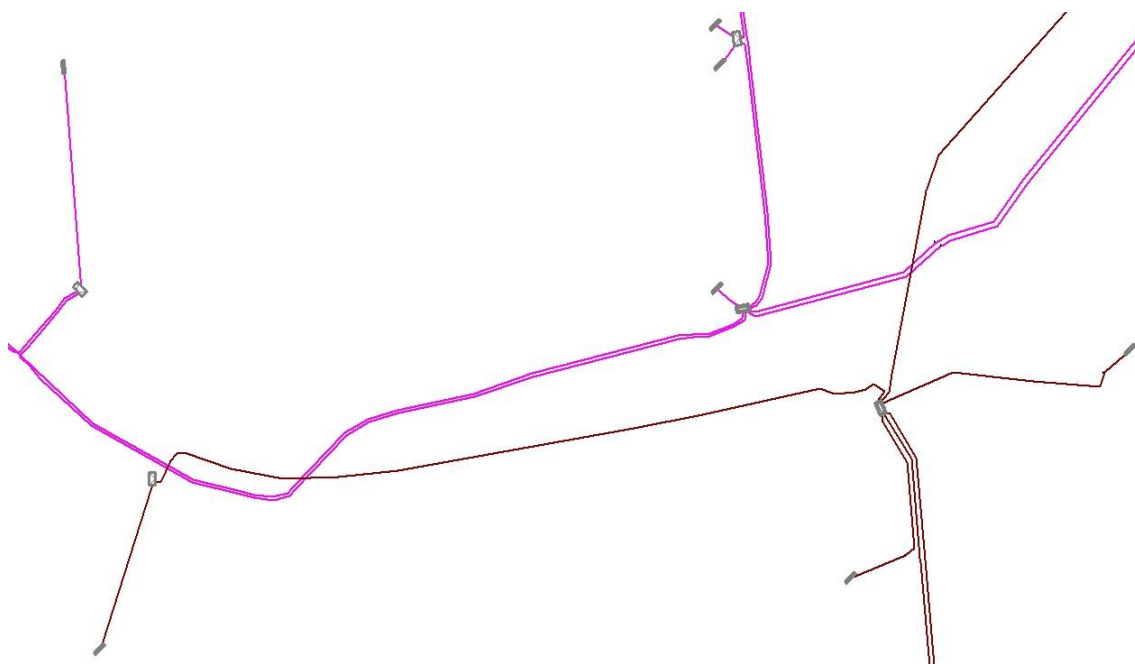


Obr. 4.2 Oblasti provedenými úpravami

V rámci úprav byly kabely v severní části oblasti napájené z TS ZÁVIST přepojeny tak, aby byly nově napájeny z TS KUŘIMSKÁ, k čemuž byla využita blízká rozpojovací skříň, kterou bude nutné vyměnit za větší. Oblast, ve které byly prováděny úpravy je na Obr. 4.2 popsána jako Detail 1. Daný výřez před úpravami je pak vidět na Obr. 4.3 a po úpravách na Obr. 4.4.

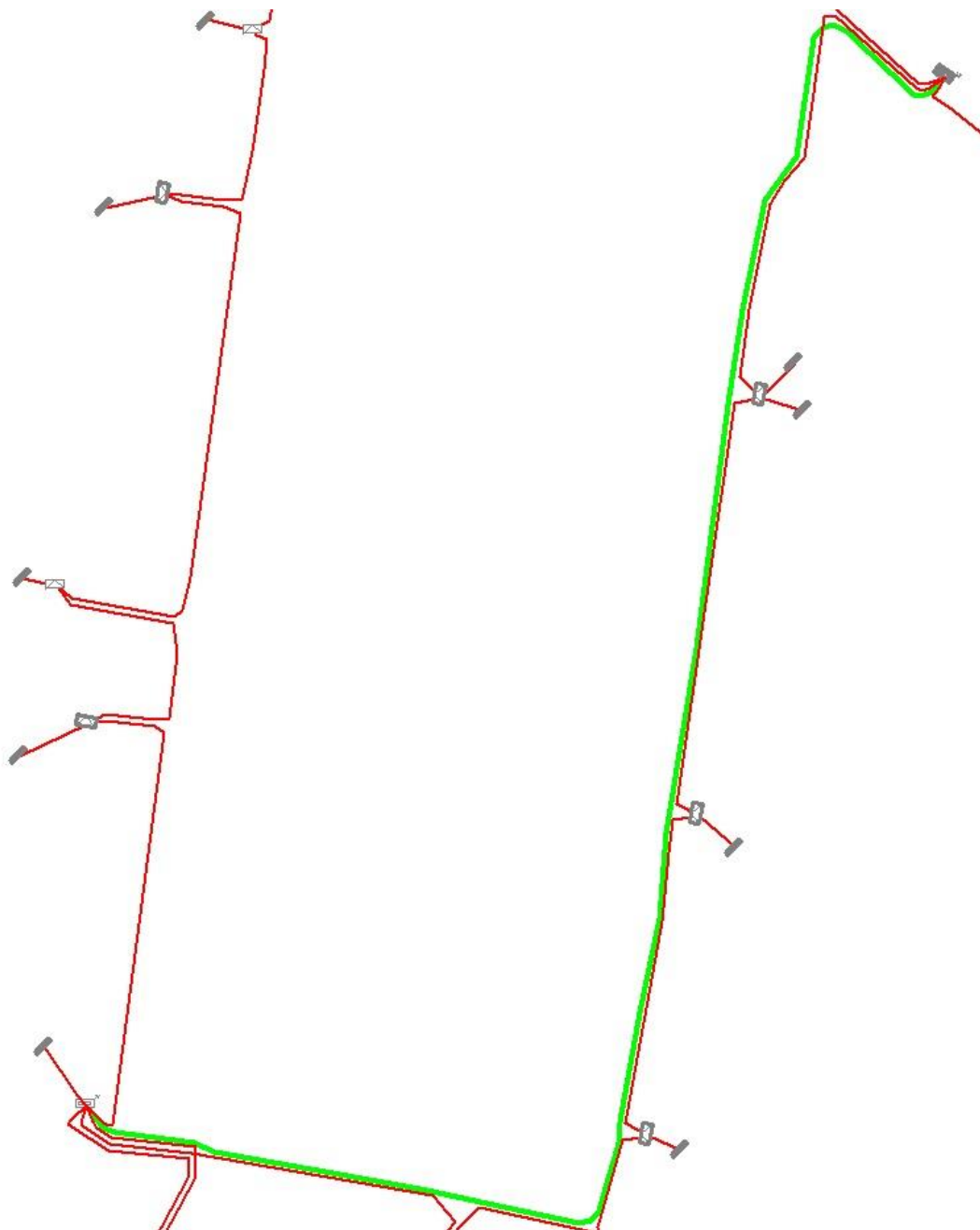


Obr. 4.3 Stav před úpravami v detailu 1



Obr. 4.4 Stav po úpravách v detailu 1

V oblasti TS U DRUŽSTVA byl vytvořeno nové propojení kabelem 1-NAYY-J 4x240, čímž byl zároveň využit nevyužitý kabel AYKY 3x185+95 vedoucí od TS U DRUŽSTVA k rozpojovací skříni, kterou bude nutno vyměnit za novou se dvěma přípojnicemi. Oblast, ve které byly prováděny úpravy je na Obr. 4.2 popsána jako Detail 2. Daný výřez je pak vidět na Obr. 4.5 s doplněným kabelem zobrazeným zelenou barvou.



Obr. 4.5 Doplněný kabel v detailu 2

Ve scénáři bylo dosaženo nejvyšší hodnoty poměrného proudového zatížení kabelu v blízkosti TS U DRUŽSTVA s hodnotou 55 %. Nejnižší úroveň napětí byla 372 V taktéž v oblasti napájené z TS U DRUŽSTVA. Nejvyšší hodnota poměrného zatížení

transformátoru vztažená k jeho maximální zatížitelnosti byla v TS U DRUŽSTVA s hodnotou 67 %. Díky posílení sítě došlo v kritickém místě oproti scénáři D k nárůstu napětí z 360 V na 377 V. Zároveň došlo k odlehčení nejvíce zatíženého kabelu, jehož zatížení převzal paralelní kabel. Jejich poměrné proudové zatížení je nyní 55 % a 49 %.

4.3.5 Scénář C0+F

Scénář byl navržen z toho důvodu, aby odhalil slabá místa sítě, která by mohla vzniknout kvůli vysokému odběru rychlonabíječek a výpadku výroby z FVE kvůli zatažené obloze. Výpočet byl proveden za stejných podmínek jako scénář C0, avšak do modelu byly přidány nové FVE o výkonu 7 kW a dvě rychlonabíječky EV o příkonu 80 kW k restauraci a k obchodu. Při výpočtu je uvažována nulová výroba z FVE a odběr rychlonabíječek odpovídá koeficientu soudobosti 0,5.

Ve scénáři bylo dosaženo nejvyšší hodnoty poměrného proudového zatížení kabelu v blízkosti TS U DRUŽSTVA s hodnotou 101 %. Takto velké poměrné proudové zatížení kabelu je způsobeno přítomností 80 kW rychlonabíječky. Nejnižší úroveň napětí byla 373 V taktéž v oblasti napájené z TS U DRUŽSTVA. Nejvyšší hodnota poměrného zatížení transformátoru vztažená k jeho maximální zatížitelnosti byla v TS U DRUŽSTVA s hodnotou 67 %.

Pokud by opravdu mělo dojít k montáži rychlonabíječky, bylo by vhodné v tomto úseku vyměnit kabel AYKY 3x185+95 za kabel 1-NAYY-J 4x240, čímž by pokleslo poměrné proudové zatížení kabelu na 86 %. Další možností je posílit současný kabel o další paralelní kabel vedoucí ze TS U DRUŽSTVA do stejné rozpojovací skříně. Tím by došlo k rozložení výkonu mezi tyto dva kabely a nové poměrné proudové zatížení by bylo 49 % na kabelu AYKY 3x185+95 a 43 % na kabelu 1-NAYY-J 4x240. Pokud by nebyla výměna kabelu provedena v rámci rekonstrukce sítě, jeví vybudování nového paralelního kabelu jako lepší možnost s ohledem na realizovatelnost i zatížitelnost do budoucna.

4.3.6 Scénář C1+F

Cílem scénáře bylo ověřit fungování sítě za situace, kdy by se podařilo naplnit navržený cíl implementace DECE, které by vlivem jasné oblohy dodávaly do sítě jmenovitý výkon a rychlonabíječky by v daný moment nefungovaly. Tím by mohlo dojít k přetokům elektrické energie ze sítě NN do sítě VN. Výpočet byl proveden za podobných podmínek jako scénář C0+F. V tomto scénáři je maximální osvit panelu vlivem jasné oblohy v letní poledne, proto je výkon všech FVE nastaven na jejich jmenovitou hodnotu a odběr 80 kW rychlonabíječek nastaven na nulovou hodnotu.

Ve scénáři bylo dosaženo nejvyšší hodnoty poměrného proudového zatížení kabelu v blízkosti TS U DRUŽSTVA s hodnotou 64 %. Nejnižší úroveň napětí byla 378 V taktéž v oblasti napájené z TS U DRUŽSTVA. Nejvyšší hodnota poměrného zatížení

transformátoru vztažená k jeho maximální zatížitelnosti byla v TS U DRUŽSTVA s hodnotou 45 %.

4.3.7 Scénář C1+FK

Smyslem scénáře bylo ověřit fungování sítě, ve které mají všechna odběrná místa v oblasti napájené z jedné DTS nainstalované FVE a vlivem maximálního osvětlení v jasné letní poledne. Výpočet byl proveden za stejných podmínek jako scénář C1, avšak do modelu byly přidány nové FVE, přičemž všechny byly umístěny do sítě napájené z TS NA HORCE. Jmenovitý výkon nových FVE byl však oproti ostatním scénářům snížen na úroveň 5 kW, aby instalovaný výkon lépe reprezentoval využitelné plochy střech v oblasti. Na zahradách nebyla instalace FVE uvažována.

Scénář měl za úkol ověřit fungování sítě při připojení všech prvků FVE do sítě napájené z jedné DTS, proto zde bude vyhodnocena pouze oblast TS NA HORCE. Ve scénáři bylo dosaženo nejvyšší hodnoty poměrného proudového zatížení 8 % a nejnižší úroveň napětí byla 398 V. Transformátor dosahoval poměrného zatížení 9 %, přičemž tento výkon byl dodáván z hladiny NN 400 V do hladiny VN 22 kV.

4.3.8 Scénář DP+E

Cílem scénáře bylo ověřit fungování sítě, pokud by došlo k naplnění cíle implementace elektromobility a v síti by vznikly nové odběry pro EV a PHEV. Výpočet byl proveden na posíleném modelu sítě dle scénáře DP a za podobných podmínek. Do sítě bylo náhodně doplněno 36 nových odběrů pro EV a 17 nových odběrů pro PHEV. U odběrů pro PHEV byl nastaven příkon 3,7 kW a u odběrů pro EV byl u poloviny odběrů nastaven příkon 6,9 kW a u druhé poloviny 11 kW. Dále byly do modelu přidány rychlonabíječky o příkonu 80 kW k obchodu a k restauraci.

Ve scénáři bylo dosaženo nejvyšší hodnoty poměrného proudového zatížení kabelu v blízkosti TS U DRUŽSTVA s hodnotou 65 %. Nejnižší úroveň napětí byla 367 V v oblasti napájené z TS U ŠKOLY. Nejvyšší hodnota poměrného zatížení transformátoru vztažená k jeho maximální zatížitelnosti byla v TS U DRUŽSTVA s hodnotou 84 %.

4.3.9 Scénář DP+EK

Smyslem scénáře bylo ověření chování oblasti, ve které jsou ke všem odběrným místům v dané síti pořízeny EV. Výpočet v tomto scénáři byl proveden za stejných podmínek jako scénář DP, avšak do modelu byly přidány nové odběry pro EV, přičemž byly všechny umístěny do oblasti napájené z TS NA HORCE.

Scénář měl za úkol ověřit fungování sítě při připojení všech prvků elektromobility do sítě napájené z jedné DTS, proto zde bude vyhodnocena pouze oblast TS NA HORCE. V rámci tohoto scénáře bylo dosaženo nejvyšší hodnoty poměrného proudového zatížení 83 % a nejnižší úroveň napětí byla 362 V. Transformátor dosahoval poměrného zatížení 79 %.

4.4 Shrnutí

Z výsledků výpočtu vyplývá, že mimo scénáře C0+F a D pracuje síť bez problému. Pro tyto dva scénáře byla navržena řešení, která jsou shrnuta v Tab. 4.4. Detailnější popis navržených řešení pro scénář D je možno nalézt v podkapitole 4.3.4 a pro scénář C0+F v podkapitole 4.3.5.

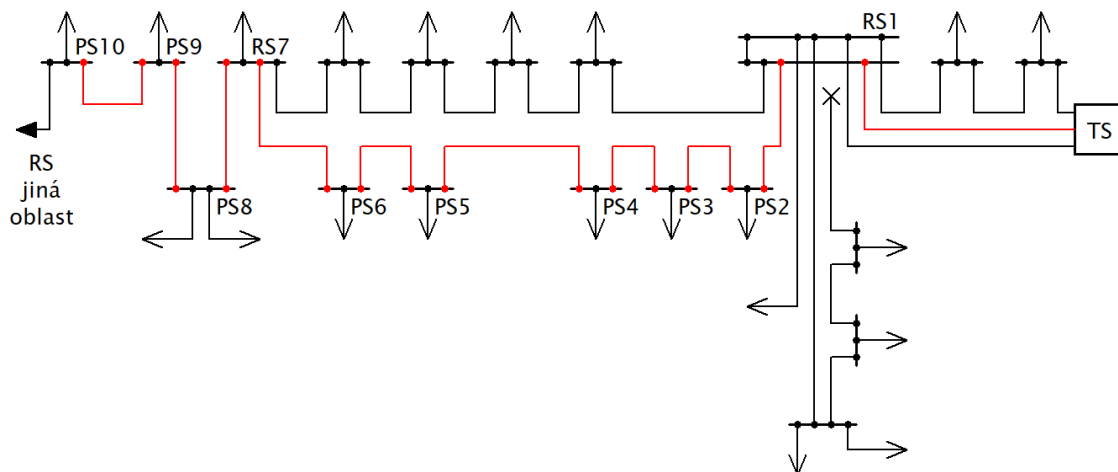
Tab. 4.4 Shrnutí navržených řešení

Problém (scénář)	Napájení sítě	Řešení
Malé napětí na koncích vedení kvůli dlouhé kabelové trase (D)	TS U DRUŽSTVA	Posílení sítě novým kabelem, čímž bude zkrácena kabelová trasa ke konci vedení.
	TS ZÁVIST	Přepojení napájení části sítě na síť napájenou z TS KUŘIMSKÁ.
Přetížení kabelu rychlonabíječkou (C0+F)	TS U DRUŽSTVA	Nahrazení kabelem s větším průřezem nebo posílení paralelním kabelem.

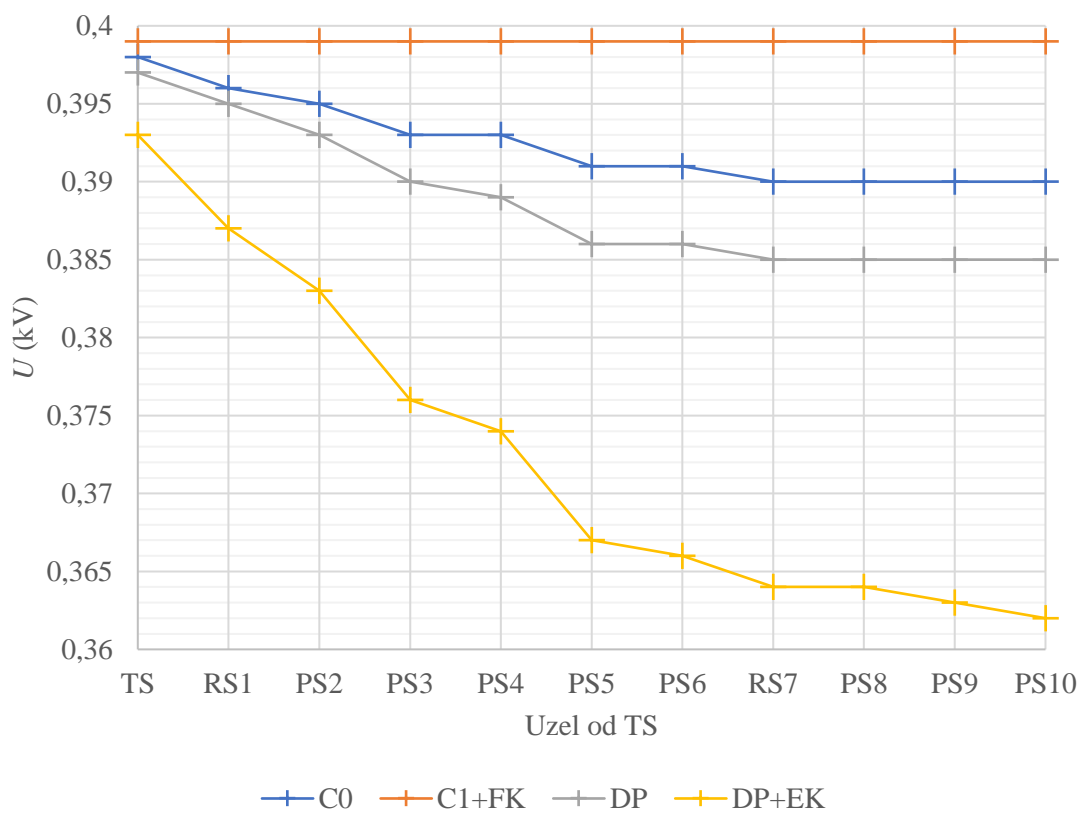
4.4.1 Napěťové poměry v oblasti TS NA HORCE

Pro zobrazení vlivů OZE a prvků elektromobility na napěťové poměry byla vybrána oblast napájená z TS NA HORCE, a to především kvůli tomu, že tato síť není příliš rozvětvena a blíží se spíše paprsku. Na Obr. 4.6 je zobrazeno schéma oblasti napájené z TS NA HORCE s červeným vyznačením kabelové trasy, na jejíchž koncích bylo sledováno napětí. Šipky pak představují odběrná místa. Písmena RS označují rozpojovací skříně a PS označují rozpojovací skříně. Za těmito písmeny je číslo, které určuje pořadí uzlu od DTS.

Na obrázku Obr. 4.7 můžeme vidět graf napěťové úrovně dosahované v jednotlivých rozpojovacích a připojovacích skříních. Z obrázku vyplývá, že ani při instalaci nabíječek EV do všech odběrných míst v této oblasti by nemělo dojít k poklesu napětí až pod hranici 360 V. Dále na obrázku můžeme vidět, že na úbytku napětí mezi uzly se nejvíce podílejí kabely nejbliže k DTS. To je způsobeno tím, že úbytek napětí je přímo úměrný proudovému zatížení daného kabelu. Pokud by tak došlo v budoucnu k poklesu napětí v odběrném místě na konci vedení, je rozumné investovat do posílení kabelové trasy v místech s největším proudovým vytížením, v tomto případě právě v blízkosti DTS.



Obr. 4.6 Schéma oblasti napájené z TS NA HORCE



Obr. 4.7 Grafy napětových úrovně v oblasti napájené z TS NA HORCE

4.4.2 Špičková výroba a odběr elektrické energie

Jak již bylo zmíněno v podkapitole 4.2, výpočet ustáleného chodu DS probíhal za použití koeficientů soudobosti, které reprezentují využití instalovaného výkonu hlavního jističe a výpočtem by měly být ověřeny nejhorší možné stavy, které mohou nastat v různých částech dne. Proto lze z výsledků provedených výpočtů předpokládat i špičkové odběry elektrické energie z VN do sítě NN a také výrobu FVE do sítě NN. Program v tomto případě počítá s činnými ztrátami a jalovými výkony, které vznikají na kabelech i na transformátorech. Tabulky s přehledem dodávky a výroby do sítě NN pro letní poledne a zimní večer jsou umístěny v přílohách M a N.

Z výsledků je patrné, že posílením sítě v rámci scénáře DP oproti scénáři D klesla potřeba dodávky činného výkonu P_t do sítě NN o 14 kW, což však ve výsledku tvoří pouze 0,8 % z původního odebíraného činného výkonu, tudíž je to vzhledem k objemu výkonu odebíraného obcí pouze nepatrné množství. Stejně tak došlo k poklesu potřeby dodávky jalového výkonu Q_t do sítě NN o 9 kVA, což opět tvoří nepatrných 1,3 % z celkového odebíraného jalového výkonu.

Zajímavé mohou být výsledky z koncentrovaného scénáře C1+FK. Při jasném letním dni bylo díky FVE v oblasti TS NA HORCE dosaženo výroby činného výkonu P_g o velikosti 105 kW, což ve výsledku způsobilo přebytek výkonu v síti o velikosti 8 kW, který byl následně dodáván do sítě VN. Vzhledem k přijetí zjednodušujícího předpokladu, že FVE budou do sítě NN dodávat pouze činný výkon však v síti bylo nedostatek jalového výkonu. Jalový výkon Q_t o velikosti 38 kVAr tak musel být dodáván se sítě VN do sítě NN. Došlo tak k situaci, kdy je činný výkon dodáván do sítě VN, ale naopak je ze sítě VN odebírán jalový výkon.

5. ZÁVĚR

Z dostupných dokumentů EU vyplývá, že do budoucna lze očekávat stupňující snahu EU na prosazování OZE a elektromobility, přičemž konečným stavem by měla být plnohodnotná elektrifikace dopravy, ať už přímo skrz BEV nebo s pomocí palivových článků na vodík. Jako přechodné řešení slouží PHEV a vozidla na další alternativní paliva, např. na CNG nebo LPG. Hlavně PHEV slouží jako kompromis mezi BEV a vozidly se spalovacím motorem, jelikož dávají uživateli možnost využívat elektřinu k pohonu vozidla, ale zároveň se nemusí bát nepojízdného vozidla v případě, kdy bude nedostatek energie v bateriích a nebude dostupné nabíjecí místo.

Hlavním důvodem k tlaku na očistění dopravy je její majoritní podíl na znečištění ve městech, především právě od osobních vozidel. Nákladní doprava by v tomto případě měla být až sekundární problém k řešení, jelikož se použití BEV v nákladní dopravě nejvíce jako praktické a vodíkové technologie jsou zatím na začátku rozvoje technologie i infrastruktury.

FVE v decentralizované formě by zase měly sloužit jako prostředek k očistění výroby elektrické energie. Neměly by však být hlavním zdrojem elektrické energie vzhledem ke své charakteristické vlastnosti spojené s nestálou výrobou. Měly by však být doplňkem k jaderným elektrárnám a dalším OZE, jako např. vodním elektrárnám a elektrárnám na biomasu. Je pravděpodobné, že se neobejdeme ani bez paroplynových elektráren, u kterých bude využívána jejich schopnost rychlého náběhu a dodávání do sítě. S čím však do budoucna počítat nelze, jsou uhelné elektrárny, ačkoliv termín jejich úplného odstavení se v současné době stále odsouvá.

Tyto nové technologie, tedy FVE a nabíječky EV, kladou nové požadavky na řízení sítě, konkrétně zvyšují nároky na řízení a sledování bilance v síti. Ovšem FVE a elektromobilita nemají pouze zápory, ale i kladné stránky. Decentralizované FVE například odlehčují DS a při datovém propojení s dispečinkem DS je možné tyto zdroje řídit a eliminovat tak rizika pro provoz DS. Při propojení s akumulátory se může navíc energie z FVE uskládnout a následně využívat přímo v místě výroby. Majitele EV zase lze cenou motivovat k preferenci pomalejších nabíječek nebo k nabíjení ve vhodnější denní dobu. Navíc při datovém propojení s dispečinkem DS lze i nabíječky EV využívat ke stabilizaci DS regulacím jejího příkonu. Dle nových podmínek bude nutné, aby všechny nově instalované DECE a nabíječky EV byly vybaveny schopností datové komunikace a minimálně jednoduché regulace.

Pro simulaci dopadů FVE a elektromobility do DS byla zadavatelem práce, společností EG.D., a.s., vybrána DS v obci Jinačovice. Tato DS je zcela kabelizována a většina kabelů je 30 a více let stará. Pro výpočet bylo nutno v programu Bizon Projektant nastavit koeficienty soudobosti, které upravovaly okamžitý odběr dle instalované velikosti jističe. Taktéž do modelu sítě musely být přidány nové zdroje a odběry reprezentující nabíječky EV.

Z výpočtů ustáleného chodu sítě se symetrickým zatížením vyšla většina sítě jako vyhovující. Byly však nalezeny dva nevyhovující scénáře, konkrétně scénář simulující denní dobu kolem letního poledne se zataženou oblohou, kdy nevyrábí FVE a jsou v činnosti rychlonabíječky EV (scénář C0+F), a scénář simulující zimní večer s DS v současném stavu (scénář D). Pro tyto nedostatky byly dle povahy a polohy navrženy nápravná opatření v podobě posílení stávající kabelové trasy, vybudování nové kabelové trasy, nebo přepojení na napájení z jiné DTS. Z výpočtu byly zároveň získány předpokládané hodnoty špičkového činného i jalového výkonu, který by bylo potřeba dodat ze sítě VN, popřípadě který by vyráběly instalované FVE.

Díky tomu, že výpočet byl uvažován pro nejhorší stavy v síti, lze říct, že po provedení nápravných opatření by byla síť provozovatelná bez problémů a vyhověla by i nejvyšším navrženým scénářům v oblasti elektromobility a OZE. Zde je nutno dodat, že dle informací od PDS je již nyní téměř jisté, že se nepodaří naplnit stanovené cíle ani v oblasti OZE, ani nejvyššího scénáře v oblasti elektromobility. Lze tak říct, že s nápravnými opatřeními bude DS v obci Jinačovice provozovatelná i po roku 2030 a to nejméně tak dlouho, dokud nebudou naplněny scénáře stanovené původně pro rok 2030. Toto ovšem platí pouze pro obec Jinačovice a nelze tento stav globalizovat na všechny DS v obcích o podobné velikosti a počtu obyvatel jako je v obec Jinačovice. Je tomu proto, že každá DS a každá obec je do určité míry unikátní jak kvůli typologii, tak kvůli místním poměrům (např. různé instalované velikosti jističů, různě velké domy, různé množství firem s různým zaměřením). U obcí podobných obci Jinačovice populací a velikostí však lze očekávat podobnou velikost odběru činného a jalového výkonu ze sítě VN. I zde však může dojít k odchylkám vlivem rozdílných ztrát v DS, ačkoliv by tyto rozdíly měly být maximálně v řádu jednotek procent.

LITERATURA

- [1] Rámec v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030. *Ministerstvo životního prostředí* [online]. Praha: Ministerstvo životního prostředí, c2008–2020 [cit. 2020-10-31]. Dostupné z: https://www.mzp.cz/cz/klimaticko_energeticky_ramec_2030
- [2] Klimaticko-energetický balíček do roku 2020. *Ministerstvo životního prostředí* [online]. Praha: Ministerstvo životního prostředí, c2008–2020 [cit. 2020-10-30]. Dostupné z: https://www.mzp.cz/cz/klimaticko_energeticky_balicek_2020
- [3] *Zelená dohoda pro Evropu* [online]. Brusel: Evropská komise, 2019 [cit. 2021-03-08]. Dostupné z: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0010.02/DOC_1&format=PDF
- [4] 2030 climate & energy framework. *European Commission* [online]. Brusel: European Commission, c1995-2020 [cit. 2020-10-31]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en#tab-0-0
- [5] Greenhouse gas emission trend projections and target. In: *European Environment Agency* [online]. Copenhagen K: European Environment Agency, 2019 [cit. 2020-11-11]. Dostupné z: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/greenhouse-gas-emission-trends-6/assessment-3>
- [6] Energy efficiency index (ODEX) for final consumers in the EU. In: *European Environment Agency* [online]. Copenhagen K: European Environment Agency, 2019 [cit. 2020-11-11]. Dostupné z: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/progress-on-energy-efficiency-in-europe-3/assessment>
- [7] Energy consumption of electrical appliances. In: *European Environment Agency* [online]. Copenhagen K: European Environment Agency, 2019 [cit. 2020-12-16]. Dostupné z: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/progress-on-energy-efficiency-in-europe-3/assessment>
- [8] Progress towards renewable energy source targets at Member State and EU-28 levels. In: *European Environment Agency* [online]. Copenhagen K: European Environment Agency, 2019 [cit. 2020-11-11]. Dostupné z: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/renewable-gross-final-energy-consumption-4/assessment-4>
- [9] Clean energy for all Europeans package. *European Commission* [online]. Brusel: European Commission, c1995-2020 [cit. 2020-11-04]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en

- [10] *Factsheet: Energy Performance in Buildings Directive* [online]. Brusel: European Commission, c1995-2020 [cit. 2020-11-04]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/buildings_performance_factsheet.pdf
- [11] *Factsheet: Renewable Energy Directive* [online]. Brusel: European Commission, c1995-2020 [cit. 2020-11-08]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/directive_renewable_factsheet.pdf
- [12] *Factsheet: Electricity Market Design* [online]. Brusel: European Commission, c1995-2020 [cit. 2020-11-09]. Dostupné z: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/electricity_market_factsheet.pdf
- [13] EVROPSKÁ UNIE. NAŘÍZENÍ EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY (EU) 2019/941 ze dne 5. června 2019 o rizikové připravenosti v odvětví elektroenergetiky a o zrušení směrnice 2005/89/ES. In: *Úřední věstník Evropské unie L158/1*. Luxembourg, 2019. Dostupné také z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0941&from=EN>
- [14] *Státní energetická koncepce* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2014 [cit. 2020-11-01]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52841/60959/636207/priloha006.pdf>
- [15] Zpráva o plnění nástrojů Státní energetické koncepce ČR. *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2020 [cit. 2020-11-11]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/statni-energeticka-politika/zprava-o-plneni-nastroju-statni-energeticke-koncepce-cr--240787/>
- [16] *Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2015 [cit. 2020-11-09]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/54909/62718/649151/priloha001.pdf>
- [17] *Podíl obnovitelných zdrojů energie na hrubé konečné spotřebě energie 2010–2018 metodika Eurostat – SHARES* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2019 [cit. 2020-11-14]. Dostupné 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
- [18] *Aktualizace Národního akčního plánu energetické účinnosti ČR* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2017 [cit. 2020-12-01]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/energeticka-ucinnost/strategicke-dokumenty/2017/11/_17_III_Aktualizace-NAPEE-2016_vlada_final.pdf

- [19] *8. zpráva o pokroku v oblasti plnění vnitrostátních cílů energetické účinnosti v České republice* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2020 [cit. 2020-12-01]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/energeticka-ucinnost/strategicke-dokumenty/2020/6/8-pokrokovazprava_200428_final.pdf
- [20] *Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2019 [cit. 2020-12-16]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/vnitrostatni-plan-ceske-republiky-v-oblasti-energetiky-a-klimatu--252016/>
- [21] *Aktualizace Národního akčního plánu čisté mobility* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2019 [cit. 2020-11-16]. Dostupné z: <https://www.mdcz.cz/getattachment/Media/Media-a-tiskove-zpravy/Vlada-schvalila-aktualizovany-Narodni-akcni-plan-c/Aktualizace-NAP-CM.pdf.aspx>
- [22] Veřejně přístupná dobíjecí infrastruktura v roce 2025 (6 200 dobíjecích bodů) respektive 2030 (19 000 dobíjecích bodů) pro 220 000 vozidel. In: *Aktualizace Národního akčního plánu čisté mobility* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2019, s. 19 [cit. 2021-01-09].
- [23] Veřejně přístupná dobíjecí infrastruktura v roce 2025 (11 000 dobíjecích bodů) respektive 2030 (35 000 dobíjecích bodů) pro 500 000 vozidel. In: *Aktualizace Národního akčního plánu čisté mobility* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2019, s. 19 [cit. 2021-01-09].
- [24] *Národní akční plán pro chytré sítě 2019 - 2030* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2019 [cit. 2020-12-16]. Dostupné z: 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
- [25] *Dílčí studie pro pracovní tým A25 - Predikce vývoje elektromobility v ČR* [online]. Praha: Euroenergy, spol. s r.o. [cit. 2020-12-30]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/10/Studie-NAP-SG-A25_Elektromobilita.pdf
- [26] Rozdělení příkonů domácího dobíjení. In: *Dílčí studie pro pracovní tým A25 - Predikce vývoje elektromobility v ČR* [online]. Praha: EUROENERGY, SPOL. S R. O., 2018, s. 89 [cit. 2021-04-06].
- [27] *Dopad elektromobility do DS ČR* [online]. Brno: EGÚ Brno, 2019 [cit. 2021-01-12]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/9/Dopad-elektromobility-do-DS-CR_1.pdf

- [28] *Výpočty dopadu rozvoje decentralních výroben do provozu distribuční a přenosové soustavy* [online]. Brno: EGÚ Brno, 2017 [cit. 2021-01-12]. Dostupné 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>
- [29] EG.D. *Pravidla pro připojování dobíjecích stanic do distribuční soustavy EG.D, a.s.* Brno, 2021.
- [30] ERÚ. *Pravidla provozování distribučních soustav.* Jihlava.
- [31] Obec Jinačovice. *Obec Jinačovice* [online]. [cit. 2021-04-30]. Dostupné z: <https://www.jinacovice.eu/cs/obec/o-obci.html>

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

Zkratky:

AMM	Pokročilý (inteligentní) systém měření (z anglického: Advanced metering management)
BEV	Bateriový elektromobil (z anglického: Battery electric vehicle)
CNG	Stlačený zemní plyn (z anglického: Compressed natural gas)
ČR	Česká republika
DECE	Decentralizované zdroje energie
DS	Distribuční síť
DTS	Distribuční trafostanice
ENTSO-E	Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny (z anglického: European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EU	Evropská unie
EU ETS	Evropský systém obchodování s emisními povolenkami (z anglického: European Union Emissions Trading System)
EV	Elektromobil (z anglického: Electric vehicle)
FVE	Fotovoltaické elektrárny
HDO	Hromadné dálkové ovládání
LNG	Zkapalněný zemní plyn (z anglického: Liquefied natural gas)
LPG	Zkapalněný ropný plyn (z anglického: Liquefied petroleum gas)
NAP	Národní akční plán
NN	Nízké napětí
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PHEV	Plug-in hybridní vozidlo (z anglického: Plug-in hybrid electric vehicle)
RES	Obnovitelné zdroje (z anglického: Renewable sources)
VN	Vysoké napětí

Symboly:

U	napětí	(V)
P_g	činný výkon dodávaný z FVE	(kW)
P_t	činný výkon dodávaný z DTS	(kW)
Q_t	jalový výkon dodávaný z DTS	(kVAr)

SEZNAM PŘÍLOH

PŘÍLOHA A - SOUPIS ZNAKŮ A KRITÉRIÍ PRO KLASIFIKACI CHYTRÉ SÍTĚ [24].....	59
PŘÍLOHA B - PŘÍLOHA K ŽÁDOSTI O PŘIPOJENÍ DOBÍJECÍ STANICE ELEKTROMOBILŮ [29]	62
PŘÍLOHA C - STAV SÍTĚ DLE SCÉNÁŘE C0	63
PŘÍLOHA D - STAV SÍTĚ DLE SCÉNÁŘE C1	64
PŘÍLOHA E - STAV SÍTĚ DLE SCÉNÁŘE D	65
PŘÍLOHA F - STAV SÍTĚ DLE SCÉNÁŘE DP	66
PŘÍLOHA G - STAV SÍTĚ DLE SCÉNÁŘE C0+F	67
PŘÍLOHA H - STAV SÍTĚ DLE SCÉNÁŘE C1+F	68
PŘÍLOHA I - STAV SÍTĚ DLE SCÉNÁŘE C1+FK	69
PŘÍLOHA J - STAV SÍTĚ DLE SCÉNÁŘE DP+E	70
PŘÍLOHA K - STAV SÍTĚ DLE SCÉNÁŘE DP+EK	71
PŘÍLOHA L - PŘEHLED VÝSLEDKŮ VÝPOČTU SCÉNÁŘŮ.....	72
PŘÍLOHA M - VÝROBA A DODÁVKA DO DS NN PRO LETNÍ POLEDNE	73
PŘÍLOHA N - DODÁVKA DO DS NN PRO ZIMNÍ VEČER.....	74
PŘÍLOHA O - ELEKTRONICKÉ PŘÍLOHY	75

Příloha A - Soupis znaků a kritérií pro klasifikaci chytré sítě [24]



Příloha č. 1: Znak, kritéria chytré sítě

Chytrou sítí (Smart grid) jsou označovány části přenosové nebo distribuční soustavy ČR, popř. izolované distribuční soustavy (dále souhrnně jenom „soustavy“), které splňují minimálně následující kritéria:

- Silová zařízení pro přenos, transformaci a distribuci elektřiny:
 - o napětí 110 kV a vyšším jsou zokruhována a splňují kritérium N-1;
 - o napětí 1 kV a vyšším:
 - mají zokruhovány části provedené kabelovým vedením;
 - mají zokruhována kmenová vrchní vedení s paprskovými odbočeními do rozsahu stanoveného v Pravidlech provozování distribuční soustavy;
 - o napětí do 1 kV jsou provedena s možností napájení minimálně ze dvou stran mimo paprskových odbočení nepřesahujících rozsah stanovený v Pravidlech provozování distribuční soustavy; a mají v každém místě připojení impedanci 0,5 Ω a nižší.
- Řídicí, měřicí a dispečerská technika:
 - zajišťuje požadované funkce ochran;
 - zajišťuje získání a přenosy dat a informací:
 - nezbytných pro dálkové měření, signalizaci a ovládání, včetně možnosti dálkové parametrizace a přenosu dat z ochran a automatik;
 - nezbytných pro měření a řízení parametrů kvality elektřiny (napětí a frekvence) na všech napěťových hladinách;
 - nezbytných pro monitoring relevantního vnějšího okolí a jeho vlivu na provoz soustavy a spolehlivost a kvalitu dodávky (bezpečnostní monitoring, klimatické vlivy,...)
 - z plošně nasazených systémů pro detekci poruch;
 - umožňuje provádět dálkově:
 - všechny manipulace v částech soustavy o napětí 1 kV a vyšším;
 - manipulace s významnými prvky v částech soustavy o napětí do 1 kV.
 - umožňuje plnou automatizaci všech úkonů při řízení chodu soustavy, u kterých není z bezpečnostních důvodů nezbytné jejich provedení dispečerem s tím, že u náročnějších úkonů či rozhodnutí, které jsou prováděny dispečerem, poskytuje dispečerská řídicí technika sofistikovanou analytickou podporu (definice variant úkonu/rozhodnutí, dopady, rizika, priority)
- Toky činných a jalových výkonů v soustavě jsou měřeny a řízeny.
- Spolupráce soustavy se zařízeními výroben, zařízeními zákazníků a akumulačními zařízeními na základě definovaných parametrů je realizována a řízena:
 - v oblasti naplňování podmínek připojení a zamezení negativních zpětných vlivů;
 - v oblasti poskytování služeb:
 - vymezených potřebných frekvenčních a nefrekvenčních služeb, a to jak na straně výroby, tak na straně spotřeby;
 - vzájemně odsouhlasených služeb, poskytovaných mezi účastníky trhu s elektřinou, např. v oblasti flexibility a DSR.
- Elektroměry měřící ze soustavy odebranou nebo do soustavy dodanou elektřinu:
 - umožňují oboustrannou komunikaci elektroměru s řídicím centrem (min. dálkový odečet / parametrizace);
 - umožňují měření nejméně 15 minutových profilů ve 4Q (činný a jalový odběr a dodávka);

Příloha č. 1: Znaky, kritéria chytré sítě

Chytrou sítí (Smart grid) jsou označovány části přenosové nebo distribuční soustavy ČR, popř. izolované distribuční soustavy (dále souhrnně jenom „soustavy“), které splňují minimálně následující kritéria:

- Silová zařízení pro přenos, transformaci a distribuci elektřiny:
 - o napětí 110 kV a vyšším jsou zokruhována a splňují kritérium N-1;
 - o napětí 1 kV a vyšším:
 - mají zokruhovány části provedené kabelovým vedením;
 - mají zokruhována kmenová vrchní vedení s paprskovými odbočeními do rozsahu stanoveného v Pravidlech provozování distribuční soustavy;
 - o napětí do 1 kV jsou provedena s možností napájení minimálně ze dvou stran mimo paprskových odbočení nepřesahujících rozsah stanovený v Pravidlech provozování distribuční soustavy; a mají v každém místě připojení impedanci 0,5 Ω a nižší.
- Řídící, měřicí a dispečerská technika:
 - zajišťuje požadované funkce ochran;
 - zajišťuje získání a přenosy dat a informací:
 - nezbytných pro dálkové měření, signalizaci a ovládání, včetně možnosti dálkové parametrizace a přenosu dat z ochran a automatik;
 - nezbytných pro měření a řízení parametrů kvality elektřiny (napětí a frekvence) na všech napěťových hladinách;
 - nezbytných pro monitoring relevantního vnějšího okolí a jeho vlivu na provoz soustavy a spolehlivost a kvalitu dodávky (bezpečnostní monitoring, klimatické vlivy,...)
 - z plošně nasazených systémů pro detekci poruch;
 - umožňuje provádět dálkově:
 - všechny manipulace v částech soustavy o napětí 1 kV a vyšším;
 - manipulace s významnými prvky v částech soustavy o napětí do 1 kV.
 - umožňuje plnou automatizaci všech úkonů při řízení chodu soustavy, u kterých není z bezpečnostních důvodů nezbytné jejich provedení dispečerem s tím, že u náročnějších úkonů či rozhodnutí, které jsou prováděny dispečerem, poskytuje dispečerská řídicí technika sofistikovanou analytickou podporu (definice variant úkonu/rozhodnutí, dopady, rizika, priority)
- Toky činných a jalových výkonů v soustavě jsou měřeny a řízeny.
- Spolupráce soustavy se zařízeními výroben, zařízeními zákazníků a akumulačními zařízeními na základě definovaných parametrů je realizována a řízena:
 - v oblasti naplňování podmínek připojení a zamezení negativních zpětných vlivů;
 - v oblasti poskytování služeb:
 - vymezených potřebných frekvenčních a nefrekvenčních služeb, a to jak na straně výroby, tak na straně spotřeby;
 - vzájemně odsouhlasených služeb, poskytovaných mezi účastníky trhu s elektřinou, např. v oblasti flexibility a DSR.
- Elektroměry měřící ze soustavy odebranou nebo do soustavy dodanou elektřinu:
 - umožňují oboustrannou komunikaci elektroměru s řídicím centrem (min. dálkový odečet / parametrizace);
 - umožňují měření nejméně 15 minutových profilů ve 4Q (činný a jalový odběr a dodávka);

- Soustava a systémy spojené s jejím provozováním jsou zabezpečeny proti relevantním kybernetickým rizikům, a to minimálně v rozsahu následujících opatření:
 - jsou naplňovány legislativní povinnosti v oblasti kybernetické bezpečnosti (zákon o kybernetické bezpečnosti a jeho prováděcí vyhlášky) včetně naplňování opatření Národního úřadu pro kybernetickou a informační bezpečnost;
 - jsou využívány aktuální bezpečnostní normy, standardy a doporučení;
 - pro přenosy dat a informací od úrovně distribučních transformačních stanic jsou přednostně využívány optické datové okruhy, které jsou součástí soustavy;
 - systémy zajišťující dispečerské řízení soustavy, které jsou součástí kritické informační infrastruktury, jsou odděleny od ostatních systémů provozovatele soustavy a jejich datové okruhy jsou provozovány jako fyzicky oddělené od všech ostatních datových okruhů;
 - k systémům zajišťujícím dispečerské řízení soustavy mají přístup pouze pracovníci se stanovenou úrovní bezpečnostního prověření;
 - provozovatel soustavy má zaveden systém aktivního managementu rizik, včetně trvalého monitoringu a vyhodnocování a ověřování jeho účinnosti.
- Fyzická bezpečnost jednotlivých prvků soustavy je zajištěna v přiměřené míře s ohledem na jejich lokalizaci a také respektováním skutečnosti, že významná část prvků soustavy je součástí kritické infrastruktury státu.



Příloha B - Příloha k žádosti o připojení dobíjecí stanice elektromobilů [29]

6.3 MINIMÁLNÍ NÁLEŽITOSTI PŘÍLOHY ŽÁDOSTI O PŘIPOJENÍ DOBÍJECÍ STANICE S INSTALOVANÝM VÝKONEM VYŠŠÍM NEŽ 3,7 KVA/FÁZI

(PŘÍLOHA K ŽÁDOSTI O PŘIPOJENÍ ODBĚRNÉHO ELEKTRICKÉHO ZAŘÍZENÍ K DISTRIBUČNÍ SOUSTAVĚ)

1. Připojovaný objekt (adresní údaje nebo parcela)
2. EAN / č. elektroměru u již připojeného objektu
3. Charakter nabíjecí stanice *):
 - I. Veřejná
 - II. Neveřejná
4. Údaje o dobíjecí stanici:
 - I. Celkový instalovaný nabíjecí příkon stanice v kW
 - II. Způsob regulace **):
 - o Vyp / Zap
 - o Stupňovitě, počet stupňů a výkon stupně
 - o Plynule
 - III. Součástí nabíjecí stanice je i akumulace elektřiny
 - a. NE
 - b. ANO
 - i. Výkon v kW
 - ii. Kapacita v kWh (Ah)
 - iii. Způsob provozu akumulace:
 - i. pro pokrytí spotřeby nabíjecí stanice
 - ii. pro dobíjecí stanici i pro dodávku do odběrného místa/do DS
 - IV. Dobíjecí stojan/wallbox ***):
 - o Typ/Výrobce
 - o Počet stojanů
 - o Instalovaný nabíjecí příkon jednoho zařízení ****
 - o Napájení:
 - a. 230 V
 - b. 3x230/400 V
 - c. Typ nabíjení:
 - i. AC nabíjecí příkon v kW
 - ii. DC nabíjecí příkon v kW

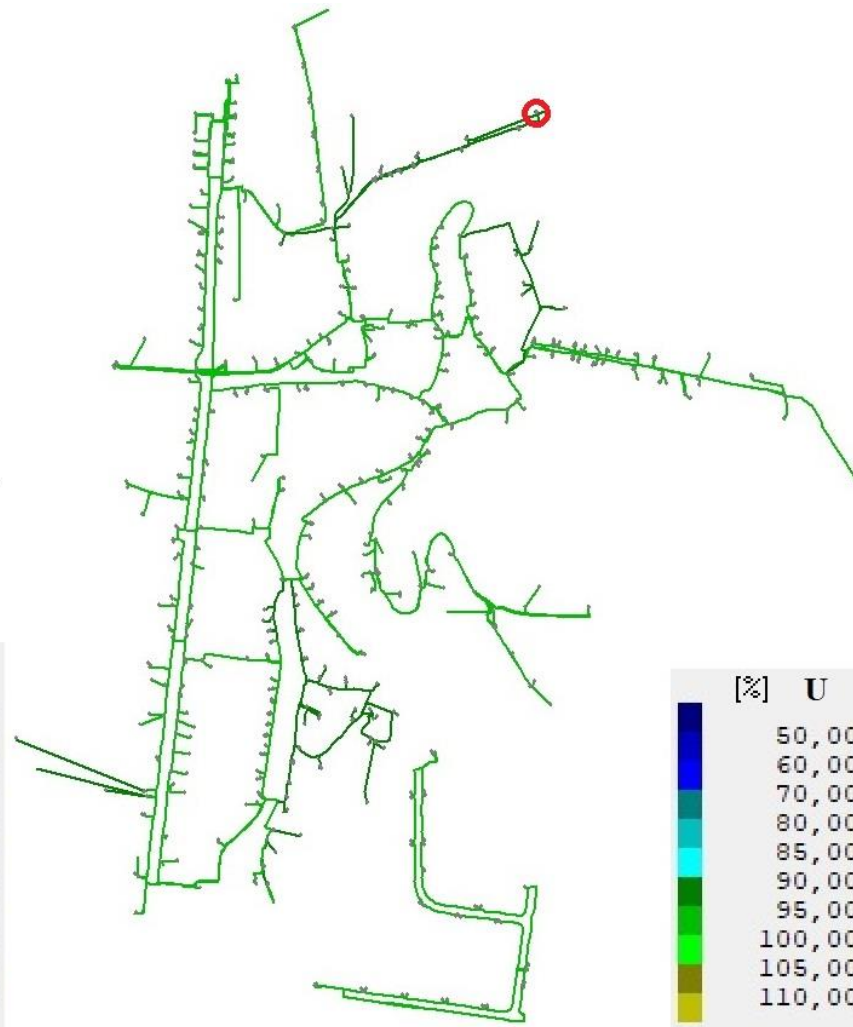
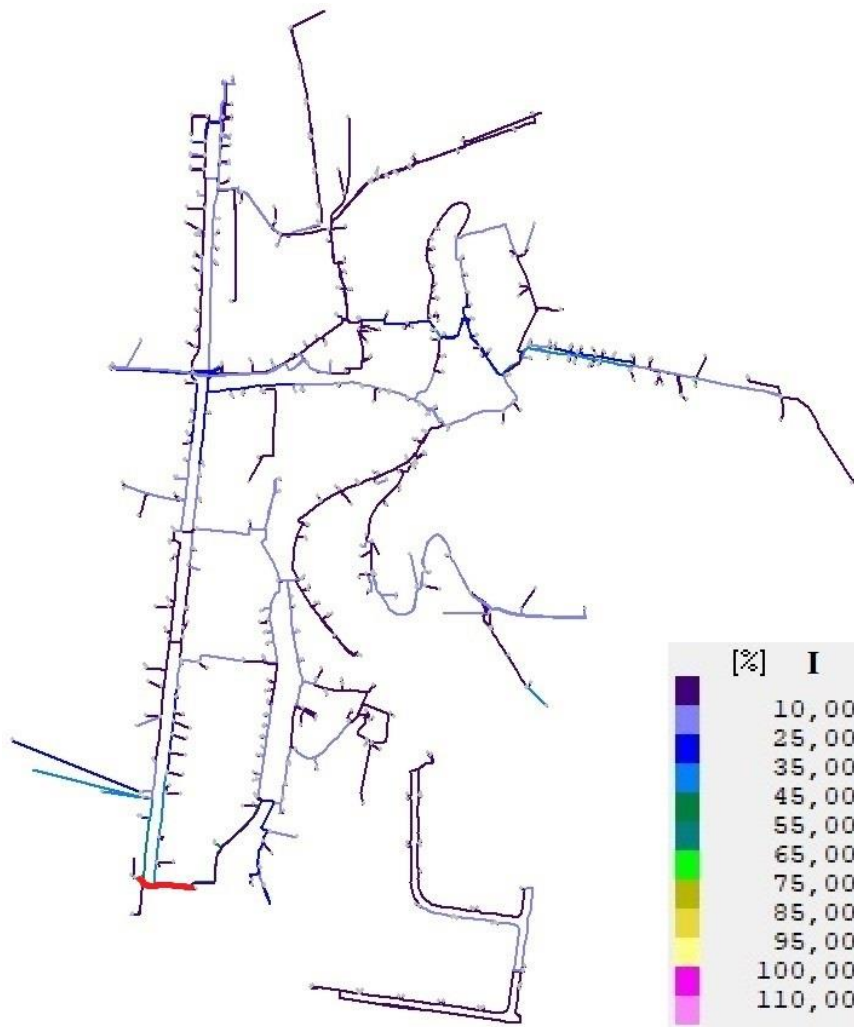
*) dle PPDS příloha č. 6, článek 7. 1., nebo dle § 2, odst. r) zák. č. 311/2006 Sb. platném znění

**) u stanice s více dobíjecími stojany/wallboxy je provozovatel povinen umožnit regulaci nabíjecího výkonu dle přílohy 6 PPDS

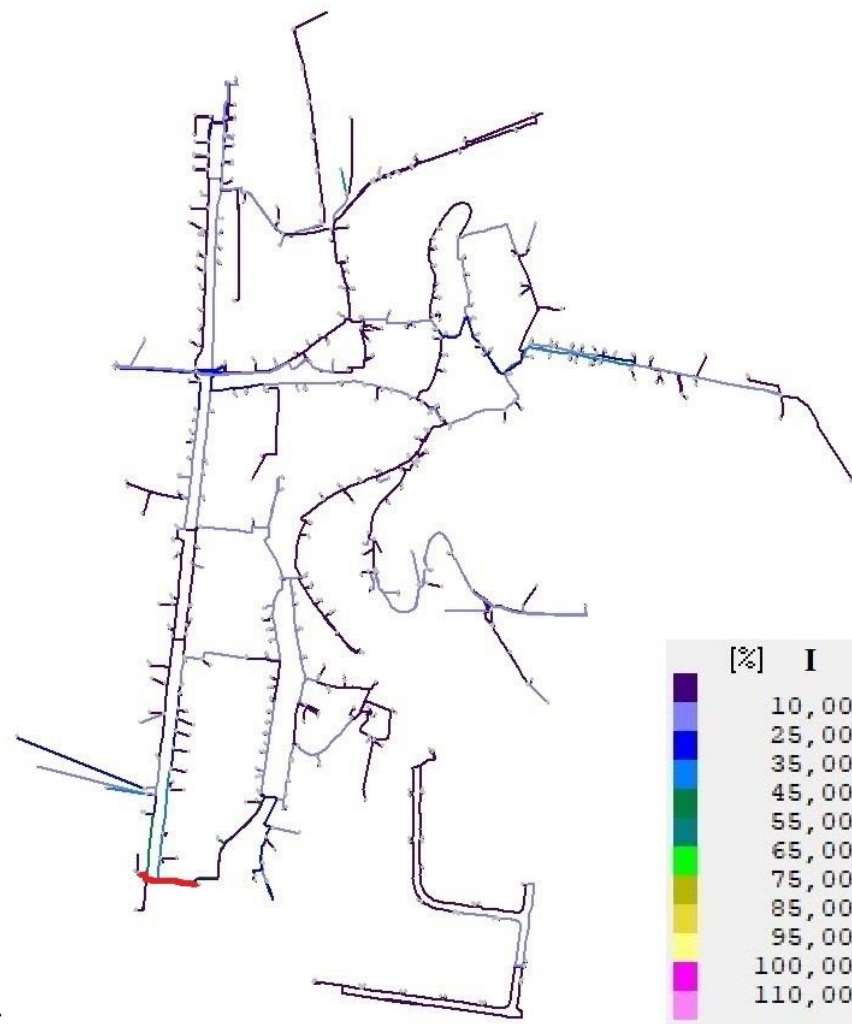
***) pokud je ve stanici použito více typů stojanů/wallboxů, musí být údaje pro každý typ stojanu/wall/boxu vyplněny v samostatné příloze v části 4 IV.

****) Instalovaný nabíjecí příkon jednoho zařízení je součet nabíjecích příkonů na výstupech daného zařízení (suma AC i DC nabíjení, které mohou probíhat současně).

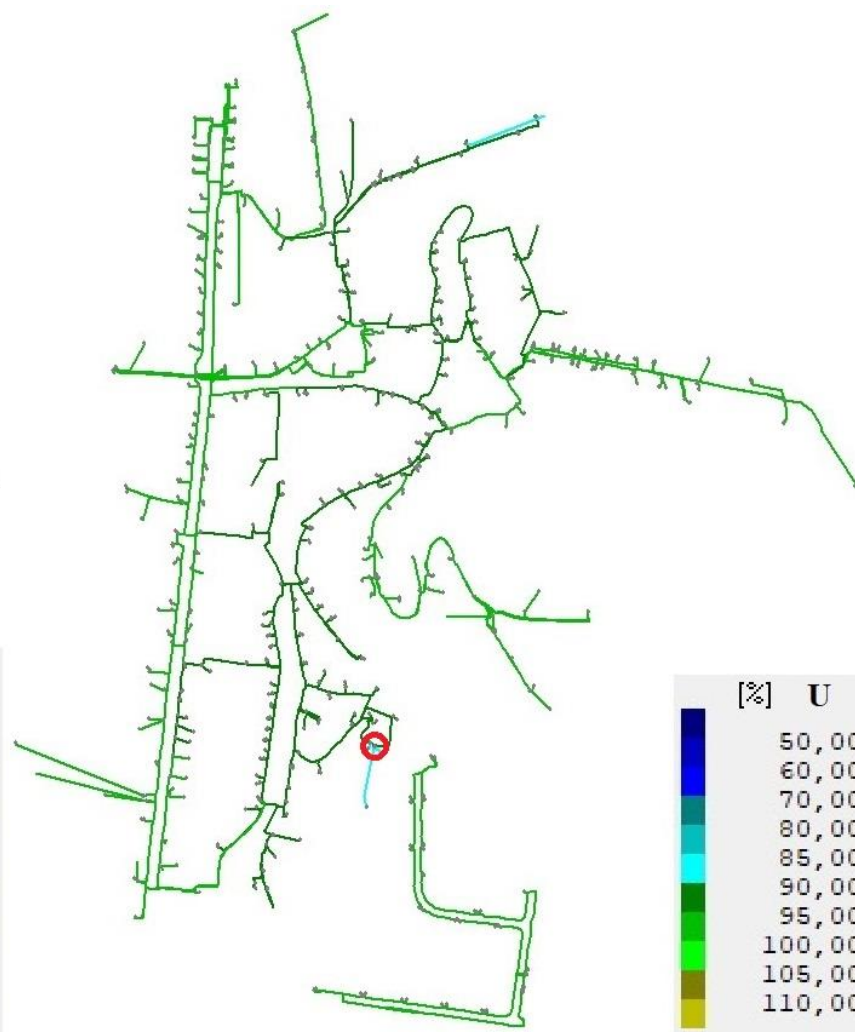
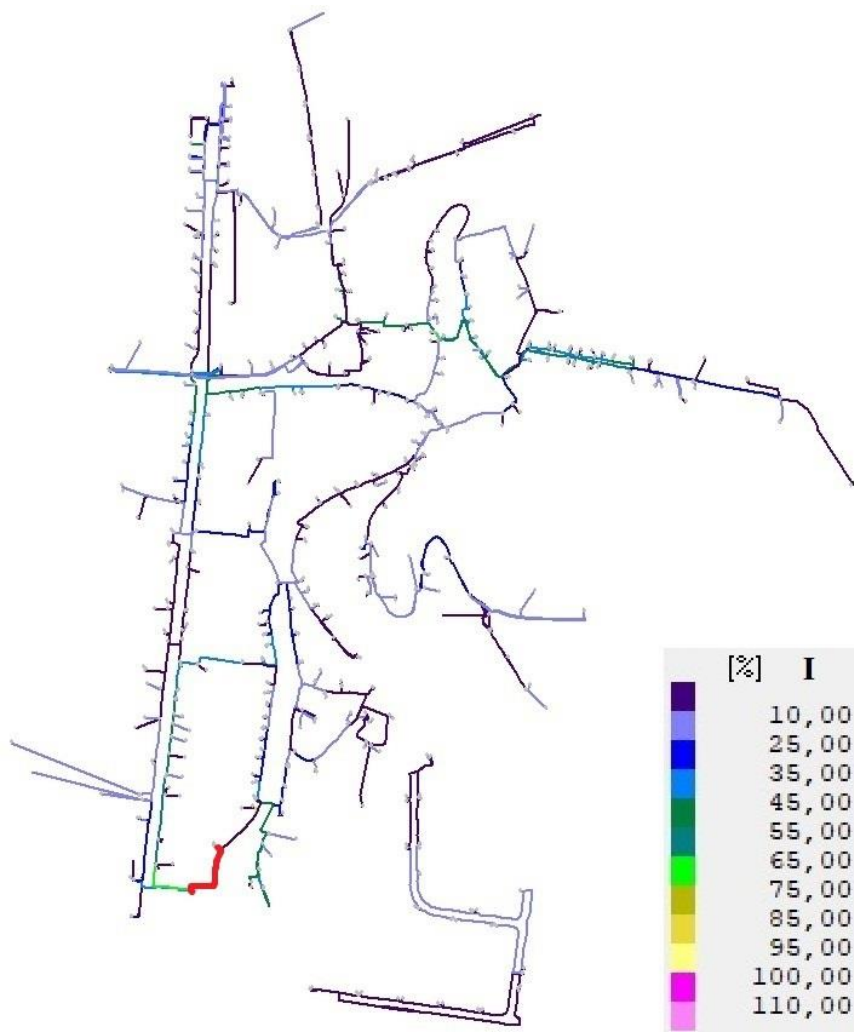
Příloha C - Stav sítě dle scénáře C0



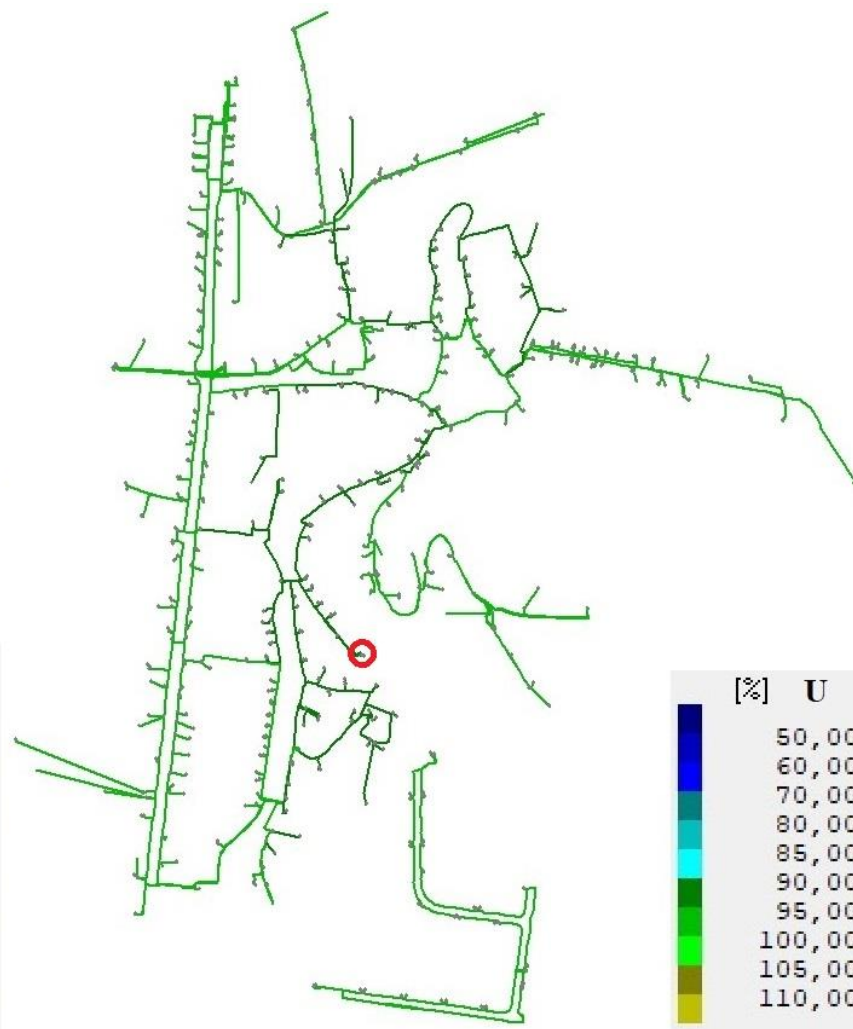
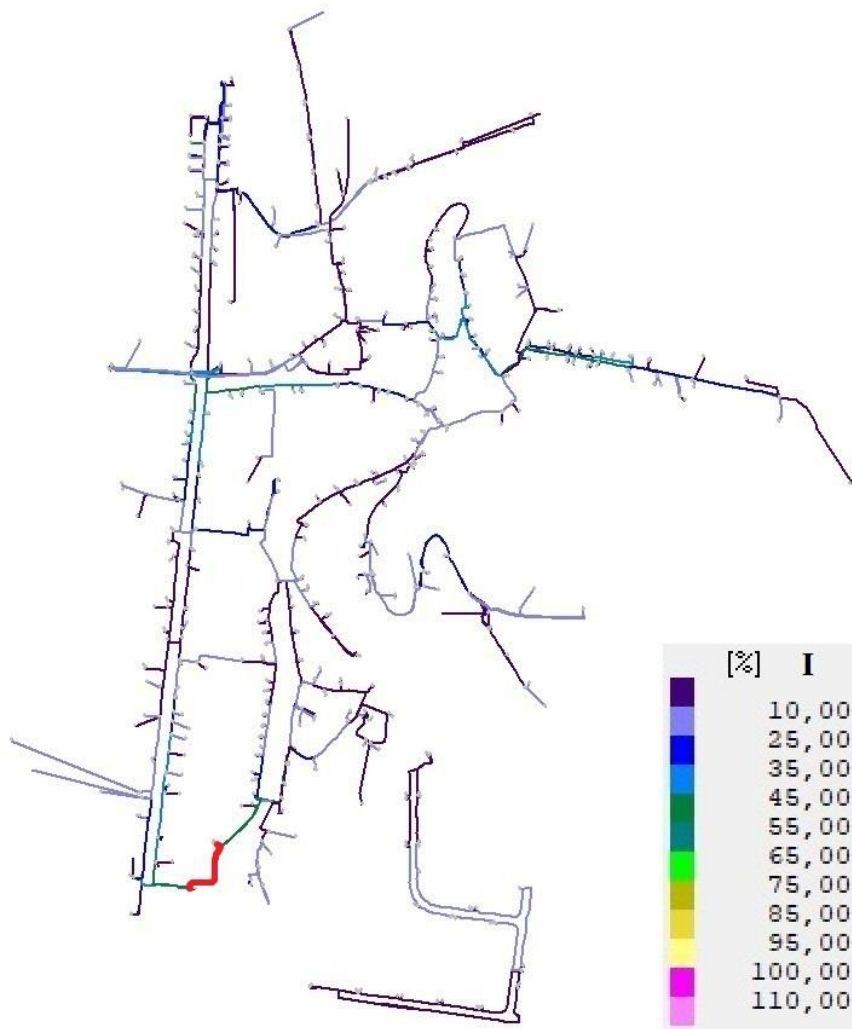
Příloha D - Stav sítě dle scénáře C1



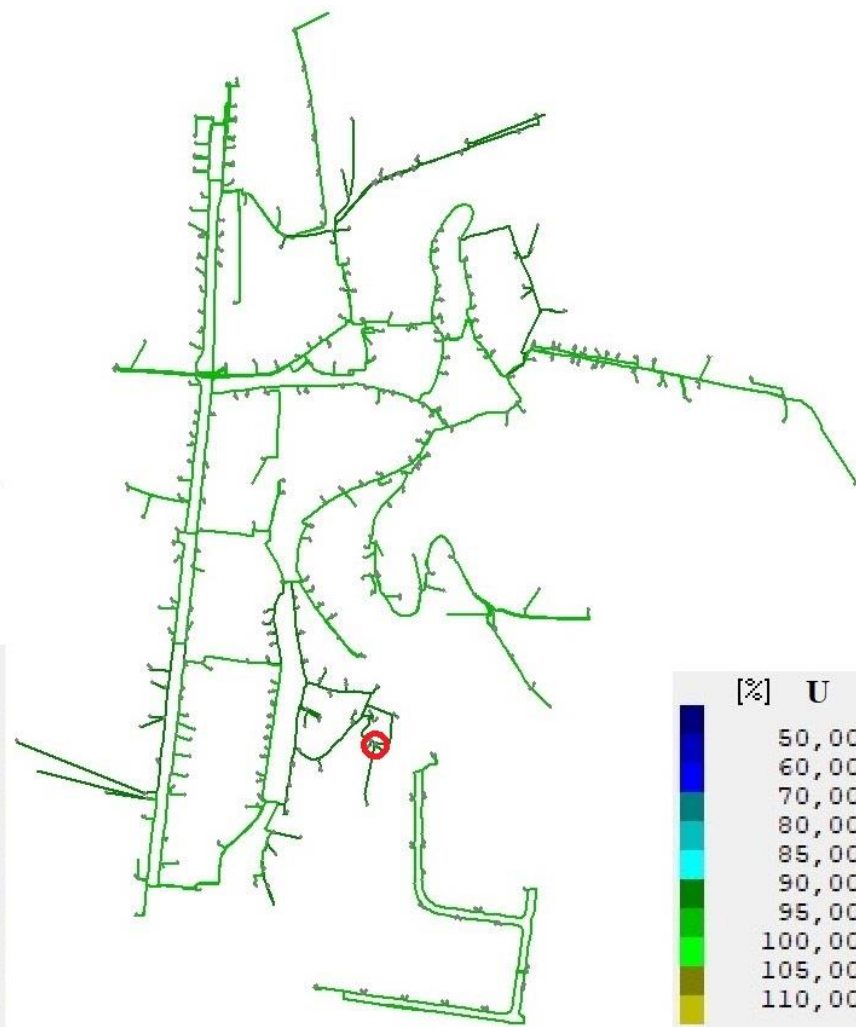
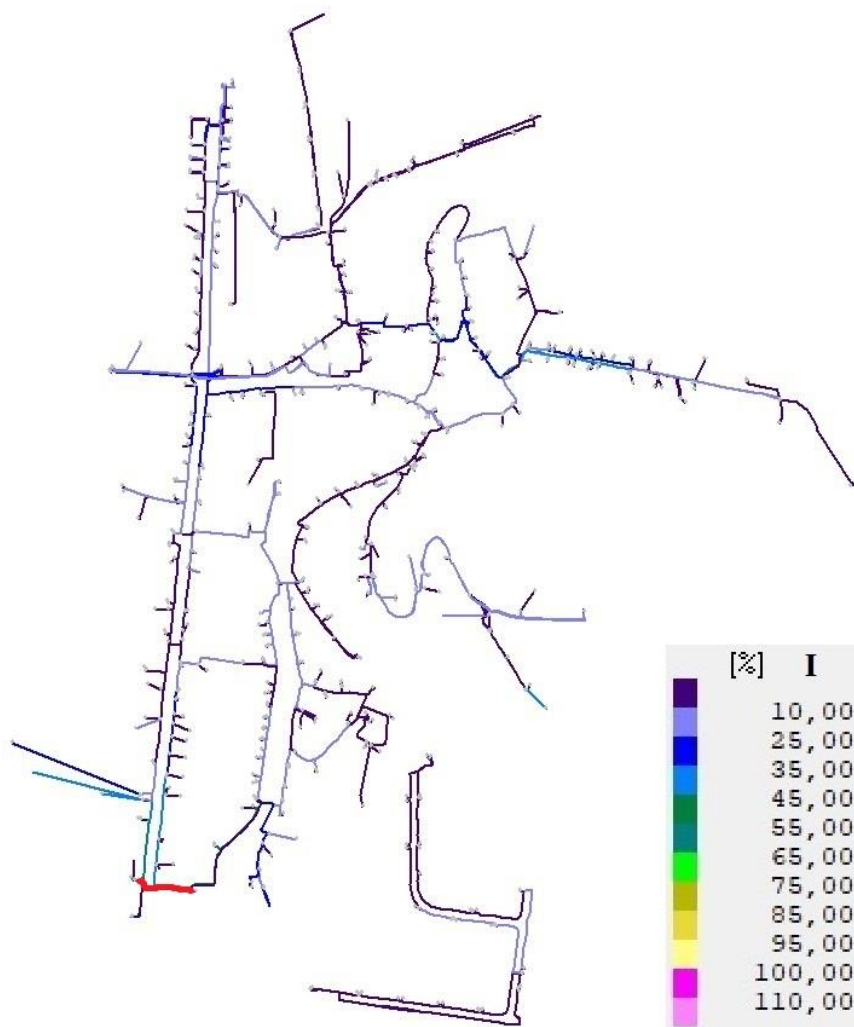
Příloha E - Stav sítě dle scénáře D



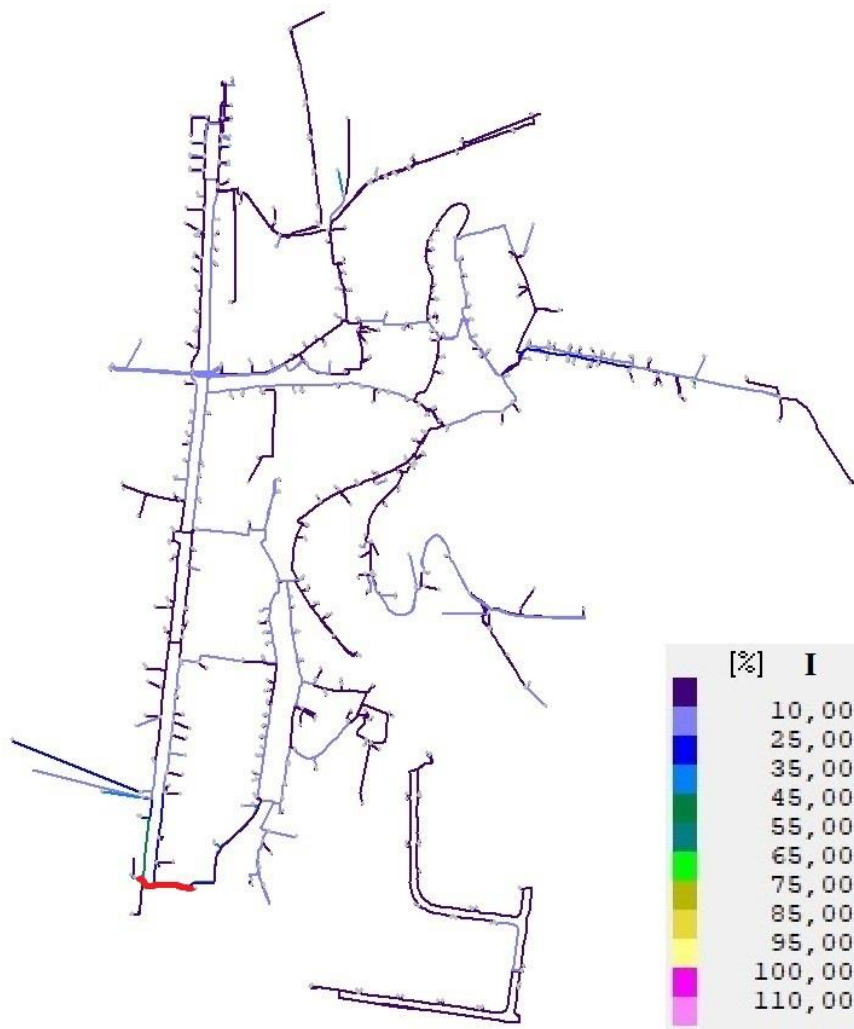
Příloha F - Stav sítě dle scénáře DP



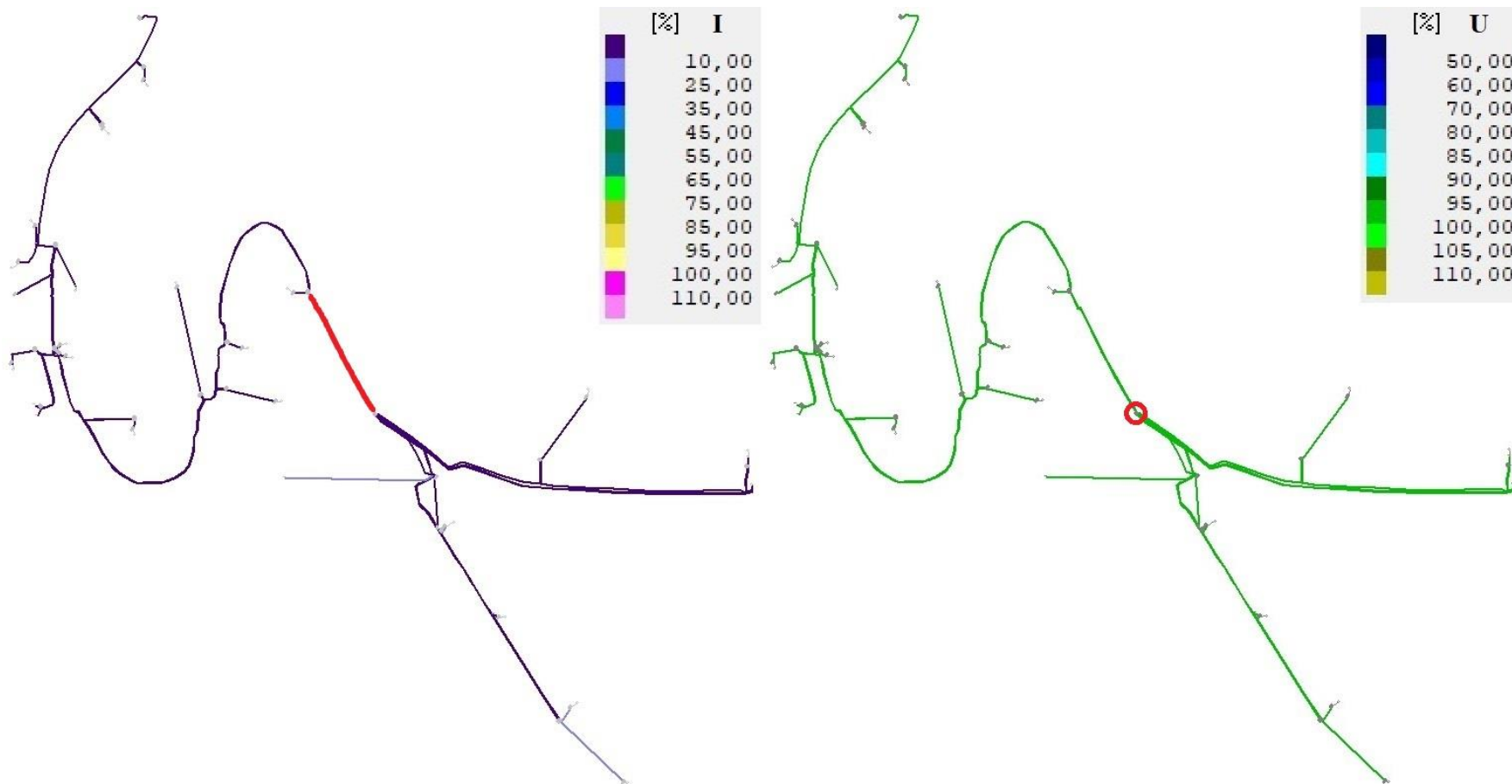
Příloha G - Stav sítě dle scénáře C0+F



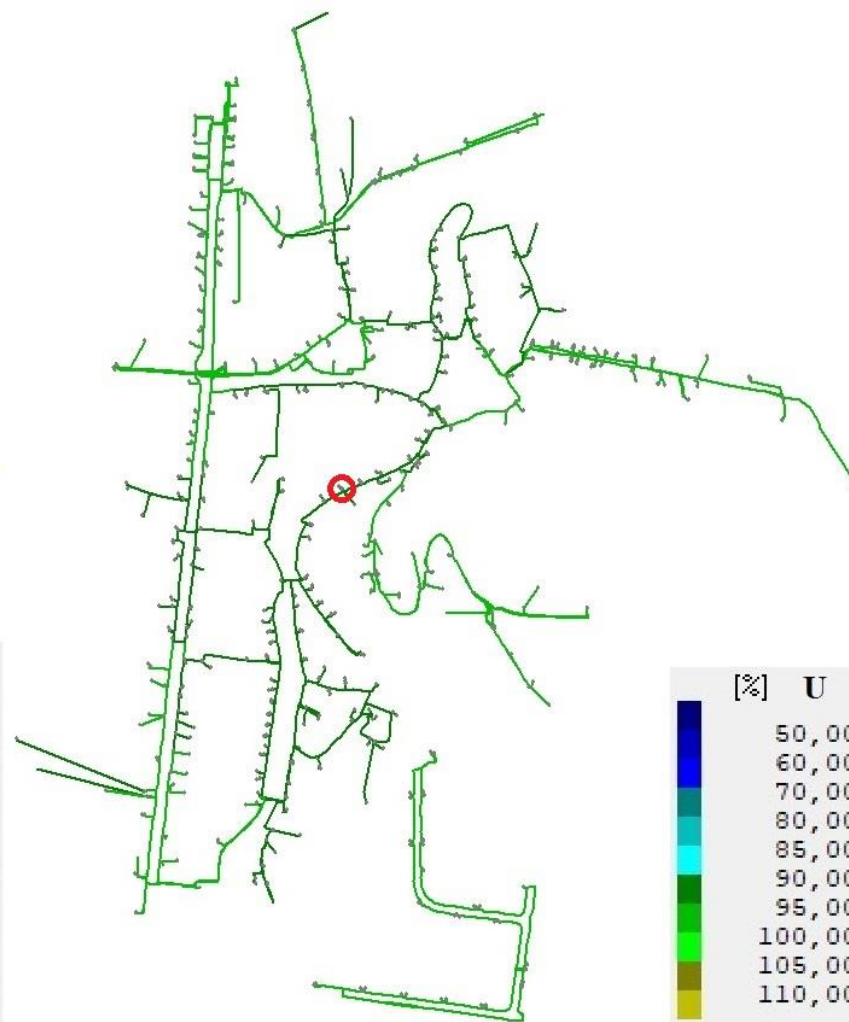
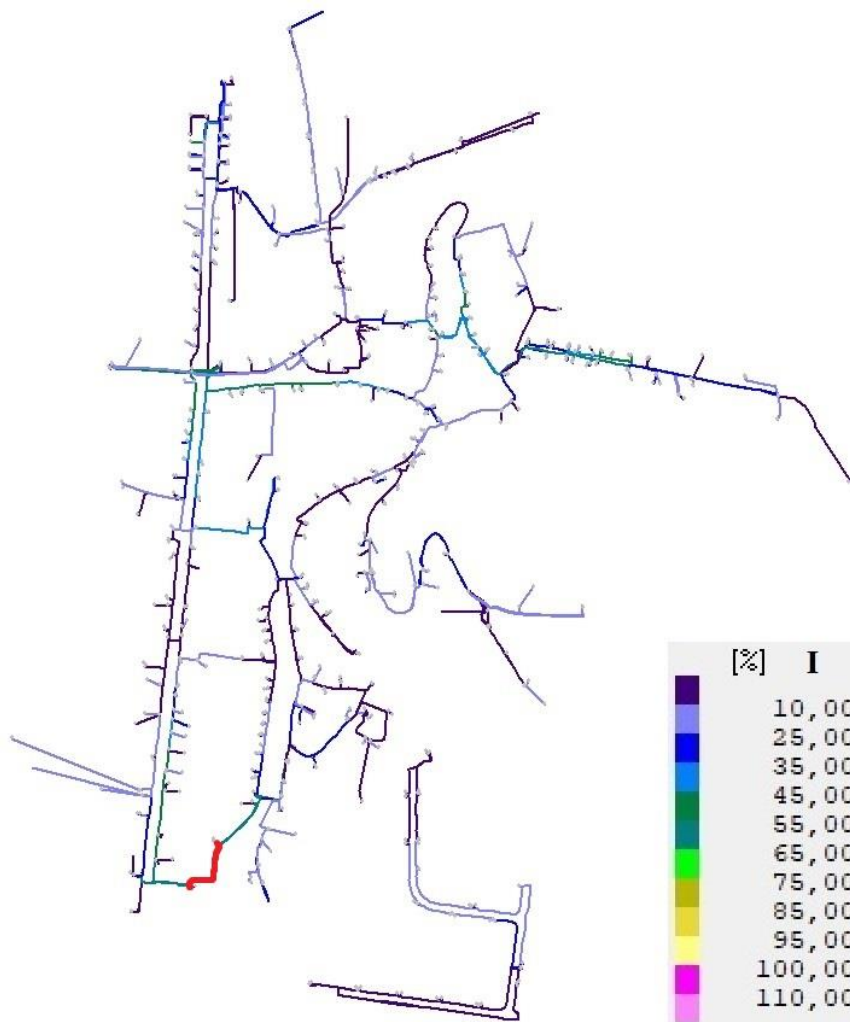
Příloha H - Stav sítě dle scénáře C1+F



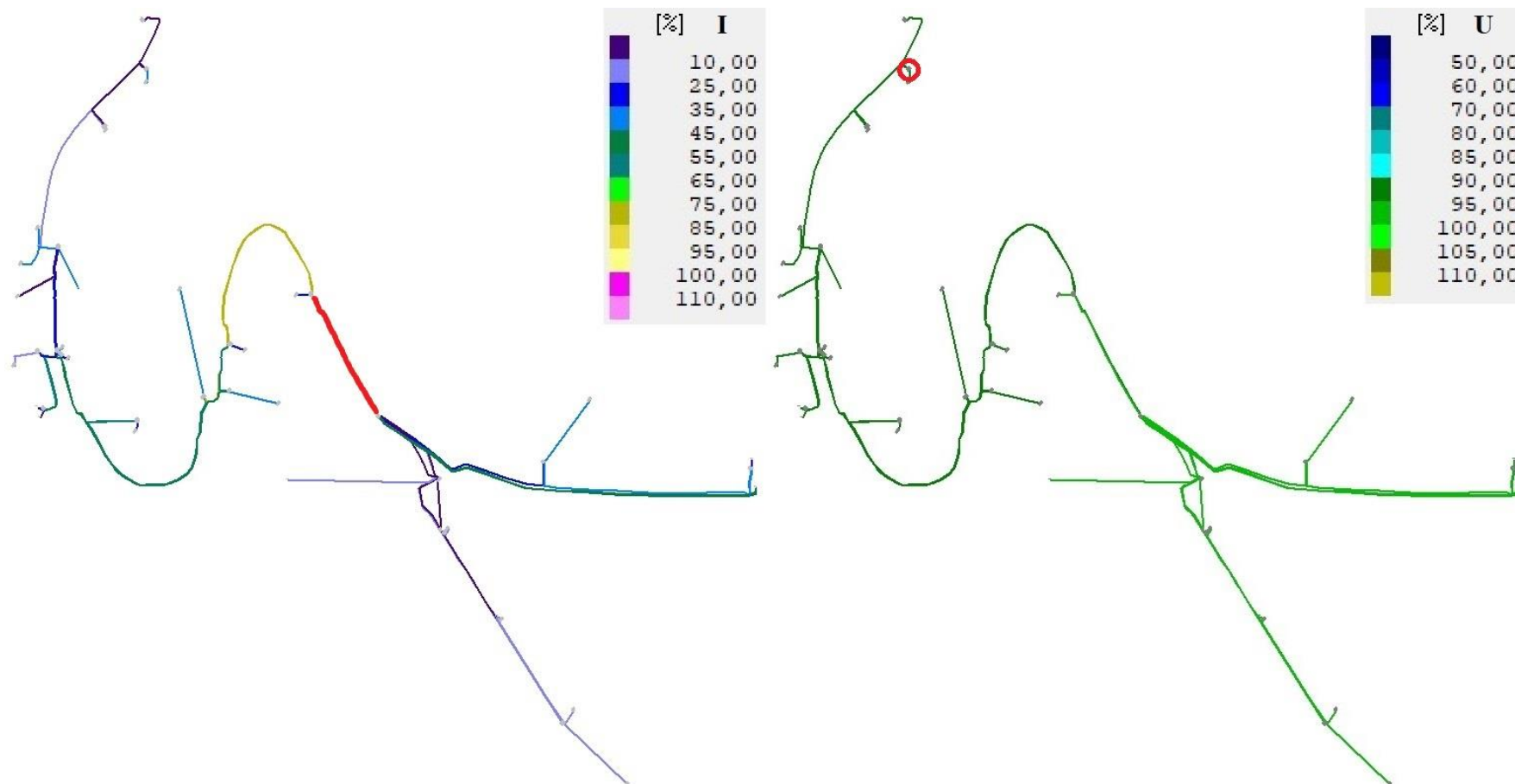
Příloha I - Stav sítě dle scénáře C1+FK



Příloha J - Stav sítě dle scénáře DP+E



Příloha K - Stav sítě dle scénáře DP+EK



Příloha L - Přehled výsledků výpočtu scénářů

	C0	C1	C0+F	C1+F	C1+FK	D	DP	DP+E	DP+EK
TS U DRUŽSTVA	59 %	54 %	67 %	45 %	-	68 %	67 %	84 %	-
TS NA HORCE	26 %	22 %	26 %	18 %	-9 %	32 %	32 %	33 %	79 %
TS KUŘIMSKÁ	39 %	39 %	39 %	32 %	-	46 %	53 %	61 %	-
TS ČLUPKY	27 %	25 %	27 %	23 %	-	29 %	29 %	31 %	-
TS U ŠKOLY	45 %	41 %	52 %	33 %	-	59 %	59 %	74 %	-
TS ZÁVIST	46 %	41 %	41 %	41 %	-	65 %	56 %	66 %	-
Min. napětí uzlu	374 V	374 V	373 V	378 V	398 V	360 V	377 V	367 V	362 V
Max. zatížení kabelu	80 %	64 %	101 %	64 %	9 %	87 %	55 %	65 %	83 %

Příloha M - Výroba a dodávka do DS NN pro letní poledne

	C0		C0+F	
	Pt [kW]	Qt [kVAr]	Pt [kW]	Qt [kVAr]
TS U DRUŽSTVA	351	139	392	157
TS NA HORCE	99	39	99	39
TS KUŘIMSKÁ	230	92	230	92
TS ČLUPKY	101	40	101	40
TS U ŠKOLY	264	105	305	121
TS ZÁVIST	273	109	273	109
Celkem	1318	524	1400	558

	C1			C1+F			C1+FK		
	Pg [kW]	Pt [kW]	Qt [kVAr]	Pg [kW]	Pt [kW]	Qt [kVAr]	Pg [kW]	Pt [kW]	Qt [kVAr]
TS U DRUŽSTVA	35	313	137	91	255	132	-	-	-
TS NA HORCE	15	83	39	36	62	38	105	-8	38
TS KUŘIMSKÁ	0	230	92	42	187	90	-	-	-
TS ČLUPKY	6	94	40	13	87	40	-	-	-
TS U ŠKOLY	24	239	104	73	188	101	-	-	-
TS ZÁVIST	29	241	107	92	176	103	-	-	-
Celkem	109	1200	519	347	955	504	105	-8	38

Příloha N - Dodávka do DS NN pro zimní večer

	D		DP		DP+E		DP+EK	
	Pt [kW]	Qt [kVAr]	Pt [kW]	Qt [kVAr]	Pt [kW]	Qt [kVAr]	Pt [kW]	Qt [kVAr]
TS U DRUŽSTVA	400	160	392	157	492	199	-	-
TS NA HORCE	123	47	123	47	126	48	297	111
TS KUŘIMSKÁ	271	108	315	125	361	143	-	-
TS ČLUPKY	111	43	111	43	116	45	-	-
TS U ŠKOLY	351	140	351	140	433	174	-	-
TS ZÁVIST	383	153	333	133	388	155	-	-
Celkem	1639	651	1625	645	1916	764	297	111

Příloha O - Elektronické přílohy

Seznam souborů na přiloženém CD:

- Protokol_C0+F
- Protokol_C0
- Protokol_C1+F
- Protokol_C1+FK
- Protokol_C1
- Protokol_D
- Protokol_DP+E
- Protokol_DP+EK
- Protokol_DP