

**ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ**

KATEDRA ELEKTROENERGETIKY A EKOLOGIE

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Návrh sítě NN splňující budoucí potřeby distribuce

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI

Fakulta elektrotechnická

Akademický rok: 2019/2020

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

(projektu, uměleckého díla, uměleckého výkonu)

Jméno a příjmení:	Bc. Petr ČURDA
Osobní číslo:	E18N0047P
Studijní program:	N2612 Elektrotechnika a informatika
Studijní obor:	Elektroenergetika
Téma práce:	Návrh sítě NN splňující budoucí potřeby distribuce
Zadávací katedra:	Katedra elektroenergetiky a ekologie

Zásady pro vypracování

1. Zmiňte hlavní koncepční dokumenty týkající se vývoje energetiky a popište scénáře budoucího vývoje počtu elektromobilů, decentrálních zdrojů, spotřeby elektrické energie v ČR.
2. Vyjmenujte a popište druhy opatření, kterými lze v budoucnu regulovat distribuční síť a navyšovat kapacitu přenášeného výkonu po vedení.
3. Analyzujte část stávající současně provozované distribuční sítě.
4. Namodelujte stávající část sítě a doplňte opatření k zlepšení regulace a zvýšení přenášeného výkonu.
5. Provedte technickoekonomické shrnutí a učiňte závěrečné doporučení.

Rozsah diplomové práce: **40 – 60 stran**
Rozsah grafických prací: **podle doporučení vedoucího**
Forma zpracování diplomové práce: **tištěná/elektronická**

Seznam doporučené literatury:

1. J. Tlustý a spol.: Návrh a rozvoj elektroenergetických sítí.
2. P. Toman a spol.: Provoz distribučních soustav.
3. J. Tlustý a spol.: Monitorování, řízení a chránění elektrizačních soustav.

Vedoucí diplomové práce: **Doc. Ing. Pavla Hejtmánková, Ph.D.**
Katedra elektroenergetiky a ekologie

Datum zadání diplomové práce: **4. října 2019**
Termín odevzdání diplomové práce: **28. května 2020**


Prof. Ing. Zdeněk Peroutka, Ph.D.
děkan



L.S.



Doc. Ing. Karel Noháč, Ph.D.
vedoucí katedry

Abstrakt

Předkládaná diplomová práce je zaměřena na návrh sítě nízkého napětí splňující budoucí potřeby distribuce. Tyto sítě se v budoucnu stanou nedílnou součástí naší elektrizační soustavy. V práci jsou zmíněny hlavní koncepční dokumenty, které se týkají vývoje energetiky v České republice. Dále je popsán scénář budoucího vývoje počtu elektromobilů, decentralních zdrojů a spotřeby elektrické energie. Součástí práce je také přehled opatření, kterými lze v budoucnu regulovat distribuční síť a navyšovat kapacitu přenášeného výkonu po vedení. Další část je věnována analýze stávající současně provozované distribuční sítě a jejímu modelu v simulačním programu DNCalc. Následuje model sítě doplněný o prvky pro zvýšení přenášeného výkonu a lepší integraci decentralních zdrojů. V závěru práce je provedeno technicko-ekonomické shrnutí a učiněno doporučení.

Klíčová slova

Státní energetická koncepce, národní akční plán, chytré sítě, distribuční soustava, elektromobilita, decentralní zdroj elektriny, spotřeba elektrické energie, OLTC transformátor, inteligentní měřič, kvalitoměr, analýza distribuční sítě NN, model sítě NN, úbytek napětí.

Abstract

The diploma thesis deals with design of low voltage network meeting future distribution needs. These networks are going to become an integral part of our electric power system in the future. The thesis mentions the main conceptual documents relating to the development of energetics in the Czech Republic. Furthermore, the scenario of the future development of the number of electric cars, decentralized power sources and electricity consumption is described. An overview of precautions, that can be used in the future to regulate distribution networks and increase capacity of transmitted power over the network, is also part of this thesis. The next part of the thesis is focused on the currently operated distribution network and its modeling using the simulation program DNCalc. Then follows a description of the network model supplemented with elements increasing transmitted power and elements for better integration of decentralized resources. The thesis is closed with a technical-economic summary and some recommendations are made.

Key words

State energy concept, national action plan, smart grids, distribution network, electromobility, decentralized power sources, electricity consumption, OLTC transformer, smart meter, quality meter, LV distribution network analysis, LV network model, voltage drop.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci vypracoval samostatně, s použitím odborné literatury a pramenů uvedených v seznamu, který je součástí této diplomové práce.

Dále prohlašuji, že veškerý software, použitý při řešení této diplomové práce, je legální.



.....

V Plzni dne 19.6.2020

Bc. Petr Čurda

Poděkování

Na tomto místě bych rád poděkoval vedoucí diplomové práce doc. Ing. Pavle Hejtmánkové, Ph.D. z katedry elektroenergetiky a ekologie za vstřícnost a připomínky k mé práci. Dále bych chtěl poděkovat Ing. Ondřeji Tupému za poskytnutá data a čas trávený konzultacemi nad mou diplomovou prací. Také děkuji společnosti EGC - EnerGoConsult ČB s.r.o. za vzdálený přístup k programu DNCalc, ve kterém byly vytvořeny veškeré modely a provedeny následné simulace.

Obsah

OBSAH	8
ÚVOD	9
SEZNAM POUŽITÝCH SYMBOLŮ A ZKRATEK	10
SEZNAM POUŽITÝCH VELIČIN A JEDNOTEK	12
1 HLAVNÍ KONCEPČNÍ DOKUMENTY TÝKAJÍCÍ SE VÝVOJE ENERGETIKY V ČR	13
1.1 STÁTNÍ ENERGETICKÁ KONCEPCE	13
1.2 NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁN ČISTÉ MOBILITY	16
1.3 NÁRODNÍ AKČNÍ PLÁN PRO CHYTRÉ SÍTĚ	18
1.3.1 Chytré sítě (Smart grids)	20
2 VÝVOJ SPOTŘEBY ELEKTRICKÉ ENERGIE V ČR	22
3 VÝVOJ POČTU ELEKTROMOBILŮ V ČR	24
4 VÝVOJ DECENTRÁLNÍCH ZDROJŮ V ČR	27
5 DRUHY OPATŘENÍ K LEPŠÍ REGULACI SÍTĚ A NAVYŠOVÁNÍ KAPACITY PŘENÁŠENÉHO VÝKONU PO VEDENÍ	31
5.1 OLTC TRANSFORMÁTOR	32
5.2 INTELIGENTNÍ MĚŘIČ (SMART METR).....	34
5.3 KVALITA ELEKTRICKÉ ENERGIE A KVALITOMĚR NN	36
5.3.1 Kvalitoměr ARTIQ 144	38
6 ANALÝZA ČÁSTI STÁVAJÍCÍ SOUČASNĚ PROVOZOVANÉ DISTRIBUČNÍ SÍTĚ	39
7 MODEL STÁVAJÍCÍ DISTRIBUČNÍ SÍTĚ	45
8 MODEL SÍTĚ S OPATŘENÍMI PRO PŘENOS VĚTŠÍHO VÝKONU	53
8.1 ZMĚNA ODBOČKY NA TRANSFORMÁTORU	53
8.2 KABELIZACE STŘEDNÍHO ÚSEKU VEDENÍ.....	54
8.3 SJEDNOCENÍ PRŮŘEZU VODIČŮ CELÉHO KABELOVÉHO VEDENÍ.....	55
8.4 PŘIPOJITELNOST NOVÉHO ODBĚRU ČI ZDROJE ELEKTRICKÉ ENERGIE	56
8.4.1 Připojitelnost nového odběru do DS.....	57
8.4.2 Připojitelnost nového zdroje do DS.....	59
9 TECHNICKO-EKONOMICKÉ SHRNUTÍ A ZÁVĚREČNÉ DOPORUČENÍ	61
ZÁVĚR	63
SEZNAM LITERATURY A INFORMAČNÍCH ZDROJŮ	64
PŘÍLOHY	1-7

Úvod

Tato diplomová práce se věnuje návrhu sítě nízkého napětí splňující budoucí potřeby distribuce. Jde o sítě, které se v budoucnu stanou nezbytnou součástí naší elektrizační soustavy a umožní lepší integraci decentralních zdrojů do distribuční sítě.

Text je rozdělen do dvou hlavních částí, z nichž první se zabývá vývojem energetiky v České republice. Směr, jakým se má česká energetika v následujících 25 letech ubírat, udává Státní energetická koncepce, jejímž hlavním cílem je snižování dopadů energetiky a průmyslu na životní prostředí. Snaha o snížení závislosti naší země na ropných produktech je předmětem Národního akčního plánu čisté mobility, jehož úkolem je taktéž zlepšit ovzduší ve městech. Řešení by mohl přinést začínající rozvoj elektromobility v Čechách. Nabíjecí stanice pro elektromobily ale odebírají velký nárazový výkon, který nadměrně zatěžuje distribuční sítě. K omezení těchto odběrů lze využít systém řízeného hromadného nabíjení, který pomocí chytrého dobíjení umožní rozložit nabíjecí cyklus v čase a snížit okamžitou hodnotu nabíjecího výkonu.

Národní akční plán pro chytré sítě definuje způsoby, jakými bude nutné řídit distribuční soustavu s ohledem na zvyšující se instalovaný výkon decentralních zdrojů především na hladině nízkého napětí. Mezi opatření ke zlepšení regulace sítě a zvýšení kapacity přenášeného výkonu po vedení patří především využití OLTC transformátorů, smart metrů, kvalitoměrů NN či zvyšování průřezů a kabelizace vedení. Díky zmíněným prostředkům bude mít distributor lepší přehled o aktuálním dění v síti a bude moci efektivněji řídit výkonové toky v celém jejím rozsahu.

V druhé části této diplomové práce je provedena analýza stávající současně provozované distribuční sítě nízkého napětí. Model této sítě vytvořený v programu DNCalc slouží ke zjištění skutečných poměrů v řešené síti. Po následném doplnění opatření pro lepší regulaci a zvýšení přenášeného výkonu model ukáže změnu poměrů v síti oproti stávající koncepci. Z této simulace se vychází při posuzování možnosti připojení dalších odběrů a zdrojů do řešené sítě. Musí se kontrolovat především celkový úbytek sítě, napěťová změna v místě připojení, přetížení vodičů a celková nesymetrie soustavy, která vzniká provozem jednofázových zařízení. Výsledky modelování se také využívají při návrhu, výstavbě, posílení nebo celkové rekonstrukci distribučních sítí.

Seznam použitých symbolů a zkratek

<i>AC</i>	Z angl.: Alternating Current (střídavý proud)
<i>AES</i>	Samonosný závěsný kabel
<i>BPL</i>	Z angl.: Broadband Power Lines (širokopásmový přenosový systém)
<i>CAIDI</i>	Z angl.: Customer Average Interruption Duration Index
<i>CCS</i>	Z angl.: Carbon Capture and Storage
<i>CNG</i>	Z angl.: Compressed Natural Gas (stlačený zemní plyn)
<i>ČR</i>	Česká republika
<i>DC</i>	Z angl.: Direct Current (stejnoseměrný proud)
<i>DECE</i>	Decentrální zdroj
<i>DOÚS</i>	Dálkově ovládaný úsekový spínač
<i>DS</i>	Distribuční soustava
<i>DSO</i>	Z angl.: Distribution System Operator (provozovatel distribuční soustavy)
<i>DTS</i>	Distribuční transformátorová stanice
<i>EGÚ</i>	Energetický ústav
<i>ERÚ</i>	Energetický regulační úřad
<i>ES</i>	Elektrizační soustava
<i>EU</i>	Evropská unie
<i>EV</i>	Elektrické vozidlo
<i>FVE</i>	Fotovoltaická elektrárna
<i>GDPR</i>	Z angl.: General Data Protection Regulation
<i>GPRS</i>	Z angl.: General Packet Radio Service
<i>GPS</i>	Z angl.: Global Positioning System (globální polohový systém)
<i>HDO</i>	Hromadné dálkové ovládání
<i>HDP</i>	Hrubý domácí produkt
<i>KVET</i>	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
<i>LED</i>	Z angl.: Light-Emitting Diode (elektroluminiscenční dioda)
<i>LNG</i>	Z angl.: Liquefied Natural Gas (zkapalněný zemní plyn)
<i>LPG</i>	Z angl.: Liquefied Petroleum Gas (zkapalněný ropný plyn)
<i>LUV</i>	Lehké užitkové vozidlo
<i>MAIFI</i>	Z angl.: Momentary Average Interruption Frequency Index
<i>MHD</i>	Městská hromadná doprava
<i>NA</i>	Nákladní automobil

<i>NAP CM</i>	Národní akční plán čisté mobility
<i>NAP SG</i>	Národní akční plán pro chytré sítě (smart grids)
<i>NN</i>	Nízké napětí
<i>NU 22 kV</i>	Napájecí uzel 22 kV
<i>OLTC</i>	Z angl.: On Load Tap Changer
<i>OTE</i>	Operátor trhu s energiemi
<i>OZE</i>	Obnovitelné zdroje energie
<i>PF</i>	Z angl.: Power Factor (účinnost sítě)
<i>PLC</i>	Z angl.: PowerLine Communication
<i>PPDS</i>	Pravidla provozování distribučních soustav
<i>PQ</i>	Z angl.: Power Quality (kvalita energie)
<i>PS</i>	Přenosová soustava
<i>RD</i>	Rodinný dům
<i>REC</i>	Recloser
<i>RTU</i>	Z angl.: Remote terminal unit
<i>SAFO</i>	Systém automatického frekvenčního odlehčování
<i>SAIDI</i>	Z angl.: System Average Interruption Duration Index
<i>SAIFI</i>	Z angl.: System Average Interruption Frequency Index
<i>SCADA</i>	Z angl.: Supervisory Control And Data Acquisition
<i>SEK</i>	Státní energetická koncepce
<i>SWOT</i>	Z angl.: Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats
<i>TDD</i>	Typový diagram dodávky
<i>TDN</i>	Typový diagram nabíjení
<i>THD</i>	Z angl.: Total Harmonic Distortion (činitel celkového zkreslení)
<i>TR</i>	Transformátor
<i>TUV</i>	Teplá užitková voda
<i>U0 – U15</i>	Označení uzlu sítě
<i>V1.1 – V3.3</i>	Označení vedení
<i>VN</i>	Vysoké napětí
<i>VVN</i>	Velmi vysoké napětí
<i>WAMS</i>	Z angl.: White Area Monitoring System
<i>Z1 – Z32</i>	Označení odběratele
<i>ZEVO</i>	Zařízení pro energetické využívání odpadu
<i>ZVN</i>	Zvláště vysoké napětí

Seznam použitých veličin a jednotek

f (Hz)	Frekvence
I (A)	Proud
i_0 (%)	Proud naprázdno transformátoru
p (-)	Převod transformátoru
P (kW)	Činný výkon
Q (kVAr)	Jalový výkon
S (kVA)	Zdánlivý výkon
S_{kNU} (MVA)	Zkratový výkon napájecího uzlu (nadřazené soustavy)
S_{nTR} (MVA)	Jmenovitý výkon transformátoru
U (V)	Napětí
U_1 (kV)	Primární napětí transformátoru
U_2 (V)	Sekundární napětí transformátoru
u_k (%)	Napětí nakrátko transformátoru
U_{nNU} (kV)	Zkratový výkon napájecího uzlu (nadřazené soustavy)
ΔP_0 (kW)	Ztráty naprázdno transformátoru
ΔP_k (kW)	Ztráty nakrátko transformátoru
Δu (%)	Procentní úbytek napětí
ΔU (V)	Úbytek napětí

1 Hlavní koncepční dokumenty týkající se vývoje energetiky v ČR

1.1 Státní energetická koncepce

Státní energetická koncepce označovaná zkratkou SEK je nejvýznamnější dokument týkající se vývoje energetiky v České republice. Za tento dokument odpovídá Ministerstvo průmyslu a obchodu a aktuální verze byla usnesením vlády ČR schválena 18. května 2015. SEK stanovuje směr pro rozvoj české energetiky na dalších 25 let a hlavním cílem je zajistit spolehlivou a bezpečnou dodávku elektrické energie pro potřeby obyvatelstva a ekonomiky ČR. Dodávka energie musí být za konkurenceschopné a přijatelné ceny za standardních podmínek a v neposlední řadě také šetrná k životnímu prostředí. [4]

Při tvorbě dokumentu SEK byla nejprve provedena klasická SWOT analýza stávajícího energetického systému v ČR a byly stanoveny hlavní trendy vývoje energetiky, energetického mixu, poptávky po energii a problematika energetické infrastruktury. Dále bylo definováno státní zadání pro oblast energetiky ČR do roku 2040, tj. strategické cíle pro celý energetický sektor, z nichž bylo odvozeno pět klíčových priorit. Jedná se o vyvážený energetický mix; úspory a energetickou účinnost; infrastrukturu a mezinárodní spolupráci; výzkum, vývoj a inovaci a energetickou bezpečnost. Následně bylo provedeno energetické modelování scénářů možného budoucího vývoje české energetiky s ohledem na zachování vyváženosti tří hlavních cílů koncepce energetiky, kterými jsou bezpečnost, konkurenceschopnost a udržitelnost. Na závěr tvorby dokumentu byly vymezeny nástroje pro realizaci Státní energetické koncepce, mezi které patří například nástroje legislativní, fiskální a daňové nebo zahraniční politika. [4]

Česká energetika prošla dlouhodobým vývojem a v poslední době udělala významný pokrok především v oblasti zmenšování dopadů energetiky a průmyslové výroby na životní prostředí. Je nutné si uvědomit, že na životní prostředí a zdraví obyvatel nemají největší vliv emise CO₂, nýbrž lokální emise polévatého prachu, které absorbují především emise SO₂ a NO_x, vyvolané neefektivním spalováním tuhých paliv a dopravou. Česká republika je plně soběstačná ve výrobě elektřiny a tepla a téměř 50 % spotřeby primárních energetických zdrojů pokrývá domácími zdroji. V ČR se dobře využívá kombinovaná výroba elektřiny a tepla, tzv. KVET, jejíž předností je vysoký stupeň využití energie z paliva. V kogeneraci se vyrábí asi 13 % hrubé výroby elektřiny v ČR a do budoucna se počítá s efektivnějším využitím vyrobené elektřiny a tepla. [4]

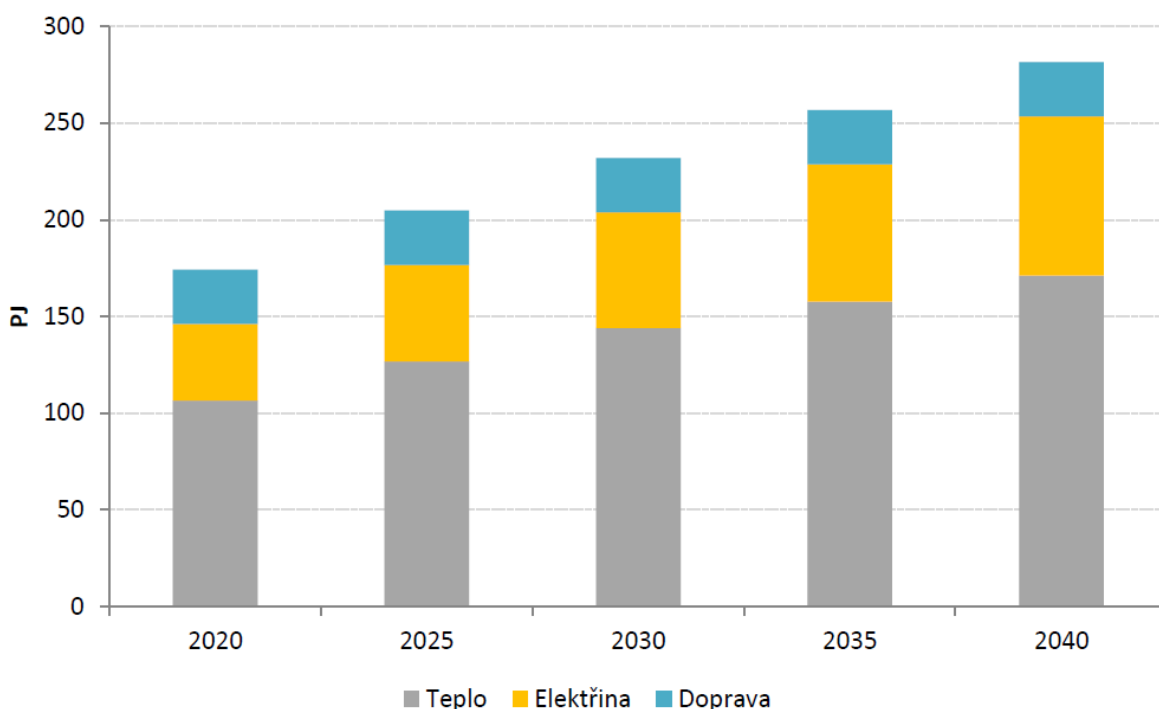
Nejdůležitější zdroje energie a rozvodné sítě jsou staré 35 a více let a v následujících 10–15 letech bude nutná jejich obnova a modernizace. S ní půjde i o adaptaci na nové technologie a přípravu na další technologický rozvoj jak na straně výroby, tak na straně spotřeby. Těchto úprav se dočká zejména síť nízkého napětí, u které se předpokládá další rozvoj malých lokálních zdrojů elektřiny. [4]

Hlavním zdrojem energie v ČR jsou aktuálně uhelné elektrárny, které využívají tuzemské hnědé a černé uhlí a dodávají téměř 60 % elektrické energie. Avšak velká část těchto zdrojů bude v následujících desetiletích odstavena, a to povede k rozvoji nízkouhlíkových zdrojů základního i špičkového zatížení. Druhým nejvýznamnějším zdrojem energie v ČR je jaderná energetika, která dodává přes 33 % celkové vyráběné elektřiny. Pomineme-li investiční náklady, jedná se o nejlevnější a velmi bezpečnou výrobu elektrické energie. Jaderné zdroje se umísťují mimo hustě osídlené oblasti a zároveň poblíž velkých vodních toků z důvodu chlazení. Tyto elektrárny se provozují v základním zatížení a jejich životnost je dána životností reaktorové nádoby. Prodloužením životnosti stávajících čtyř bloků elektrárny Dukovany na 50–60 let a případnou dostavbou dalšího bloku v průběhu odstavení elektrárny by jaderná energie mohla dlouhodobě přesáhnout 50% podíl výroby elektřiny a zastoupit významný podíl současných uhelných zdrojů. V současné době se také apeluje na to, aby se významně začalo využívat odpadní teplo z jaderných bloků k vytápění větších měst. Příkladem jsou České Budějovice, kde se v současné době staví 26 km dlouhý tepelný přivaděč, který bude dopravovat tepelnou energii z jaderné elektrárny Temelín a pokryje zhruba 30 % celkové výroby tepla ve městě. V případě užívání jádra i v delším časovém období je zapotřebí najít a připravit lokality pro budoucí jaderné elektrárny po roce 2040. Dalšími zdroji energie v ČR jsou zemní plyn a obnovitelné zdroje, mezi které řadíme energii větrnou, vodní, sluneční, bioplynu a biomasy. Podíl OZE na hrubé výrobě elektřiny v roce 2010 byl 8,3 % a do letošního roku se ČR zavázala, že podíl bude činit 13 %. Nevyužitý potenciál na výrobu energie mají zařízení pro energetické využívání odpadu (ZEVO). V ČR jsou aktuálně v provozu pouze čtyři zařízení pro energetické zpracování odpadu, a to v Praze, Brně, Liberci a nejmodernější se nachází v Chotíkově u Plzně. V současné době se na skládky ukládá cca 46 % komunálního odpadu, což je nad průměrem států Evropské unie. [4], [5], [6]

Pro zajištění energetické bezpečnosti a odolnosti má ČR robustní přenosovou soustavu s dostatečným regulačním výkonem a přiměřenou distribuční soustavou. V případě rozpadu evropské sítě je česká elektroenergetická soustava schopna krátkodobě fungovat v ostrovním režimu, ale pro dlouhodobý ostrovní provoz nejsou dostatečně zajištěny rychlé rezervy. [4]

Česká elektrizační soustava je od roku 1997 trvale připojena k západoevropské soustavě UCTE a v rámci ENTSO-E propojena s dalšími 43 soustavami 36 zemí po celé Evropě. Podle předpovědi ENTSO-E se bude v následujících dekádách snižovat výkonová rezerva okolních států i celé Evropy a pravděpodobně bude klesat i stabilita celé sítě v souvislosti s odpojováním stabilních zdrojů energie od elektrizační soustavy. [4]

Česká republika má vzhledem ke své geografické poloze, přírodním podmínkám a požadavkům na životní prostředí omezený potenciál pro rozvoj a využívání obnovitelných zdrojů. [4] Na následujícím obrázku je uvedena prognóza konečné spotřeby OZE.



Graf 1: Prognóza konečné spotřeby OZE [4]

Největším limitem potenciálu větrné energie je ráz krajiny, který vymezuje nejlepší oblasti z hlediska proudění větru v lokalitách Krušných hor, Vysočiny a Jeseníků. Dalším omezením jsou chráněné krajinné oblasti, národní parky nebo pásma vojenských radarů. Využití sluneční energie omezují hlavně meteorologické podmínky a zeměpisná šířka. Potenciál je tak především v očekávaném zlepšení účinnosti nových technologií, velikosti střešních ploch a brownfieldech, což jsou zanedbané a nevyužívané plochy po zrušených průmyslových závodech či ukončené vojenské činnosti. Možnost využití geotermální energie je hlavně v získávání nízkopotenciálního tepla pomocí tepelných čerpadel, protože technologie na využití vysokopotenciálního tepla zatím není dostupná nebo je velmi drahá. V roce 2040 se očekává čtyřnásobek současně instalovaného výkonu tepelných čerpadel. [4]

1.2 Národní akční plán čisté mobility

Národní akční plán čisté mobility (NAP CM) je další koncepční dokument, který byl zpracován MPO ve spolupráci s dalšími resorty. Vychází z požadavku směrnice 2014/94/EU ze dne 22. října 2014 o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva a povinnosti členských států rozvíjet infrastrukturu dobíjecích a plnicích stanic. Cílem NAP CM je snížit závislost naší země na ropných produktech a zlepšit život ve městech a aglomeracích, kde doprava nejvíce ovlivňuje kvalitu ovzduší. Dokument byl vytvořen 20. listopadu 2015 a poslední aktualizace byla vládou ČR schválena 27. dubna 2020. [7]

Pro dosažení snížení emisí skleníkových plynů v dopravě bude nutné podporovat alternativní paliva, jako je elektromobilita, CNG, LNG a v neposlední řadě také vodíková technologie. V nejbližší době se předpokládá, že nejvíce emisí se bude snižovat používáním CNG. Po roce 2030 by měla být elektromobilita standardní technologií a zemní plyn běžným palivem automobilů v České republice, ve které má automobilový průmysl významný podíl na tvorbě HDP. [7]

Důvodem přechodu na paliva, která se nevyrábí z ropy, je neustálý nárůst počtu motorových vozidel v České republice. V březnu letošního roku u nás bylo registrováno více jak 6 milionů osobních automobilů, což je nárůst o 150 % za posledních 30 let. Průměrné stáří vozu je 14,5 roku a lze předpokládat, že s rozvojem alternativních paliv se tato hodnota bude snižovat. Počet vozidel s ekologickými pohony lze jen odhadovat, protože zatím žádné oficiální statistiky neexistují, ale předpokládá se, že jich je aktuálně asi 300 000. Do roku 2050 by mělo dojít k navýšení přepravního výkonu osobní automobilové dopravy o 22 % v porovnání s rokem 2010 a obdobně u nákladní dopravy by mělo dojít k nárůstu o 29 %. Zejména z těchto důvodů je nutné vyvíjet nová ekologická paliva, která budou šetrná k životnímu prostředí. [7], [8]

Elektromobilita je dnes nejpokročilejším odvětvím v oblasti alternativních paliv v Čechách, nicméně je stále ještě v počátcích. Hlavními důvody jsou cena elektromobilu, nedostatečná infrastruktura dobíjecích stanic, malá dojezdová vzdálenost, dlouhé nabíjení a v neposlední řadě také předsudky a nedůvěra uživatelů. Elektromobily mají zcela bezemisní část provozu vozidla a z hlediska paliva je rozhodující energetický mix při výrobě elektřiny. Tato část je bezemisní tehdy, pokud k její výrobě byly použity OZE. Elektřina jako palivo se používá také ve vnitrozemské lodní dopravě pro pohon malých osobních plavidel a výletních lodí zejména na jezerech a přehradních nádržích. Elektromotory jsou u velkých námořních lodí pro nákladní dopravu využívány jen velmi málo. Na letištích má

elektrina uplatnění pro stojící letadla u nástupních mostů, kdy se nejpozději do pěti minut od zastavení letadla musí připojit vnější zdroj elektrické energie a musí být vypnut zdroj energie, který spaluje letecké pohonné hmoty. Tento zdroj může být zapnut nejdříve 20 minut před předpokládaným časem odletu, nebo ve chvíli, kdy externí zdroj elektřiny není k dispozici. [7]

Zemní plyn ve formě CNG, případně LNG, je momentálně nejlepším alternativním palivem pro dopravu i z hlediska dosažitelnosti, jelikož ložiska tohoto plynu budou vyčerpána až o 100 let později než zásoby ropy na celém světě. S technologií CNG má Česká republika poměrně dlouhodobé zkušenosti a rozvoj LNG se předpokládá s odstupem pěti let hlavně v dálkové nákladní dopravě. Do roku 2030 by měl být ukončen provoz autobusů s emisní normou EURO I až IV a průměrné stáří nesmí překročit 9 let. Nové CNG motory, které splňují emisní třídu EURO VI, jsou v současné době nejekonomičtějšími alternativními pohonem. Při spalování CNG se uvolňuje o 25 % méně oxidu uhličitého než při spalování benzínu. Technologii CNG využívá i železniční doprava a v České republice je od ledna 2015 v provozu lokomotiva s výkonem 600 kW. Je určena pro lehkou traťovou nebo středně těžkou posuvnou službu. Pohon CNG je konkurenceschopný klasickým dieselovým motorům. Provozem těchto lokomotiv se ušetří 20–40 % paliva a zároveň dojde k snížení hluku. Ve světě už se v současné době začíná LNG používat jako palivo vnitrozemských plavidel. Dalšími plyny, které se používají jako palivo v dopravě, jsou například LPG, dieselgas nebo biomethan. [7]

Vodíková technologie pro silniční dopravu je zatím ve stádiu vývoje a není moc rozšířená. Vodík se na Zemi vyskytuje pouze ve sloučeninách, a proto se před použitím musí nejdříve vyrobit. Lze jej získat s využitím fosilních paliv, jaderné energie, obnovitelných organických zdrojů, slunečního záření, ale nejpoužívanějším způsobem je elektrolýza vody, což je rozklad molekul vody průchodem elektrického proudu. Tento postup je velmi energeticky náročný, ale s využitím okamžitého přebytku elektrické energie z OZE, kdy cena elektřiny prudce klesá k nule, by mohla být výroba vodíku celkem levná. Nevýhodou vodíku je jeho nízká objemová hustota, která je asi 8500krát nižší než u benzínu, ale naopak má energetickou hustotu 142 MJ/kg, což je zhruba třikrát více, než má benzín. Vodík se může uplatnit v podstatě pro všechny druhy dopravy, ale největší důraz se klade na silniční dopravu z důvodu snižování emisí. Využívá se buď spalováním ve spalovacím motoru, nebo použitím palivového článku. Dojezd vodíkového vozidla se pohybuje mezi 400–600 km a doba plnění osobního automobilu činí 3–4 minuty. Největší překážkou v rozvoji vodíkové dopravy je v současnosti chybějící infrastruktura čerpacích stanic. [7]

1.3 Národní akční plán pro chytré sítě

Národní akční plán pro chytré sítě (NAP SG) je další z dokumentů, který určuje jakým směrem se bude česká energetika a hlavně její elektrizační soustava ubírat následujících 10 let. Tento dokument byl vytvořen Ministerstvem průmyslu a obchodu 4. března 2015 a poslední aktualizaci schválila vláda České republiky 16. září 2019. [9]

V letech 2015–2019 probíhala přípravná fáze, na níž v současné době navazuje realizační fáze, ve které by měla být do roku 2030 vybudována chytrá síť na všech napěťových hladinách přenosové a distribuční soustavy. Síť bude nutné připravit na integraci očekávaného rozvoje decentralizovaných zdrojů elektřiny, akumulace a elektromobility. Pro fungování chytrých sítí bude potřeba provést digitalizaci a automatizaci zejména distribučních sítí, což umožní jejich dálkové ovládání a regulaci. Tyto sítě budou také osazeny monitoringem a dálkovým řízením s využitím prvků umělé inteligence. V neposlední řadě bude muset být zajištěna kybernetická bezpečnost komunikační infrastruktury a přenášených dat. Správný chod chytrých sítí bude zajištěn pomocí inteligentního měření, on-line měření kvality ve všech distribučních stanicích všech napěťových hladin nebo pomocí implementace optimalizačních funkcí zajišťujících efektivní řízení činných a jalových výkonů a minimalizaci ztrát na vedeních. Dále budou v sítích nasazeny miliony koncových chytrých měřicích zařízení, tisíce monitorovacích a automatizačních prostředků s dálkovým ovládáním, budou vybudovány tisíce optických tras a provedena instalace desítek tisíc čidel, která budou poskytovat aktuální informace o stavu elektrické sítě. Všechny tyto prvky budou do stávající současně provozované sítě instalovány v co nejkratší době a za plného provozu. Plánuje se, že do konce roku 2030 bude na hladině VN/NN 40 % chytrých distribučních stanic, tzv. DTS, a 65 % transformátorů VN/NN bude osazeno měřením kvality elektřiny. Celkové náklady na realizaci chytrých sítí jsou do roku 2040 odhadovány ve výši až 155 miliard Kč. [9]

V dnešní době vyrovnání frekvence v síti ve chvíli, kdy se objem výroby nerovná spotřebě, zajišťují elektrárny. V budoucnu by se však na stabilitě sítě mohli podílet i samotní odběratelé. Již v současnosti se prosazuje koncept tzv. agregátoru flexibility, což je sdružení odběratelů elektřiny se schopností přesunout svoji spotřebu na období, kdy nebude síť nadměrně přetížena. V této souvislosti se používá nový pojem „prosumer“, což je spotřebitel a zároveň výrobce elektrické energie, který nevyrábí jen pro vlastní spotřebu, ale v případě potřeby dodává do sítě, k níž je připojen. Naopak při nedostatku vlastní vyrobené elektřiny odebírá prosumer energii ze sítě. [9]

Chytré sítě by měly snížit četnost přerušení dodávek a zvýšit kvalitu elektrické energie zejména stabilitou hladiny napětí a frekvence. Míru zvyšování kvality elektřiny stanovuje Energetický regulační úřad pomocí ukazatelů nepřetržitosti. Jedná se zejména o parametr SAIDI, který představuje průměrnou souhrnnou dobu trvání přerušení dodávky elektřiny u jednoho zákazníka za rok, a parametr SAIFI, jenž udává průměrnou četnost přerušení distribuce elektřiny u jednoho zákazníka za rok. Dále se určuje parametr CAIDI, který udává poměr mezi SAIDI a SAIFI a vyjadřuje průměrnou dobu trvání jednoho přerušení dodávky elektrické energie u zákazníka za rok. V budoucnu se pravděpodobně bude vyhodnocovat také parametr MAIFI, který představuje průměrný počet krátkodobých přerušení dodávky elektřiny u zákazníka. Tato přerušení se v současné době nevyhodnocují, ale v rámci dokumentu PPDS se počítá i s vyhodnocováním krátkodobých přerušení, což jsou přerušení trvající méně než tři minuty. Všechny tyto parametry jsou pro každého provozovatele distribuční soustavy nastaveny individuálně a z ERÚ je na všechny provozovatele vyvíjen tlak na snižování hodnot těchto parametrů. [9]

Realizace výstavby chytrých sítí bude probíhat v několika etapách v rámci celé řady projektů. V první řadě se musí schválit kvalitní legislativa, která bude efektivněji a hlavně rychleji prosazovat nové technologie do praxe. Dále bude od roku 2021 zkrácen interval měření a vyhodnocování odchylek z dnešních 60 minut na 15 minut za účelem lepší regulace sítě. V distribučních trafostanicích 22/0,4 kV bude zavedeno měření kvality jalové energie pomocí univerzálních monitorů NN. Doporučuje se měřit výkon a energii v každé fázi zvlášť, nikoli součtově ve všech fázích najednou. S budoucím rozvojem fotovoltaických elektráren bude potřeba vyřešit jejich integraci do elektrizační soustavy. Jako vhodné řešení se podle zahraničních zkušeností jeví vybavit FVE akumulátorem. Bude se muset ovšem stanovit optimální poměr výkonu FVE a kapacity baterie a navrhnout způsob řízení provozovatelem distribuční soustavy. Další projekt se zabývá implementací 8500 dálkově ovládaných spínacích prvků na venkovní vedení VN do roku 2025. Jedná se především o reclosery (REC), což jsou plnohodnotné vypínače vybavené ochranami a automatikou opětovného zapnutí. Dále to budou dálkově ovládané úsekové spínače (DOÚS), které umožní signalizaci poruchových stavů a měření provozních veličin, jako je napětí, proud, činný a jalový výkon. Nutnou součástí chytrých sítí taktéž bude dostatečně rychlá, robustní a spolehlivá telekomunikační infrastruktura, která bude zajišťovat přenos dat ze všech napěťových úrovní. V neposlední řadě bude nutné vyřešit akumulaci přebytků elektřiny z OZE. Řešením by mohly být technologie „Power to Heat“ a „Power to Gas“, které by pomocí tepla či plynu vyřešily potřebu sezonního ukládání přebytečné energie z OZE. [9]

Nutnou součástí budování chytrých sítí bude také kompenzace kapacity v DS, která ovlivňuje toky jalových výkonů v ES ČR. Zvyšování hodnoty kapacitní složky je dáno nárůstem kabelizace sítí na všech napěťových hladinách a v zástavbách. Kompenzaci kapacity by měla v první fázi zajistit instalace dalších kompenzačních prvků v přenosové soustavě a následně lepší koordinace provozu, komunikace a spolupráce mezi PS a DS. Pro nově připojené zdroje do DS budou nastaveny podmínky tak, aby bylo možné snížit dodávku jalového výkonu, čímž by zdroje podporovaly chod a stabilitu celé sítě. Účelem řízení zdrojů je zajistit řízení toků jalové energie ve všech předávacích místech mezi soustavami a pokud možno, aby přetoky jalových výkonů byly minimální. Vyřešit by to měla tzv. autonomní $Q(U)$ charakteristika zdroje, která vyjadřuje závislost jalového výkonu na napětí. Touto charakteristikou lze regulovat velikost i charakter odebírané jalové energie. Zdroj by měl při odlehčení sítě odebírat induktivní jalový výkon a naopak při velkém zatížení by měl induktivní jalovou energii do sítě dodávat. [9]

1.3.1 Chytré sítě (Smart grids)

Pod pojmem chytrá či inteligentní síť, který se dá do angličtiny přeložit jako smart grid, se skrývá moderní způsob dodávky elektrické energie. Tuto síť si můžeme představit jako kombinaci běžné elektrické sítě, jakou v dnešní době používáme, a inteligentních digitálních komunikačních technologií, které umožňují obousměrný tok informací a údajů o aktuální spotřebě elektřiny u koncového odběratele. Základem těchto sítí budou inteligentní měřicí zařízení elektrické energie v domácnostech a ve firmách. Díky datům z těchto přístrojů budou elektrárny schopny lépe předpovídat období špičkové poptávky, odhadovat spotřebu energie a budou moci lépe regulovat výrobu elektřiny snížením či zvýšením výkonu dané elektrárny. V případě velkého zatížení může dokonce inteligentní systém doporučit zákazníkům, aby snížili spotřebu elektrické energie. [10], [11], [12]

Tyto sítě budou pomocí on-line monitorování, analýzy a řízení snižovat spotřebu a náklady na výrobu elektrické energie. Zvýší odolnost systému a umožní lepší připravenost na mimořádné události, jako jsou zemětřesení, velké sluneční erupce, silné bouře nebo teroristické útoky. Dále zlepší účinnost přenosu, zajistí distribuci optimálního množství elektřiny a zároveň minimalizují ztráty způsobené tokem výkonu po vedení. V neposlední řadě též budou zvyšovat celkovou spolehlivost a bezpečnost dodavatelského řetězce. Pomocí automatizace bude chytrá síť schopna poskytovat energii z mnoha široce distribuovaných zdrojů, jako jsou větrné turbíny, solární systémy a v budoucnu možná také i z plug-in hybridních elektrických vozidel. [10], [11], [12]

Chytré sítě umožní zákazníkovi mít jasný a dokonalý přehled o aktuální spotřebě elektrické energie. V přehledném a kdykoliv dostupném grafu jednoduše zjistí, kolik elektřiny v jakém období spotřeboval a jaké na ni měl náklady. V kombinaci s aktuálními cenami bude moci odběratel ušetřit tím, že nakoupí a spotřebuje méně energie, když je drahá vlivem nárazové výroby elektřiny ze solárních či větrných elektráren, nebo že bude používat spotřebiče s nízkou prioritou, jakými jsou například pračka, myčka, nebo ohřev vody. [11]

Mezi zařízení, které budou dělat sítě inteligentními, patří následující chytré prvky:

Inteligentní spotřebiče jsou schopny spotřebovávat elektřinu podle předem nastaveného programu. Toto opatření může vést k snížení špičkového zatížení a vyrovnaní odběru energie v denním diagramu zatížení.

Inteligentní měřiče výkonu automaticky sbírají data o toku výkonů v síti, detekují poruchy na zařízeních a rychleji posílají servisní posádky na přesné místo.

Inteligentní rozvodny pomocí systému WAMS monitorují veškerá data, jako například stav napájení, účinník výkonu, jištění, zabezpečení či stav transformátoru. Ta se vyhodnocují a slouží k predikci stavu sítě a rovnoměrného rozložení toku výkonu po vedení.

Super vodivé kabely s tekutým dusíkem se využívají k přenosu energie na velmi velké vzdálenosti. Jsou schopny detekovat svá vlastní poškození a na základě on-line dat o počasí a historii výpadků dokonce předpovídat poruchu.

Jednotky pro měření fázoru (PMU) se používají k měření elektrických vln na vedení. Pomocí synchronizace času lze najednou měřit i více vzdálených míst v síti v reálném čase.

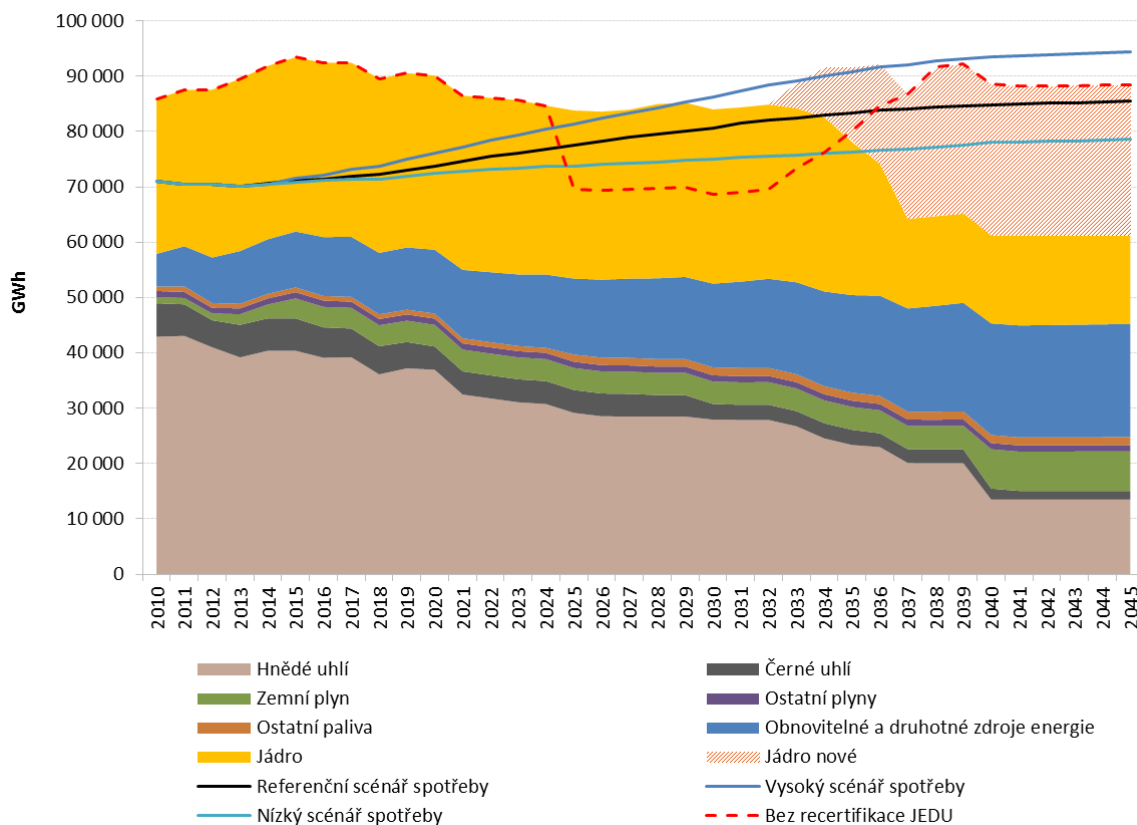
Integrovaná komunikace musí být velmi rychlá, aby dokázala přenášet data v reálném čase. Používá se například technologie BPL, PLC či systém SCADA. [10]

Chytré sítě mají mnoho výhod, kterými jsou například lepší integrace malých decentrálních, zejména obnovitelných, zdrojů energie, větší vyrovnanost mezi nabídkou a poptávkou elektrické energie, rychlejší obnova elektřiny po výpadku proudu nebo snížení emisí uhlíku do ovzduší. Tyto sítě mají ovšem také nevýhody a tou největší je bezpečnost a ochrana osobních údajů. Automatická inteligentní měřicí zařízení zajišťující komunikaci mezi poskytovatelem elektřiny a zákazníkem mohou být lehce napadnuta a hackeři by mohli ovládat napájení jedné budovy, nebo dokonce celé čtvrti ve městě. [10]

Celý systém vytváření, instalace a testování inteligentních sítí bude trvat několik let. V následujícím desetiletí si obnova sítí vyžádá obrovské investice do infrastruktury a nových zařízení. Předpokládá se, že až bude kompletně dokončena rekonstrukce stávajících sítí, ty chytré přinesou stejnou technickou revoluci, jakou byl v devadesátých letech minulého století rozmach internetu. [11], [12]

2 Vývoj spotřeby elektrické energie v ČR

V České republice se za rok 2018 spotřebovalo 73,9 TWh elektrické energie a její spotřeba stále stoupá. V rámci vypracování SEK byl připraven nízký, referenční a vysoký scénář spotřeby elektřiny, které jsou společně s výrobou zobrazeny na následujícím obrázku.



Graf 2: Vývoj produkce a spotřeby elektrické energie v ČR [13]

Z grafu je patrné, že do roku 2040 se počítá s velkým útlumem těžby hnědého uhlí a odstavením jaderné elektrárny Dukovany. Oproti tomu se po roce 2030 počítá s postupným spouštěním nových jaderných zdrojů na našem území.

Předpokládá se, že domácnosti budou postupně přecházet z elektrického vytápění a přípravy TUV na tepelná čerpadla a tuhá paliva budou nahrazena zemním plynem. Z důvodu vyšší energetické efektivity budov vlivem zateplování bude docházet k snížení množství energie potřebné pro chod domácnosti. Bude také klesat spotřeba elektřiny na osvětlení díky modernější a úspornější LED technologii. Navzdory tomu, že spotřeba v zařízeních typu vzduchotechnika, klimatizace apod. poroste, měrná spotřeba energie na jednu domácnost bude klesat, a to především v důsledku zvyšování účinnosti všech spotřebičů. [4]

V dopravě je hlavním cílem snižování spotřeby paliva a taktéž emisí výfukových plynů způsobujících skleníkový efekt. Rovněž je kladen důraz na snižování spotřeby ropných produktů ve prospěch alternativních pohonů, kterými jsou například stlačený zemní plyn ve formě CNG, vodík či elektřina. I přesto se ale očekává, že i v roce 2040 bude ropa dominantní zdroj paliva pro dopravu, a to až z 66 % celkové spotřeby energie v tomto odvětví. Předpokládá se, že počet automobilů, zejména těch osobních, do roku 2025 poroste a poté by měl stagnovat či mírně klesat. [4]

Konečná spotřeba energie se zjišťuje na vstupu do spotřebičů, ve kterých se energie přemění na finální užitečný efekt, kterým může být například roztočení hřídele motoru či rozsvícení žárovky. Nepatří sem ta, která se spotřebovává na výrobu jiné formy energie s výjimkou druhotných zdrojů energie, což jsou zdroje vzniklé lidskou činností. Konečná spotřeba energie v České republice bude v následujících desetiletích víceméně konstantní. Oproti tomu celková spotřeba elektřiny bude i nadále stoupat. Největší nárůst je předpokládán díky automatizaci a mechanizaci u velkoodběratelů a maloodběratelů s výjimkou domácností. V oblasti ztrát na vedeních se předpokládá stagnace a ve vlastní spotřebě dokonce mírný pokles. Grafy vývoje a struktury spotřeby energie a elektřiny v České republice jsou uvedeny v přílohách A, B. [4]

Co se týče ceny elektřiny do roku 2030, bude hlavně záviset na tom, jakým způsobem bude financována podpora OZE. Po roce 2030 se vliv poplatků za OZE bude snižovat. Další vliv na cenu elektřiny má obnova a rozvoj přenosové soustavy současně se snižováním nákladů na zajišťování systémových služeb. Vlivem implementace inteligentních sítí, rozvoje distribuční soustavy a akumulace vzroste po roce 2020 tzv. regulovaná složka ceny elektřiny. Neregulovaná složka ceny úzce souvisí s vývojem cen emisních povolenek, které povolují vypouštět jednu tunu oxidu uhličitého po určité období. Předpokládá se, že emise CO₂ ze spalovacích procesů poklesnou do roku 2040 na 57 % emisí, které byly vypouštěny do ovzduší v roce 2000. Je to dáno především směrnicí o průmyslových emisích a také přechodem na výrobu elektrické energie z jiných zdrojů, než je uhlí. Vzhledem k mezinárodním závazkům EU v ochraně klimatu může též po roce 2040 dojít k prudkému snížení emisí z důvodu přechodu na elektromobilitu, útlumu využívání uhlí a zavedení technologie CCS, která slouží ke snížení produkce CO₂ z elektráren a tepláren. Princip této metody spočívá v zachycení plynu před spálením, kdy se palivo nejprve zplyňuje při vysoké teplotě nebo po spálení z odpadních plynů. Následně se odebraný plyn za vysokého tlaku a v podstatě v kapalném stavu uskladní pod zem do hloubky větší než 800 m. Tato metoda je velmi nákladná a na území České republiky se zatím nepoužívá. [4], [14], [15]

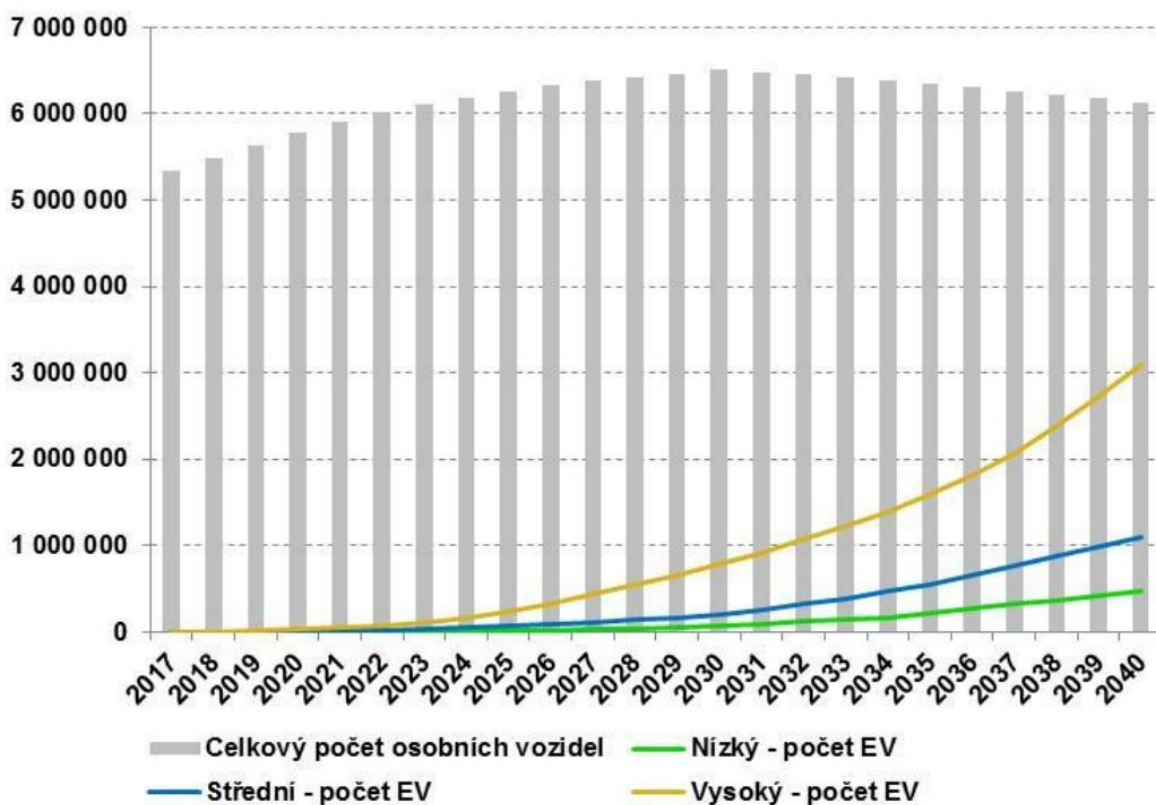
3 Vývoj počtu elektromobilů v ČR

Elektromobilita je v České republice stále ještě na počátku svého rozvoje a dramatický vzestup se očekává v následujících desetiletích. Ke konci roku 2019 bylo v ČR registrováno kolem 15 000 osobních elektromobilů a s přípravou potřebné legislativy, rozvojem dobíjecí infrastruktury a rostoucí nabídkou jednotlivých vozidel se toto číslo bude výrazně zvyšovat. Mezi klíčové faktory, které ovlivňují rozvoj elektromobility u nás, patří především předpokládaný pokles ceny vozů a větší dostupnost obyvatelům, dobíjecí infrastruktura, která nebude řidiče omezovat v plánování svých cest, a také zlepšování parametrů vozidel, kterými jsou například dojezd nebo komfort. Dále sem patří i vývoj konkurenčních způsobů přepravy, jiných alternativních paliv a také vnější faktory jako je daňová, emisní a poplatková politika, bezplatné parkování nebo možnost vyhrazených jízdnicíhů pro elektromobily. V neposlední řadě by na rozvoj elektromobility v Čechách mohly mít vliv dotace na nákup ekologického vozidla a výstavbu sítě dobíjecích stanic. [9], [16]

Jednou z hlavních charakteristik elektromobilu je kapacita baterie související s dojezdem vozidla. V reálném provozu ovšem nelze využívat baterii od 0 % do 100 %, a proto se také udává tzv. využitelná kapacita baterie, kterou lze použít k přeměně na pohybovou energii. Druhým atributem charakterizujícím vlastnosti elektromobilu je maximální nabíjecí výkon, který se liší při dobíjení střídavým nebo stejnosměrným proudem. Při použití střídavého proudu jsme omezeni výkonem integrovaného dobíjecího zařízení v elektromobilu a při použití stejnosměrného proudu jsme limitováni ochranou baterie vozidla. Platí, že vozidla s větší kapacitou baterie umožňují dobíjení větším výkonem. [16]

S růstem počtu elektromobilů budou souviset zvýšené nároky na dostupnost potřebného nabíjecího výkonu. Ten by v případě potřeby a za určitých podmínek mohl poskytnout i elektromobil připojený do sítě. Fungovalo by to na principu zpětného toku energie, kdy by elektromobil nebyl nabíjen, ale naopak procesem vybíjení by poskytoval kapacitu své baterie dobíjecí soustavě, která by v tu chvíli neměla k dispozici dostatečný výkon například pro nabíjení vozidla v jiné dobíjecí stanici. V prvním čtvrtletí roku 2020 bylo na území České republiky necelých 500 veřejně dostupných nabíjecích stanic. Jedná se o rychlodobíjecí stanice s výkonem nad 22 kW umístěvané u obchodních center a podél dálnic a o stanice s dobíjecím výkonem do 22 kW, které se umísťují u odstavných ploch, parkovišť a v rámci soukromých pozemků. Do poloviny roku 2023 Ministerstvo dopravy očekává výstavbu dalších 500 rychlodobíjecích stanic tvořících páteřní síť a 400 doplňujících pomalých stanic tvořících regionální síť. [9], [16]

Podle středního scénáře, který vychází z dokumentu NAP CM, se očekává, že v roce 2040 bychom v ČR mohli mít registrováno přes 630 000 čistě elektrických vozidel, a pokud k tomu připočteme i plug-in hybridní vozidla s kombinací elektromotoru a spalovacího motoru, mohlo by být na našem území za 20 let až 1 milion automobilů šetrných k životnímu prostředí. Při uvažování scénáře nízkého, ve kterém je růst časově o 5 let posunut za středním scénářem, se na počátku roku 2040 očekává asi 230 000 registrovaných elektromobilů a necelých 470 000 vozidel se započtením plug-in hybridů. Byl vytvořen i vysoký scénář, který předpokládá až 3 miliony osobních ekologických vozidel, ale osobně si myslím, že je to velmi ambiciózní cíl, který se s největší pravděpodobností neuskuteční. Podle středního scénáře se v roce 2040 očekává asi 1500 elektrických autobusů MHD, přes 10 000 elektrických nákladních automobilů a necelých 74 000 LUV s elektromotorem. [16]



Graf 3: Předpokládaný vývoj počtu osobních elektromobilů v ČR [16]

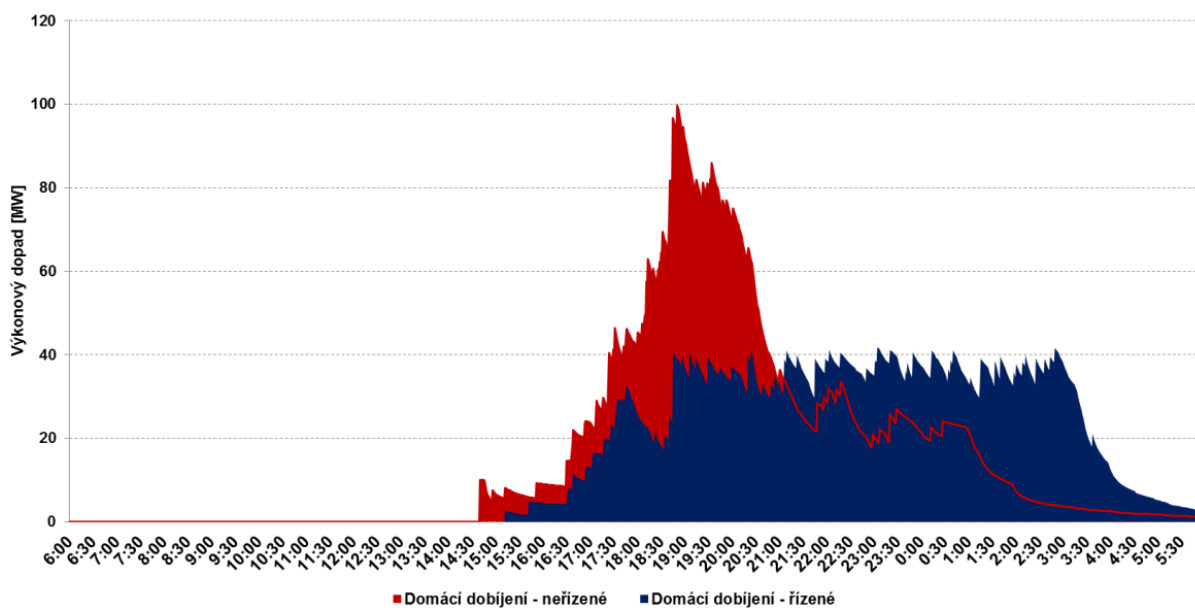
Na předchozím obrázku je znázorněn budoucí vývoj počtu osobních elektromobilů v České republice. Šedou barvou je naznačen celkový počet registrovaných vozidel, z kterého je vidět, že zhruba do roku 2030 množství automobilů poroste až k hodnotě 6,5 milionu a poté se bude postupně snižovat. Barevně jsou pak rozlišeny předpokládané nárůsty počtu elektromobilů podle jednotlivých scénářů. V přílohách C, D, E je dále vyobrazen predikovaný počet LUV, autobusů MHD a nákladních automobilů (NA).

S rozvojem elektromobility lze už po roce 2025 očekávat výrazné výkonové dopady na distribuční síť a zároveň i na přenosovou soustavu. Prudký nárůst okamžitého odebraného výkonu dobíjecími stanicemi bude mít dopad hlavně na stabilitu, řízení a regulaci celé elektrizační soustavy ČR. Předpoklady potřebného výkonu k nabití elektromobilů během dne vycházejí z typových diagramů nabíjení (TDN), které se liší podle toho, jestli je elektromobil nabíjen v domácnosti, zaměstnání, nebo na veřejných dobíjecích stanicích. [9], [16]

Tvorba TDN vychází ze spotřebované energie k dobití elektromobilu a ta se určuje z odhadu denního počtu najetých kilometrů. V současné době se průměrná hodnota najetých kilometrů v ČR pohybuje okolo 32 km/den a odebraná energie v rozmezí 3–4 kWh. Spotřeba běžného osobního elektromobilu se udává okolo 20 kWh/100 km. Dále se určí typ dobíjení a v návaznosti na něj příkon veřejné či neveřejné dobíjecí stanice. Rozdělení dobíjecích stanic je uvedeno v příloze F. Následně se také musí brát v úvahu kapacita baterií elektromobilů. S výjimkou vozidel značky Tesla, které disponují kapacitou baterií až 90 kWh, se velikosti baterií v dnešní době pohybují běžně okolo 30 kWh s tím, že do budoucna by se měly kapacity zvyšovat cca o 2 kWh za rok. Tudiž v roce 2040 by baterie měly mít kapacitu v rozmezí 60–80 kWh. U plug-in hybridních vozidel se kapacity baterií pohybují okolo 10 kWh a do budoucna by se měly zvyšovat o 1 kWh za rok. Předposledním aspektem při vytváření TDN je čas zahájení nabíjení. Zde musíme rozlišovat, zda se jedná o domácí či firemní nabíjení, a u stanic v zaměstnání, zda se budou nabíjet vozidla zaměstnanců či firemní elektromobily. Veřejné stanice se potom rozdělují na pomalé + komerční a na rychlé dobíjecí stanice pro vozidla s větším nájezdem kilometrů z den. Na závěr se také musí brát v úvahu dobíjecí charakteristika akumulátorů. Ta se liší v závislosti na výrobní technologii akumulátorů, ale obecně se dá říci, že do 80 % kapacity se baterie dobíjí 100% nabíjecím výkonem a poté křivka klesá k tzv. udržovací fázi dobití. Příklady typových diagramů nabíjení pro osobní elektromobily v rámci středního scénáře jsou uvedeny v přílohách G, H, I. [16]

Jednou z možností, jak omezit nárazové odběry velkých výkonů a snížit tak dopady na ES ČR, by mohla být cenová motivace, která by přiměla zákazníky nabíjet své elektromobily například v noci, kdy je nízký odběr elektriny, nebo během dne při přebytku elektrické energie vyrobené z OZE. Druhou možností je použití řízeného hromadného nabíjení využívajícího tzv. chytré dobíjení. Jedná se o technologii, která pomocí vzájemné komunikace mezi dobíjeným vozidlem, dobíjecí stanicí a nadřazenou elektrizační soustavou umožní rozložit nabíjecí cyklus do delšího časového úseku nebo regulovat velikost

aktuálního nabíjecího výkonu. Níže uvedený obrázek zobrazuje možný průběh dobíjení skupiny elektromobilů. Červeně je znázorněno neřízené dobíjení, při kterém se elektromobil začne dobíjet ihned po připojení k nabíjecí stanici. Modrá barva vykresluje TDN při použití chytrého dobíjení a z grafu je patrné omezení výkonové špičky rozložením odběru v čase. Při použití tohoto opatření je zároveň dodržen požadavek uživatelů na plné dobití elektromobilu v 6 hodin ráno následujícího dne. [16]



Graf 4: Ilustrace dopadu použití chytrého dobíjení na TDN [16]

4 Vývoj decentrálních zdrojů v ČR

Decentrálními zdroji (DECE) elektrické energie v České republice jsou označovány všechny zdroje, které jsou připojeny do distribuční sítě na hladiny vysokého a nízkého napětí. Jedná se především o OZE, mezi které patří fotovoltaické elektrárny na střechách domů, větrné elektrárny, nebo malé vodní elektrárny. Dále mezi DECE můžeme zahrnout mikrokogenerační jednotky na zemní plyn, spalování biomasy, či bioplynové stanice. Tyto zdroje disponují výrazně nižším instalovaným výkonem oproti velkým výrobním blokům tepelných a jaderných elektráren. [17]

V České republice se s větším využíváním decentrálních zdrojů elektřiny začalo po roce 1989, do té doby se využívaly pouze jako doplněk ke klasické centrální energetice. Rozvoj DECE, který je umožněn nižší cenou výrobních technologií a vyšší účinností přeměny energie, je zároveň nutný vzhledem k plnění závazků na snižování emisí skleníkových plynů vůči Evropské unii. Od roku 2008 stoupl instalovaný výkon solárních elektráren

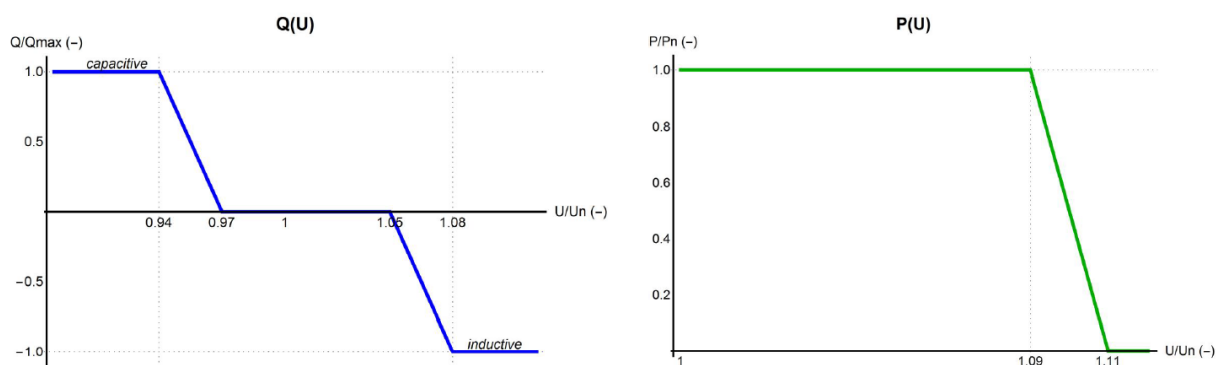
šestinásobně, výkon bioplynu desetinásobně, výkon biomasy se od roku 2002 zdvojnásobil a instalovaný výkon větrných elektráren vzrostl od roku 2003 na stonásobek. Zásadním milníkem se stal rok 2005, kdy začala cílená podpora státu pro OZE a KVET. V současnosti je podle ERÚ decentrální výroba definována jako produkce elektřiny z výroben připojených do jiné než přenosové soustavy, a to především na straně obyvatelstva a malých firem, u kterých mají největší potenciál fotovoltaické elektrárny a mikrokogenerace. [17], [18]

V období mezi lety 2008 a 2011, které se dá považovat za počátek mohutné decentralizace v ČR vlivem rozvoje drobných zdrojů, nastal boom fotovoltaických elektráren způsobený nepřiměřenou finanční podporou pro tyto zdroje a zároveň státem garantovanou výkupní cenou na veškeré vyrobené množství elektrické energie. V dnešní době už je mnohem výhodnější vyrobenou energii spotřebovat přímo v místě výroby, neboť výkupní ceny za elektřinu dodanou do místní rozvodné sítě jsou poměrně nízké. Při přebytku vyrobené elektrické energie se mohou využít tzv. hybridní fotovoltaické elektrárny označované jako grid-free systémy určené k eliminaci odběru elektřiny ze sítě. Solární panely v době, kdy vyrábí větší množství energie, než je okamžitá spotřeba rodinného domu, nedodávají elektřinu přímo do sítě, ale nabíjejí akumulátorové baterie, které potom dodávají elektřinu v době, kdy dodávka z FVE nepokrývá celou spotřebu RD. Výhodou tohoto systému je také zajištění napájení při výpadku dodávky elektřiny během živelných katastrof. Pro provoz těchto systémů není nutné povolení distribuční společnosti, protože grid-free systémy nijak neovlivňují vnější síť. Na konci roku 2018 bylo podle dat ERÚ v provozu 2,06 GW instalovaného výkonu FVE na všech napěťových hladinách a do roku 2040 by měly být 4 GW výkonu jen na hladině NN. [17]

Mikrokogenerační jednotky jsou založeny na principu společné výroby elektřiny a tepla a v současné době jsou spíše ve fázi vývoje. Nejběžnějším palivem těchto jednotek je plyn a z hlediska technologie se dají rozdělit do čtyř skupin. Nejčastěji používané jsou jednotky s plynovými spalovacími motory a jednotky se Stirlingovým motorem. Dále se dají použít i jednotky s plynovými mikroturbínami nebo palivovými články. Ve větších rodinných a bytových domech lze provozovat mikrokogenerační jednotky na zplynování biomasy v kombinaci se spalovacím nebo Stirlingovým motorem. Nicméně ekonomická výhodnost těchto systémů je velmi malá, a proto se zatím moc nepoužívají. [17]

I když se do budoucna předpokládá, že ekonomická efektivnost OZE poroste, rozvoj decentrální výroby svým potenciálem v nejbližších desetiletích plně nenahradí stávající výrobu konvenčních zdrojů. Podle studie EGÚ Brno mohou DECE založené na OZE v roce 2050 pokrýt maximálně 50 % tuzemské poptávky po elektřině. [9], [17]

Rozvoj decentrální výroby elektřiny bude mít samozřejmě dopad na elektrizační soustavu v ČR. Kvůli velké integraci DECE do DS bude nutné zavést kompletní dispečerské řízení až na nejnižší napěťovou hladinu. Zvýší se nároky na flexibilitu sítě a potřeba rezervního výkonu v soustavě. V současnosti je odběr výkonu zákazníky řízen pouze stanovením mezí odebíraného výkonu. Vzhledem k omezeným možnostem skladování elektřiny nutnou rovnováhu mezi výrobou a spotřebou v dnešní době zajišťují velké centrální, ale i větší decentrální zdroje. Do budoucna se však na udržení rovnováhy budou muset podílet i malé DECE v českých domácnostech. Mimo to se řízení dodávky elektřiny do sítě bude využívat pro redispečink, což je změna rozložení výkonových toků po vedení, řízení ztrát atd. Neméně důležitou funkcí bude také regulace napětí, která se v dnešní době provádí pasivními prvky, jako jsou kompenzační zařízení a přepínání odboček transformátorů. V budoucnu se k řízení velikosti napětí bude využívat změna dodávky jalového výkonu jednotlivých zdrojů pomocí tzv. autonomní charakteristiky. Příklad těchto charakteristik je uveden na následujícím obrázku. [9], [17], [19]

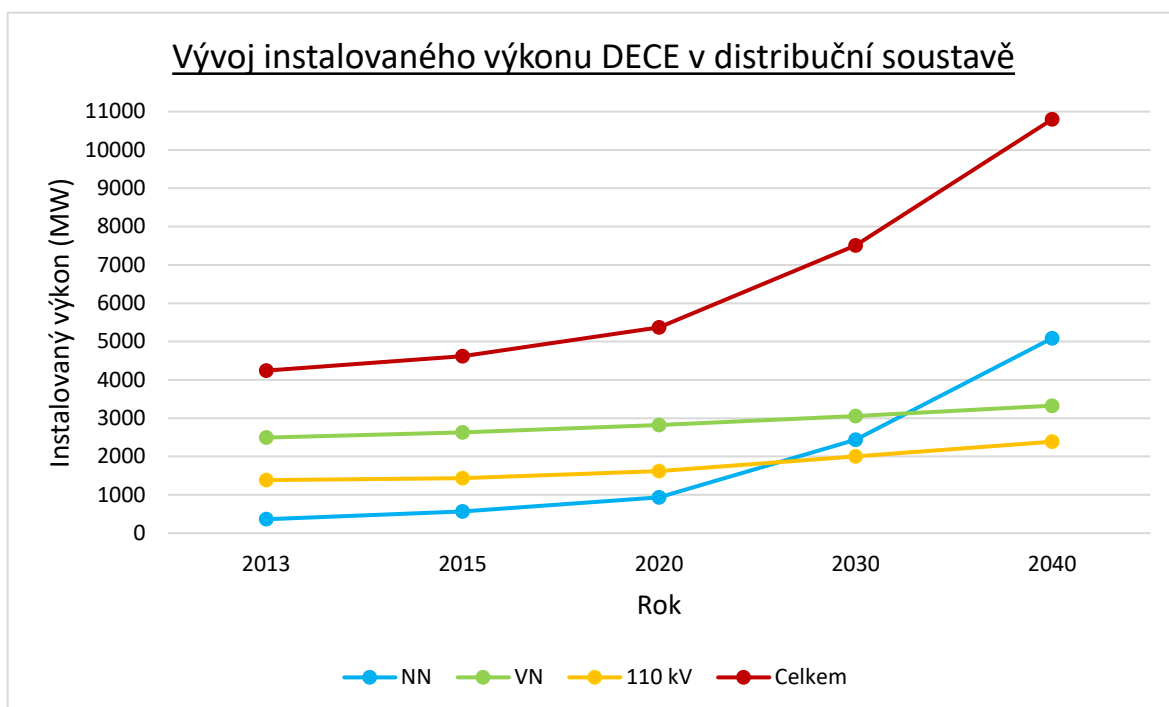


Obr. 1: Autonomní regulační charakteristiky v síti ČEZ Distribuce [19]

Obě regulační charakteristiky mají za úkol měnit jalový nebo činný výkon zdroje v závislosti na napětí v místě připojení. Při napětí blízkém jmenovité hodnotě pracuje výroba podle $Q(U)$ charakteristiky s neutrálním účínkem. Při vyšším napětí pracuje zdroj v induktivním režimu a snaží se napětí v síti snižovat. Naopak při poklesu napětí výroba přejde do kapacitního režimu a snaží se napětí v síti zvýšit. V obou režimech je vyžadován účíník minimálně 0,9. Pokud se napětí v síti zvyšuje i přes maximální využití $Q(U)$ funkce, aktivuje se snižování dodávaného činného výkonu podle $P(U)$ charakteristiky. Ovšem tato funkce by se neměla používat příliš často i s ohledem na omezení vyráběné energie a měla by sloužit pouze jako mezní opatření k udržení parametrů kvality napětí. [19]

Jednotlivé poměrné hodnoty uvedené v grafech odpovídají pouze společnosti ČEZ distribuce. Ostatní provozovatelé distribučních soustav mohou mít hodnoty nastavené jinak.

Největší rozvoj se očekává u decentrálních zdrojů v místě spotřeby připojených na hladinu NN. Do roku 2040 se na této hladině předpokládá až 1,3 milionu zdrojů, ze kterých budou dominovat FVE a mikrokogenerační jednotky. Podmínky pro připojení DECE k síti jsou uvedeny v příloze 4 dokumentu Pravidla provozování distribučních soustav. Nejdůležitějším kritériem pro připojení mikrozdroje k DS je to, aby odchylka napětí od jmenovité hodnoty v místě připojení nebyla větší než 3 % na hladině NN a 2 % na VN. V následujícím grafu je znázorněn vývoj a predikce instalovaného výkonu decentrálních zdrojů elektrické energie připojených do distribuční soustavy. Z grafu je patrné, že by instalovaný výkon na hladině NN v roce 2040 mohl přesáhnout 5 GW. [17]



Graf 5: Vývoj instalovaného výkonu DECE v distribuční soustavě [autor]

Se zvyšováním instalovaného činného výkonu vlivem vyšší integrace decentrálních zdrojů do distribuční soustavy souvisí také kolísání frekvence a zvýšené nároky na stabilizaci v požadovaných mezích. Povolená odchylka frekvence od jmenovité hodnoty 50 Hz je maximálně v rozmezí $\pm 0,2$ Hz. Při frekvenci nižší než 49 Hz dochází k tzv. systémovému automatickému frekvenčnímu odlehčování (SAFO), při kterém provozovatel distribuční soustavy odepíná části vývodů na hladině VN, aby snížil odběr elektrické energie. Pokud by ovšem v tomto vývodu byl připojen i nějaký decentrální zdroj, dojde vypnutím vývodu k odpojení i této výroby a tím ke snížení účinnosti SAFO. Bude tedy nutné vymyslet a realizovat určité opatření, které zajistí, že i po roce 2030 bude SAFO pracovat s maximální účinností a objem odepínané výroby bude minimální. [9]

5 Druhy opatření k lepší regulaci sítě a navyšování kapacity přenášeného výkonu po vedení

Mezi nejběžnější způsoby, jakými lze zvýšit kapacitu přenášeného výkonu po vedení, patří zvyšování průřezu vodičů, kabelizace venkovních elektrických vedení či výměna napájecího transformátoru za jiný s větším jmenovitým výkonem. Každá metoda má své výhody a nevýhody.

Zvětšením průřezu vodičů získáme lepší napěťové poměry, nehrozí tak častá přepětí a sníží se ztráty na vedení. Vodiče se tolik nezahřívají a u kabelových vedení nedochází k rychlé degradaci izolace. Při zvyšování průřezu a tím také hmotnosti venkovního vedení musíme zkontrolovat stávající stožáry na únosnost nové linky a v případě potřeby stožáry vyměnit. Při výměně kabelového vedení musíme stávající kabel vykopat, čímž se celý proces prodražuje.

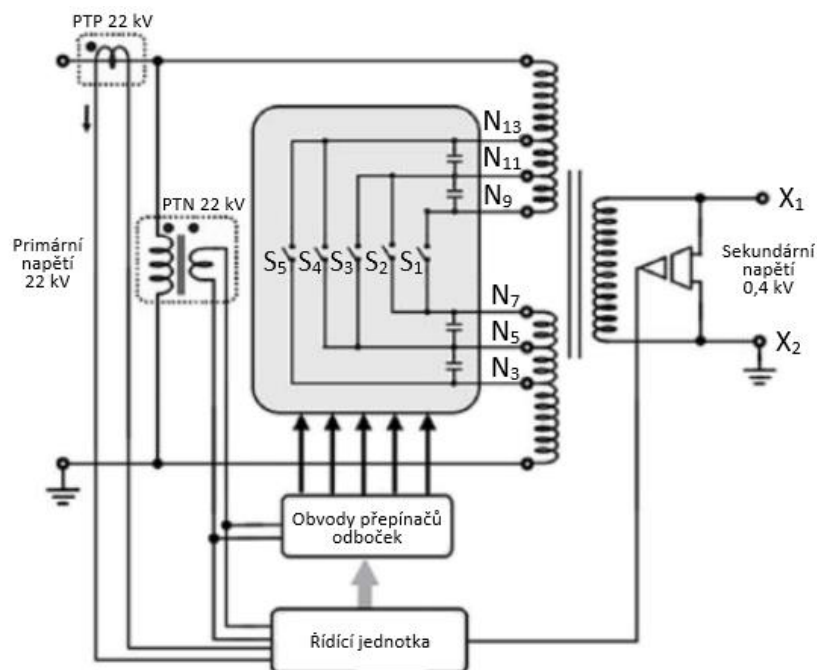
S tím souvisí kabelizace venkovních vedení, při které se výkopovým pracím taktéž nevyhneme. Na hladině NN je cena kabelového vedení srovnatelná s vedením venkovním, ale na hladině VN je kabelové vedení zhruba čtyřikrát dražší a na hladinách VVN dokonce až desetkrát dražší než venkovní vedení. S kabelizací sítě rovněž roste kapacitní reaktance a tím také kapacitní proud při poruchách na vedení VN. Kapacitu můžeme ovlivnit pouze délkou vedení, tedy rozlohou celé distribuční sítě. Snížení kapacity lze provést vybudováním více elektrických stanic a rozčleněním celé soustavy na několik menších zvlášť provozovaných úseků. Pozitivním přínosem kabelových vedení je jejich kapacitní charakter, který do jisté míry pomáhá kompenzovat induktivní výkon přenášený po vedení. Nespornou výhodou kabelových sítí je menší poruchovost při provozu a lepší estetický dojem, protože nejsou vidět a neruší tak ráz krajiny.

Výměna transformátoru v distribuční stanici je asi nejjednodušší a nejrychlejší ze zmiňovaných možností. Při zachování stejné hodnoty napětí nakrátko zvýšením jmenovitého výkonu transformátoru snížíme jeho reaktanci a zároveň zvýšíme zkratový proud a výkon při poruše. To znamená, že musíme celou síť opět přepočítat a zkontrolovat na zkratové poměry. Výměna transformátoru je poměrně drahá záležitost. Moderní transformátory mají mnoho ochranných systémů a čidel, což jejich cenu ještě zvyšuje. Pokud bychom chtěli jemnější regulaci sekundárního napětí, musíme pořídit dražší transformátor s více odbočkami. Zároveň pokud vyžadujeme regulaci napětí změnou odboček bez nutnosti odpojení transformátoru od sítě, je nezbytné do soustavy nasazovat OLTC transformátory, o kterých pojednává následující kapitola.

5.1 OLTC transformátor

Pojmem OLTC transformátor (On Load Tap Changer) jsou označovány speciální transformátory, které umožňují přepínání odboček v zatíženém stavu. Tyto transformátory se v současnosti běžně používají na hladinách VVN a ZVN, ale v budoucnu se začnou využívat i na hladinách VN a NN z důvodu vyšší integrace decentrálních zdrojů do distribuční soustavy a zvýšeného požadavku na častější regulaci napětí.

Existují dva typy OLTC transformátorů. U starších transformátorů byla změna odboček prováděna pomocí elektromechanických přepínačů, které způsobovaly oblouky na kontaktech a docházelo k rychlé degradaci kontaktů a izolačního oleje. Z tohoto důvodu nedošlo k jejich plošnému nasazení v distribuční soustavě. Transformátory vybavené automatickým elektronickým přepínáním odboček, které lze ovládat dálkově z dispečinku nebo přímo v distribuční transformátorové stanici, jsou levnější a efektivnější než transformátory s elektromechanickými přepínači. Elektronické transformátory zvyšují kapacitu sítě tím, že regulují velikost napětí a OZE mohou dodávat maximální činný výkon. Změna odboček se provádí na straně vyššího napětí, a to hned ze dvou důvodů. Jednak jsou proudy na straně vyššího napětí nižší, a tak celý systém přepínače odboček, kontakty a vodiče nemusí být tak robustní, a jednak se vinutí vyššího napětí navijí zpravidla na vinutí nižšího napětí, a tak je jednodušší udělat vývody do přepínače odboček ze strany vyššího napětí. Principiální schéma OLTC transformátoru s elektronickým přepínačem odboček je znázorněno na následujícím obrázku. [20], [21]



Obr. 2: Schéma elektronického OLTC transformátoru [21] - upraveno

Měření na primární straně se provádí pomocí přístrojových transformátorů proudu a napětí, které snižují hodnoty obou veličin pro vyhodnocovací obvody a řídicí systémy. Základním principem a hlavní podmínkou přepínače odboček je, že se nikdy nenachází v rozpojeném stavu. Je obvykle umístěn v nádobě naplněné plynem SF₆ vně transformátorové nádoby, aby nedocházelo k znečišťování transformátorového izolačního oleje. Přepínání by mělo probíhat co nejrychleji z důvodu eliminace zkratových proudů. Přepínače musí být dimenzovány na stejné napětí, jako je distribuční transformátor, a při změně odbočky se vždy dva tyto přepínače překrývají, aby nedošlo k rozpojení obvodu. Přístrojový transformátor proudu hlídá průchod proudu nulou, což je důležité k omezení proudových rázů a vzniku oblouku mezi kontakty. V okamžiku nulového proudu dává pokyn řídicí jednotce k změně odbočky. Přepínání je realizováno vakuovými spínači, u kterých se udává životnost i přes 1,5 milionu přepnutí. Pokud by spínač přenastavil odbočku transformátoru v průměru pětkrát za den, je jeho životnost více než dostatečná. Sekundární napětí se porovnává s referenční hodnotou nastavenou v ovládacím systému. Tento systém má za úkol držet výstupní napětí v požadovaných mezích a o správnou funkci celého systému se stará mikroprocesor. [21]

OLTC transformátory s mechanickým přepínáním odboček mohou mít dva druhy impedančního obvodu k omezení proudu během změny odbočky. U odporového přepínače se používají dva rezistory, jejichž nevýhodou je velké zahřívání. Druhý typ obvodu přepínače obsahuje reaktor (induktor) s vyvedeným středem. V normálním provozu zátěžný proud není tímto reaktorem nijak ovlivněn, protože je rovnoměrně rozdělen v obou polovinách induktoru a v každé protéká opačným směrem. Při přepínání se jedna polovina odpojí, reaktance se zvětší a vyrovnávací proud se sníží. OLTC transformátory s induktory obsahují čtyři základní prvky:

Volič přepínače mění fyzickou polohu odbočky na transformátoru a stejně jako u elektronických transformátorů nesmí přerušit procházející proud do zátěže.

Reaktory se v obvodu přepínače používají ke zvýšení impedance a omezení proudu vznikajícího v obvodu. Během každého přepnutí dochází k současnemu spojení dvou sousedních odboček a vlivem rozdílu napětí vzniká vyrovnávací proud.

Vakuový spínač vykonává funkci jističe a přerušuje proud v průběhu změny odbočky.

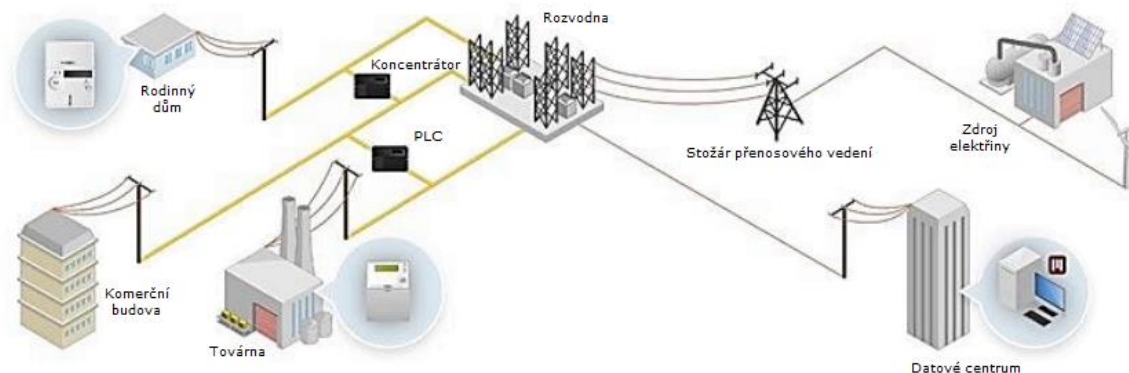
Bypass spínač během přepínání zajišťuje spojení kontaktů, aby nedošlo k přerušení zátěžného proudu. Změna odboček vždy probíhá postupně a není tedy možné z první odbočky přejít rovnou na třetí. Posloupnost procesu je vzájemně blokována, aby se zajistilo, že všechny kontakty budou pracovat vždy ve správném pořadí. [20]

5.2 Inteligentní měřič (Smart metr)

Systém inteligentního měření spotřeby elektřiny u koncových uživatelů je nezbytnou součástí rozvoje chytrých sítí, elektromobility a decentralních zdrojů. Myšlenkou celého systému je na pokyn distributora přesouvání spotřeby zákazníků v čase. Cílem je omezit špičky zatížení sítě a tím vyhladit výkyvy celkového odběrového diagramu. Výsledkem také bude schopnost sítě přijmout větší výkon z DECE než při současné koncepci DS. Výroba z těchto zdrojů by byla ihned pokryta přesunutou spotřebou odběratelů s inteligentním měřením, kteří by k zvýšení či snížení své spotřeby byli motivováni různými odměnami a benefity. Díky tomuto systému bude mít provozovatel DS přehled o aktuální situaci v síti a bude moci lépe řídit výkonové toky v celém jejím rozsahu. [9], [22]

Smart metr je elektronické zařízení umístěné v hlavní rozvodné skříni, které je určeno k zaznamenávání dat, kdy je elektrická energie odběrnými místy spotřebovávána, a umožňuje oboustrannou komunikaci mezi centrálním systémem a měřicí jednotkou. Přenos dat probíhá automaticky v reálném čase nebo v krátkých časových, například patnáctiminutových, intervalech. Po vyhodnocení získaných informací odešle datové centrum určitý pokyn zpět chytrému elektroměru, který následně daný povel vykoná. Zákazník je o všech akcích, změnách a požadavcích sítě informován prostřednictvím speciální webové aplikace či mobilní aplikace ve svém telefonu. [22]

Největším problémem v současnosti je vybudování robustní a dostatečně rychlé komunikační infrastruktury, která by byla schopna přenášet velké množství dat od všech měřicích jednotek do centrálního datového centra. Stávající systém vzájemné komunikace prostřednictvím General Packet Radio Service (GPRS) je pomalu nahrazován systémem, který přenosovou cestu mezi smart metrem a datovým centrem rozděluje na dva úseky. První úsek je mezi inteligentním elektroměrem a tzv. datovým koncentrátorem, což je zařízení, které slouží k spojování dat ze smart metrů v blízkém okolí. Tento úsek je typický svou krátkou vzdáleností a vzhledem k malému objemu dat vysílaných z jednoho smart metru do koncentrátoru se zde pro přenos využívá technologie PLC, popřípadě BPL. Druhý úsek se nachází mezi koncentrátorem a datovým centrem. Vyznačuje se přenosem značného množství dat na velké vzdálenosti, a proto je zde kladen důraz na kvalitu, rychlost a kapacitu komunikačního kanálu. Na tomto úseku se používá technologie GPRS a do budoucna se počítá se zavedením komunikace prostřednictvím optických kabelů, na které se již dnes nové a rekonstruované distribuční sítě připravují. [22]



Obr. 3: Schéma komunikace při využití smart metrů [22] - upraveno

Inteligentní elektroměr může být dále vybaven řadou dalších speciálních funkcí k měření elektrických veličin:

Čtyřkvadrantové měření výkonu umožňuje vyhodnocovat činný a jalový výkon v obou polaritách. Poměrem P a Q je dán výsledný účinník spotřeby, který je monitorován a při překročení požadované hranice je spotřebitel penalizován. Toto měření se již dnes běžně používá u velkých odběratelů, avšak u domácností to dříve z technických důvodů možné nebylo a účinník se pouze předpokládal v rozmezí 0,95–1 induktivní. Čtyřkvadrantové měření výkonu se také často využívá u prosumerů, kteří kromě spotřeby elektřiny energii také vyrábí, například pomocí fotovoltaických panelů. Odečítání výkonových toků potom neprobíhá u spotřeby a výroby zvláště, ale jen na jednom místě.

Měření frekvence je dnes založeno na digitálním vzorkování analogového průběhu proudu s následným vyhodnocením. Přesnost měření je dána především vzorkovací frekvencí, která se dnes pohybuje v řádech MHz. Nejběžnějším způsobem měření frekvence je sledování průchodu navzorkovaného signálu nulou. To ale do vyhodnocování velikosti měřené frekvence vnáší dvě chyby. První je způsobena tolerancí komparační úrovně kolem nuly a druhá souvisí s proudem, který není čistě sinusový, ale obsahuje určitý šum. Algoritmus poté vyhodnotí nesprávný čas průchodu nulou a výsledek je zkreslený. Chyby eliminovat a měření tím zpřesnit lze například proložením průběhu proudu. Následnou digitalizací průběhu dojde k odfiltrování šumu a sinusovka proudu již neobsahuje zákmity, které mohly způsobovat chybnou indikaci průchodu proudu nulou.

Měření zatížení jednotlivých fází se v současné době u domácností nepoužívá, jelikož i moderní digitální elektroměry zaznamenávají zatím jen celkovou odebranou energii. Nicméně v budoucnu by mohlo být toto měření vyžadováno, aby se co nejvíce předešlo nesymetriím v síti a přetěžování jedné fáze.

Měření kvality elektrické energie a kvalitoměrům se věnuje následující kapitola. [22]

5.3 Kvalita elektrické energie a kvalitoměr NN

Kvalita elektrické energie, která je někdy označována zkratkou PQ pocházející z anglického názvu Power Quality, je soubor parametrů určujících vlastnosti elektrické energie dodávané odběratelům za normálních podmínek. Norma ČSN EN 50160 ji definuje několika parametry. Patří mezi ně především frekvence a velikost napájecího napětí. Dále také krátkodobá a dlouhodobá přerušování napájení, odchylky, kolísání nebo rychlé změny dodávaného napětí – flickr. Charakteristiky určující kvalitu elektřiny též zahrnují krátkodobé poklesy, kterými se rozumí snížení napětí pod hodnotu 5 % jmenovitého napájecího napětí ve všech třech fázích. V neposlední řadě mezi tyto parametry patří přepětí, nesymetrie napájecího napětí, harmonická napětí deformující základní sinusovku a interharmonická napětí, která slouží například pro přenos frekvencí HDO. [23]

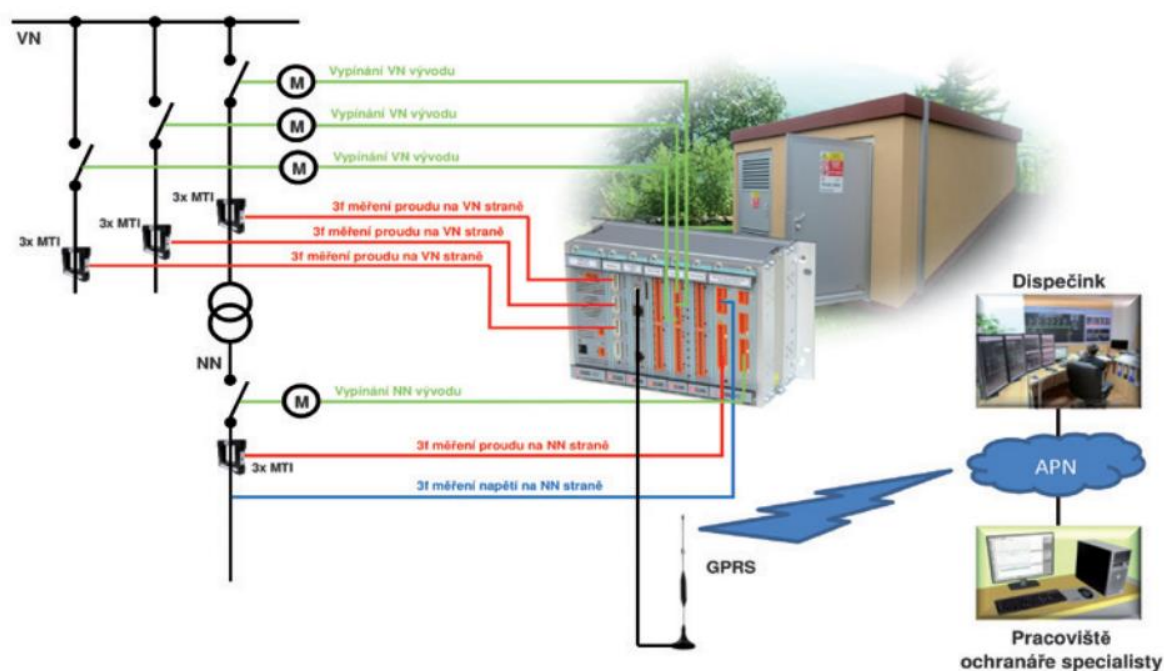
Primárním úkolem měření kvality elektřiny je celkové zhodnocení parametrů kvality energie, která je zákazníkem odebírána ze sítě, a zároveň kontrola zpětného působení spotřebitele na síť. Tyto vlivy je potřeba podrobně sledovat z důvodů ovlivnění dalších odběratelů v síti, neboť síť má určitou impedanci, která není nulová, a nárazové dodávky nebo odběry elektřiny poté mohou negativně působit na ostatní uživatele distribuční sítě. Doplňující funkcí k měření kvality energie pak může být důkladnější proměření sledovaných veličin nebo zobrazení různých průběhů či přechodových dějů. V případě problému lze poté snadněji najít zdroj rušení. Ovšem i přes tuto detailnější analýzu elektrické energie může být někdy problém původ nekvalit dohledat, protože už samotná síť je v dnešní době velmi deformovaná velkým počtem spotřebičů se spínanými zdroji, zejména pak výpočetní technikou a slaboproudou elektronikou. [22], [23]

Měření spočívá v obousměrné kontrole elektrické energie v místě připojení odběrného místa k distribuční soustavě. U běžných domácností a malých podniků se v současné době kvalita elektrické energie nesleduje. Pokud ovšem koncový odběratel či distributor považují kvalitu elektřiny v místě napojení vzhledem k normám za nedostatečnou, mohou požádat o její změření. To trvá celý týden, poté se data zpracují a žadatel následně dostane vyrozumění o kvalitě energie. Trvalé měření se používá především na předávacích místech mezi přenosovou a distribuční soustavou, na výstupní straně transformačních stanic 110/22 kV nebo u zákazníků s těžkým průmyslem, kde se očekávají výraznější zpětné vlivy na napájecí síť. Dnes už se také můžeme setkat s prvky pro vzdálené měření a komunikaci na jednotlivých sloupech vedení nebo distribučních transformátorech 22/0,4 kV. [23], [24]

Kvalitu elektrické energie lze měřit s různými nároky na přesnost požadovaných hodnot a získaných informací. Dle potřeb zákazníka je možné k měření využít buďto zařízení třídy A, nebo třídy S. Přístroje třídy S jsou cenově dostupnější, ale měří s menší přesností a používají se pro běžná provozní měření. Zařízení třídy A jsou podstatně dražší, ale měří s vyšší přesností. Slouží k měření na rozhraní mezi distribucí a koncovým odběratelem pro případné řešení soudních sporů. Jsou vybaveny GPS modulem pro synchronizaci času, aby nedošlo ke zpochybnění naměřených výsledků. [24]

Pod zkratkou RTU se v překladu skrývá dálkově ovládaná koncová jednotka, která zajišťuje vzdálené řízení a měření distribučního prvku na vysokém či nízkém napětí. Ve spojení s kvalitoměrem získáme celkový přehled o parametrech v daném uzlu distribuční sítě. Kompletní monitoring se používá například v distribučních transformátorových stanicích ke sledování vývodů VN i NN. Jednotky RTU lze rozdělit do dvou základních skupin. Kompaktní RTU jednotky mají pevnou konfiguraci funkcí a s minimálními nároky na prostor se instalují na DIN lištu. Modulární jednotky jsou tvořeny sběrnici s volitelným počtem slotů. Vzájemným propojením jednotek pomocí komunikačních rozhraní lze získat velký počet vstupů a výstupů. Jedna jednotka v celém systému poté slouží ke koncentraci dat z podřízených jednotek a komunikaci se SCADA systémem. [24]

Na následujícím obrázku je znázorněna aplikace měření kvality elektrické energie v distribuční transformátorové stanici pomocí kvalitoměru a následná bezdrátová komunikace prostřednictvím technologie GPRS s řídicím dispečinkem.



Obr. 4: Užití RTU a měření kvality na DTS [24]

5.3.1 Kvalitoměř ARTIQ 144

Analyzátor ARTIQ 144 třídy A od firmy ELVAC slouží k dálkovému sledování kvality elektrické energie na hladině nízkého napětí. Používá se pro přesný a vzdálený monitoring klíčových míst distribuční soustavy nebo se dá využít jako přesný elektroměr připojených odběrných míst. Vzhledem k absenci displeje pro zobrazování měřených hodnot se jedná o levnější řešení pro systém SCADA, kde se nepoužívá lokální čtení dat. [24]

Mezi základní vlastnosti jednotky patří čtyři nezávislé vstupy pro měření proudů a napětí. Lze tedy připojit čtyři jednofázové vodiče nebo jednu trojfázovou soustavu zapojenou do hvězdy či do trojúhelníku. Zařízení také disponuje trojfázovým měřením činné a jalové energie ve čtyřech kvadrantech. Dále umožňuje měřit činitele celkového harmonického zkreslení THD, účinník první harmonické $\cos\phi$ a celkový účinník PF, jednotlivé symetrické složky, frekvenci a 128 harmonických. Data zaznamenává do interní paměti o velikosti 512 MB a podporuje komunikační protokol MODBUS. V neposlední řadě může analyzátor kvality také pracovat jako elektroměr s podporou tří tarifů. [24]

Vybraná technická specifikace produktu:

Napět'ové vstupy:	4×1 až 1125 V _{LL} / 1 až 850 V _{LN} (hvězda, trojúhelník, aron)
Přetížení napět'ových vstupů:	Trvale: 1300 V _{RMS} , špičkově na 1 s: 1950 V _{RMS}
Proudové vstupy:	4×100 mA AC
Přetížení proudových vstupů:	Trvale: 2×I _n , špičkově na 1 s: 10×I _n
Komunikační rozhraní:	RS-485, volitelně: Ethernet / M-Bus / USB
Napájecí napětí:	Volitelně: 230 V AC / 24 V DC / 12 V DC
Spotřeba:	5 W [24]



Obr. 5: Analyzátor kvality elektrické energie ARTIQ 144 [24]

6 Analýza části stávající současně provozované distribuční sítě

Analyzovaná část stávající současně provozované distribuční sítě nízkého napětí se nachází v malé vesnici Těptín ležící asi 5 kilometrů východně od Jílového u Prahy. V obci žije přes 700 obyvatel a katastrálně je součástí města Kamenice, které se nachází zhruba 20 kilometrů na jih od Prahy. Řešenou soustavu má ve správě společnost ČEZ Distribuce, a.s. a jedná se o síť součástí projektu InterFlex. Cílem tohoto mezinárodního evropského dokumentu je zvýšení možností připojování decentrálních zdrojů a lepší integrace dobíjecích stanic pro elektromobily do distribuční soustavy. Tohoto projektu se zúčastnilo celkem pět evropských zemí, mezi které patřilo Švédsko, Německo, Francie, Nizozemsko a Česká republika. Projekt byl zahájen na počátku roku 2017, skončil v prosinci 2019 a celkový rozpočet činil 22,8 milionů eur. Česká část tohoto projektu řešila čtyři oblasti: [25], [26]

První z nich se zabývá zvýšením připojitelného výkonu FVE na hladinu NN díky chytrým střídačům. Jedná se o střídače vybavené autonomními funkcemi Q(U) a P(U), které zajišťují vyšší stabilizaci napětí při provozu FVE. Potenciál pro navýšení připojitelnosti vlivem změny účinníku je závislý především na rozmístění DECE v síti a na poměru R/X napájecího vedení. O tomto poměru rozhoduje délka vývodu, typ vedení a parametry distribučního transformátoru. Toto opatření bylo aplikováno v části distribuční sítě lokality Těptín a připojitelnost byla navýšena o 76 %.

Další oblast řeší zvýšení připojitelnosti decentrálních zdrojů na hladině VN díky U/Q regulaci. Opatření spočívá v doplnění stávajících decentrálních výroben o dálkově ovládanou U/Q regulaci, která zajišťuje menší změny napětí v DS způsobené provozem těchto zdrojů. Touto úpravou DECE lze připojitelnost zvýšit až o 92 %.

Třetí oblast se věnuje chytrým stanicím pro elektromobily. Jedná se o nadstandardní výbavu dobíjecích stanic speciálními funkcemi pro regulaci dobíjecího výkonu v případě mezních stavů. Jde především o automatické snížení nabíjecího výkonu například při poklesu napětí či frekvence nebo na pokyn HDO. Snížení špičky dobíjecího výkonu může být v tomto případě až 61 %.

Poslední oblast se soustředí na chytrou akumulaci na straně zákazníka. Hybridní střídače s bateriovým systémem umožňují zvýšení připojitelnosti DECE pomocí omezení přetoku výkonu do distribuční soustavy. Zároveň zajišťují automatickou dodávku výkonu z baterií do DS při poklesu napětí či frekvence nebo na pokyn HDO. Tímto opatřením lze dosáhnout navýšení připojitelnosti až o 33 %. [19], [26]

Analyzovaná část distribuční soustavy je situována do ulic Kaštanová a K Višňovce. V následující ilustrační mapě je zakreslena červeně.



Obr. 6: Ilustrační zakreslení řešené distribuční sítě do mapového podkladu [Mapy.cz]

V pravé dolní části mapy je patrná část venkovního vedení VN, které přes růžkový úsečník napájí mnou řešenou distribuční síť NN. Jedná se o trojfázovou soustavu TN-C, v níž vodič PEN plní funkci ochranného i nulového vodiče. Napětí z hladiny VN na hladinu NN převádí transformátor 22/0,4 kV, jehož umístění je na mapě znázorněno červenou tečkou. Jedná se o OLTC transformátor DOTr 400H/20 výrobce SGB, který byl v lokalitě Těptín instalován v druhé polovině roku 2018. Tento olejový regulační transformátor s přepínačem odboček pod zatížením umožňuje regulaci napětí $\pm 4 \times 2 \%$ od jmenovité hodnoty. V běžném provozu je přepínač nastaven na střední odbočku a sekundární napětí je tedy $U_2 = 0,4$ kV. Transformátor má následující parametry. Jmenovitý výkon $S_{nTR} = 0,4$ MVA, napětí nakrátko $u_k = 4 \%$, proud naprázdno $i_0 = 0,4 \%$, ztráty nakrátko $\Delta P_k = 4,6$ kW a ztráty naprázdno $\Delta P_0 = 0,43$ kW. Primární strana je zapojena do trojúhelníku na napětí $U_1 = 22$ kV a sekundární vinutí je zapojeno do uzemněné hvězdy na napětí $U_2 = 0,4$ kV. Jde tedy o snížovací transformátor s převodem $p = 55$. Hladina akustického tlaku dosahuje hodnoty 42 dB. Celková hmotnost transformátoru činí 1340 kg, z čehož hmotnost oleje tvoří 250 kg. Je umístěn na příhradové železné konstrukci přibližně 5 m nad zemí a jeho nádoba disponuje žebry pro lepší chlazení. Fotografie popisovaného distribučního transformátoru jsou uvedeny na následující straně.



Obr. 7: Celkový pohled na příhradovou konstrukci s transformátorem [autor]



Obr. 8: Pohled na distribuční transformátor zřepedu [autor]

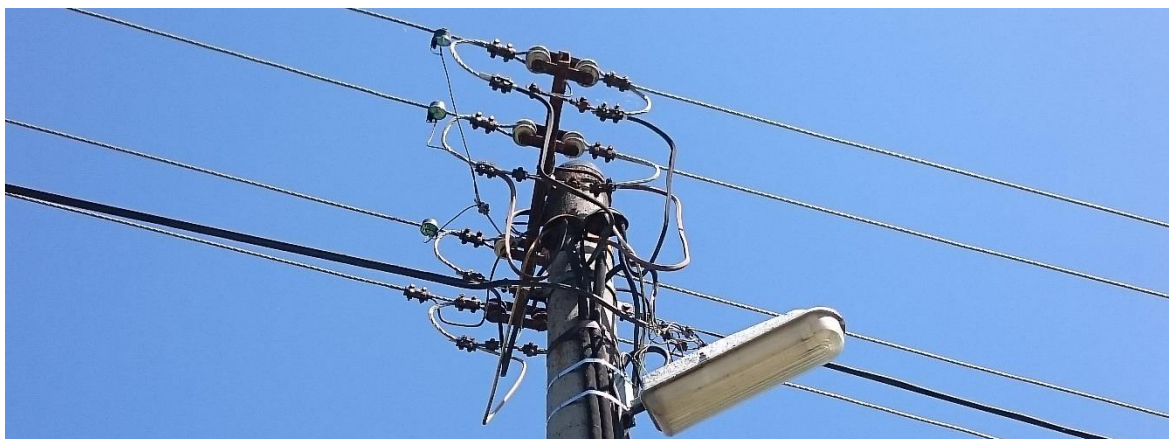


Obr. 9: Pohled na transformátor z boku [autor]

Vedení pro rozvod elektrické energie k jednotlivým zákazníkům je rozděleno na 3 úseky. První z nich vede od transformátoru ulic K Višňovce severním směrem ke křižovatce s ulicí Kaštanová. Distribuce elektřiny je zajištěna kabelovým vedením, které je uloženo v zemi. Jedná se o kabel typu 120AYKY70, jehož fázové vodiče mají průřez 120 mm^2 a nulový vodič 70 mm^2 . Vedení s dvěma uzly pro napojení čtyř odběratelů je dlouhé 128 m. Na křižovatce ulic K Višňovce a Kaštanová se nachází první železobetonový sloup, který slouží pro převedení podzemního kabelu na venkovní vedení. Sloup je vybaven železnou konzolí pro uchycení tří fázových a jednoho nulového vodiče, který je veden na straně blíže k rodinným domům. Na fázových vodičích jsou umístěné nízkonapěťové ventilové pojistky, které jsou spojené s nulovým vodičem a slouží k snížení přepěťové vlny vlivem atmosférických či provozních přepětí. K tomuto sloupu je připojen jeden odběratel a vedou z něj dvě odbočky pro napájení dalších zákazníků mimo řešenou část distribuční sítě. Součástí tohoto železobetonového sloupu je i svítidlo veřejného osvětlení.



Obr. 10: Celkový pohled na první přechodový sloup [autor]

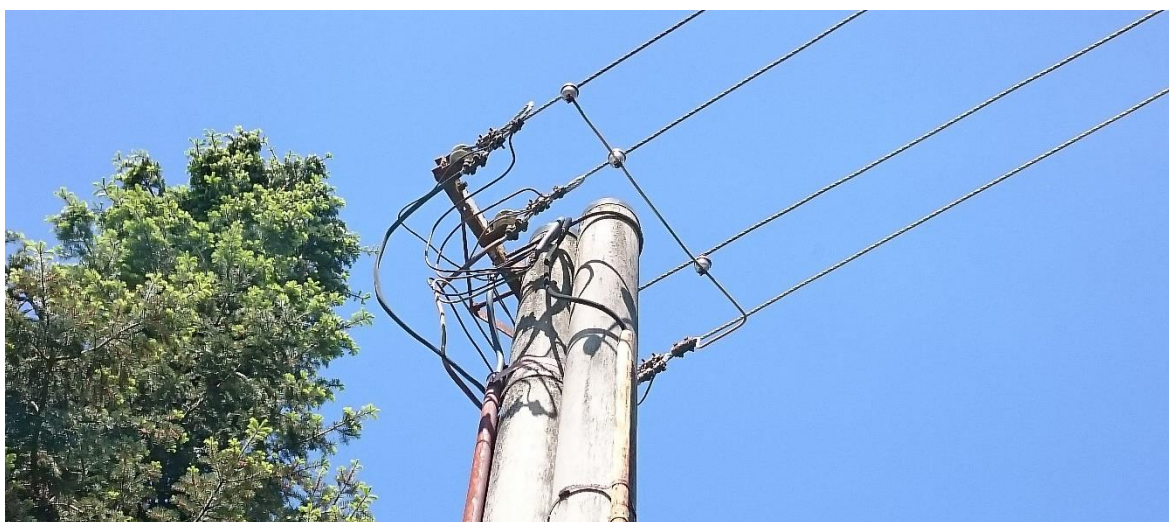


Obr. 11: Detailní pohled na první přechodový sloup [autor]

Západním směrem ulicí Kaštanová pokračuje druhý úsek zkoumaného vedení. Tato část v délce 323 m je provedena venkovním vedením typu 70AlFe6_50, jehož fázové vodiče disponují průřezem 70 mm^2 a nulový vodič 50 mm^2 . Na vrchní vedení je pomocí sedmi uzlů připojeno 17 odběratelů. Za křižovatkou ulic Kaštanová a K Potoku je druhý podpěrný bod pro přechod z venkovního vedení na kabelové. Tvoří ho dva železobetonové sloupy s železnou konzolí pro uchycení tří fázových a jednoho nulového vodiče procházejícího na straně blíže k rodinným domům. V blízkosti porcelánových izolátorů jsou na fázových vodičích opět umístěné svodiče přepětí k omezení přepětíových vln. K tomuto sloupu jsou připojeni čtyři odběratelé.



Obr. 12: Celkový pohled na druhý přechodový sloup [autor]



Obr. 13: Detailní pohled na druhý přechodový sloup [autor]

Za tímto sloupem dále ulicí Kaštanová pokračuje poslední úsek analyzované distribuční sítě nízkého napětí. Pomocí tří uzlů je k tomuto vedení připojeno šest zákazníků. Síť poté prochází pod místním potokem a je zakončena v ulici Tymiánová, kde jsou do posledního uzlu tohoto úseku připojeni čtyři odběratelé. Třetí část v délce 126 m je realizována podzemním kabelovým vedením typu 25AYKY25, jehož vodiče mají průřez 25 mm².

Na konci celého zkoumaného vývodu se aktuálně nachází čtyři fotovoltaické elektrárny. Jejich celkový instalovaný výkon je 26 kW a výrobní čítají v součtu 78 fotovoltaických panelů. Fotografie těchto elektráren jsou uvedeny v přílohách J, K, L, M.

7 Model stávající distribuční sítě

Model stávající současně provozované distribuční sítě byl vytvářen ve výpočetním softwaru DNCalc společnosti EGC - EnerGoConsult ČB s.r.o., která sídlí v Českých Budějovicích. Program slouží k modelování a komplexní analýze poměrů v elektrických sítích na hladinách NN, VN i VVN. Vychází z prověřeného programu E-vlivy 3.0 a kromě základních výpočetních metod obsahuje také nadstavbové nástroje pro analýzu specifických oblastí provozu distribučních sítí. Mezi tyto nástroje patří například modul spolehlivosti, kvality elektřiny, připojitelnosti dalších zdrojů, nebo Smart Grids. V tomto výpočetním systému jsou také naimplementovány rozsáhlé soubory legislativních a normativních dokumentů, které se musí při návrhu, výstavbě i rekonstrukci stávajících distribučních sítí respektovat. Jedná se především o PPDS, normy ČSN EN 50160ed. 3, ČSN IEC 1000-2-2, ČSN EN 61000-3-2 nebo ČSN EN 60909-0.

Celý proces modelování distribuční sítě nízkého napětí začíná prvotním nastavením základních vlastností výpočtů, jako je třívodičový způsob výpočtu a uvažování skutečného převodu transformátoru a maximální hodnoty zkratového výkonu nadřazené distribuční soustavy. Následně již lze vytvářet samotný model DS. Většina prvků potřebných pro tvorbu modelu lze načíst z rozsáhlé databáze, která je součástí softwaru. Jsou zde definovány veškeré prvky, které se v praxi běžně používají. Transformátory různých napěťových hladin a výkonů, velké množství kabelů a venkovních vedení s typickými průřezy nebo napájecí uzly, které slouží jako zdroj pro modelovanou síť a reprezentují parametry nadřazené soustavy. Pro mou distribuční síť jsem zvolil napájecí uzel *NU 22 kV* o jmenovitém napětí $U_{nNU} = 22 \text{ kV}$ a zkratovém výkonu $S_{kNU} = 42 \text{ MVA}$. Za napájecím uzlem v modelu je mezi uzly *U0* a *U1* umístěn distribuční transformátor *TR*, jehož parametry jsou popsány v kapitole Analýza části stávající současně provozované distribuční sítě. Samotné vedení je rozděleno na tři úseky, jak bylo popsáno v předchozí kapitole. První úsek je dále rozdělen na tři části, které jsou označeny *V1.1 – V1.3* a propojují uzly *U1 – U4*. Střední úsek vedení se skládá z osmi částí, které nesou označení *V2.1 – V2.8* a jsou jimi propojeny uzly *U4 – U12*. Třetí úsek se dělí opět na tři části označené *V3.1 – V3.3*, které spojují uzly *U12 – U15*.

Do jednotlivých uzlů jsou připojeni odběratelé *Z1 – Z32*, jejichž instalované výkony zůstávají po celou dobu výpočtů neměnné. Všechna odběrná místa připojená do distribuční sítě nízkého napětí jsou považována za obecnou zátěž činného charakteru s účinníkem $\cos\varphi = 1$. Bohužel vzhledem k obecnému nařízení o ochraně osobních údajů (GDPR) nelze použít skutečné hodnoty odebíraných výkonů. Na doporučení mého konzultanta jsem tedy

vycházel z normalizovaných typových diagramů dodávek (TDD) elektrické energie, které jsou dostupné u operátora trhu s energiemi (OTE). [27] Tyto diagramy vyjadřují průměrný průběh roční spotřeby různých odběrných míst a jejich použitím v modelu nedojde k výrazné odchylce parametrů od skutečných poměrů v síti. Na základě reálných měření provedených u velké skupiny zákazníků bylo vytvořeno celkem osm TDD pro různé kategorie koncových odběratelů. Tabulky TDD obsahují hodinové koeficienty pro všech 365 (resp. 366) dní v roce a jsou počítány pro každý kalendářní rok nové. Výňatek typových diagramů dodávek s procentuálním zastoupením, které se vyskytují v modelu analyzované distribuční sítě, je uveden v následující tabulce. Součástí tabulky jsou i sazby odpovídající daným TDD a popis, jakým způsobem je odběrateli elektřina využívána.

	Sazby	Zastoupení v modelu	Popis	Rozsah spotřeb (MWh)
TDD4	D01d; D02d; D61d	53 %	- bez tepelného využití elektřiny	1,6 - 2,5
TDD5	D25d; D26d; D27d	38 %	- s akumulacním spotřebičem	4 - 9
TDD6	D35d	0 %	- s hybridním vytápěním	0
TDD7	D45d; D55d; D56d; D57d	9 %	- s přímotopným vytápěním - s tepelným čerpadlem	4 - 14

Tab. 1: Zastoupení jednotlivých TDD v modelu DS

Pozn.: Veškeré tabulky a grafy v kapitolách 7 a 8 jsou produktem vlastní tvorby.

Jednotlivé druhy TDD s příslušnou celkovou roční spotřebou elektrické energie jsem do modelu DS rozmístil zcela náhodně. Abych ověřil, zda síť vyhovuje daným mezím především z hlediska napěťových poměrů i v mezním scénáři při maximálním zatížení, bral jsem při modelování provozního bezporuchového stavu DS v úvahu největší možné zatížení vývodu. Počítal jsem proto největší možný odebíraný výkon všech zákazníků. Z roční spotřeby energie se maximální výkon vypočte podle následujícího vztahu:

$$O_h = \frac{O_r}{\sum_{h=1}^{8784} r_h} \quad (1)$$

kde:

O_r je roční spotřeba odběrného místa,

$\sum r_h$ je součet koeficientů za celý rok pro příslušný TDD.

Aktuální hodinová spotřeba jednoho odběrného místa se vypočte dle vztahu:

$$O_h = O_r \cdot \frac{r_h}{\sum_{h=1}^{8784} r_h} \quad (2)$$

kde:

r_h jsou hodinové koeficienty pro výpočet aktuální odebírané energie v hodině h .

Při výpočtu průměrné hodnoty odebíraného výkonu zákazníkem se do rovnice (2) za proměnnou r_h dosadí průměrná hodnota hodinových koeficientů jednotlivých TDD. Pro získání minimální hodnoty odebíraného výkonu se do vztahu (2) za proměnnou r_h dosadí minimální hodnota hodinového koeficientu daného TDD.

V následující tabulce je uveden přehled hodnot hodinových koeficientů typových diagramů dodávek pro rok 2020, které jsou zastoupeny v modelu distribuční sítě nízkého napětí. TDD5 je ještě rozdělen na jednotlivé oblasti České republiky a vzhledem k tomu, že obec Těptín leží ve středních Čechách, použil jsem pro výpočet TDD5 - střední Čechy.

	TDD4	TDD5 - střední Čechy	TDD7
Součet všech hodinových koeficientů	3748,572	3792,997	4013,669
Minimální hodnota hodinového koeficientu	0,183	0,168	0,000
Průměrná hodnota hodinových koeficientů	0,427	0,432	0,457

Tab. 2: Přehled hodnot hodinových koeficientů

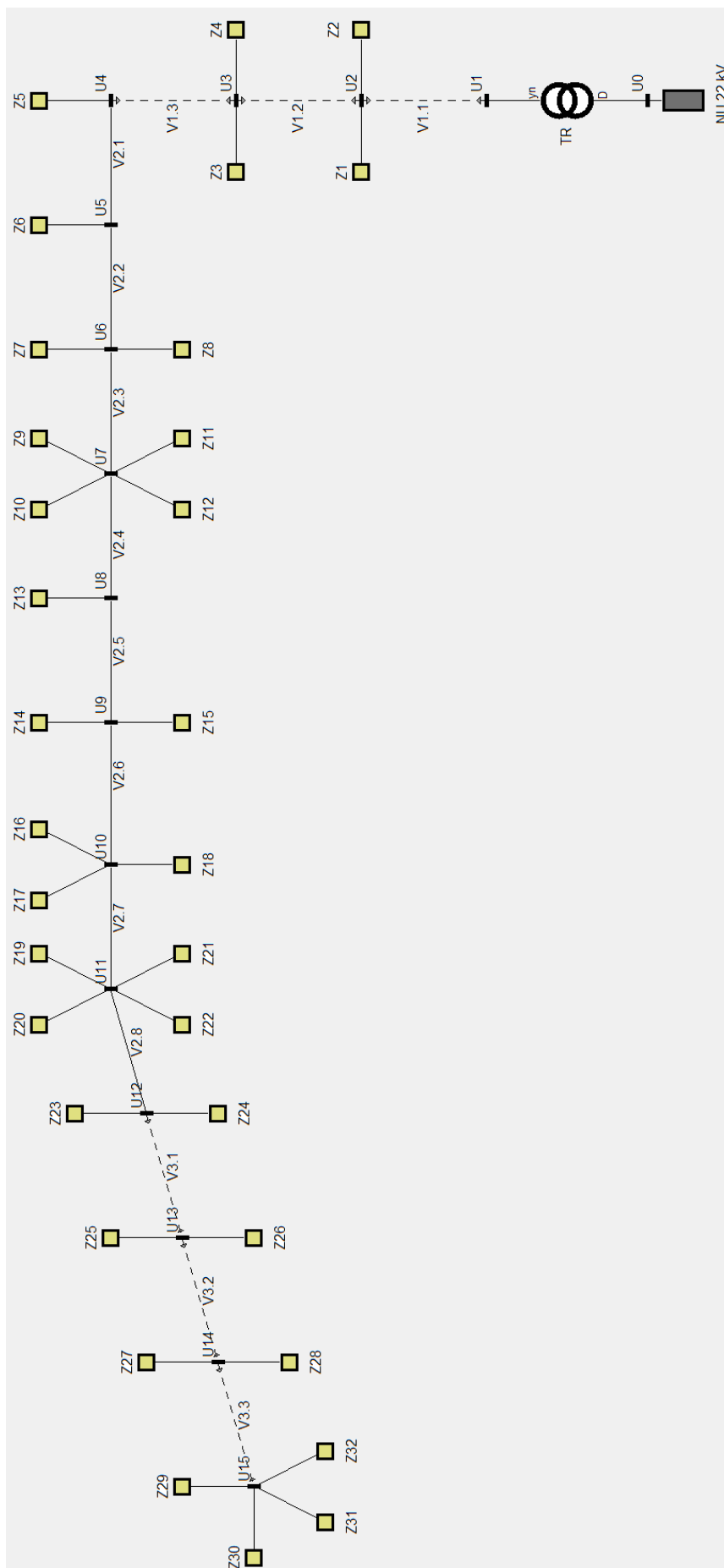
Veškeré výpočty chodu sítě jsou prováděny trojfázově. Za předpokladu symetrické soustavy, ve které jsou fázory napětí a proudů vůči sobě posunuty o 120° a s ohledem na přehlednost výsledků, jsou veličiny uváděny pouze jednofázově. V ostatních dvou fázích jsou hodnoty stejné, jen pootočené o úhel $\pm 120^\circ$. Nesymetrie v trojfázové soustavě vzniká připojením jednofázových spotřebičů a vzhledem k tomu, že do DS jsou připojeny pouze trojfázové odběry, lze ji bez problému zanedbat.

Na následující stránce je uvedena tabulka, ve které jsou všem odběratelům elektrické energie přiřazeny jednotlivé TDD a celkové roční spotřeby. Z nich je následně pomocí rovnic (1) a (2) vypočten minimální, průměrný a maximální odebíraný výkon.

Odběratel	TDD	Celková roční spotřeba (MWh)	Minimální odebraný činný výkon (W)	Průměrný odebraný činný výkon (W)	Maximální odebraný činný výkon (W)
Z1	5	6	266,01	683,06	1581,86
Z2	4	2,4	117,47	273,22	640,24
Z3	4	1,7	83,21	193,53	453,51
Z4	5	8	354,67	910,75	2109,15
Z5	4	2,5	122,37	284,61	666,92
Z6	4	1,6	78,31	182,15	426,83
Z7	5	4	177,34	455,38	1054,58
Z8	4	2,2	107,68	250,46	586,89
Z9	4	1,6	78,31	182,15	426,83
Z10	4	2,3	112,58	261,84	613,57
Z11	7	7	0,00	796,90	1744,04
Z12	5	7	310,34	796,91	1845,51
Z13	5	5	221,67	569,22	1318,22
Z14	4	2	97,89	227,69	533,54
Z15	4	2,5	122,37	284,61	666,92
Z16	4	1,9	93,00	216,30	506,86
Z17	4	1,7	83,21	193,53	453,51
Z18	5	5	221,67	575,97	1318,22
Z19	7	10	0,00	1138,43	2491,49
Z20	5	9	399,01	1024,60	2372,79
Z21	4	2	97,89	227,69	533,54
Z22	5	4	177,34	455,38	1054,58
Z23	4	1,9	93,00	216,30	506,86
Z24	4	1,6	78,31	182,15	426,83
Z25	4	2	97,89	227,69	533,54
Z26	4	2,1	102,79	239,07	560,21
Z27	5	6	266,01	683,06	1581,86
Z28	5	7	310,34	796,91	1845,51
Z29	5	6	266,01	683,06	1581,86
Z30	4	1,7	83,21	193,53	453,51
Z31	7	13	0,00	1479,97	3238,93
Z32	5	5	221,67	569,22	1318,22

Tab. 3: Roční spotřeby a odebírané výkony

Na následující stránce je v prostředí programu DNCalc nakreslené schéma analyzované distribuční sítě nízkého napětí. V příloze N je toto schéma pro ilustraci zaneseno také do mapového podkladu.



Obr. 14: Schéma analyzované distribuční sítě NN

Po zadání všech potřebných parametrů transformátoru, vedení i odběrných míst v softwaru DNCalc jsem provedl výpočet chodu sítě, po kterém vyšly hodnoty uvedené v následujících tabulkách.

Proudové poměry v uzlech					
Odběratel	Uzel	I (A)	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
Z1	U2	2,29	1,58	0	1,58
Z2	U2	0,93	0,64	0	0,64
Z3	U3	0,66	0,45	0	0,45
Z4	U3	3,06	2,11	0	2,11
Z5	U4	0,97	0,67	0	0,67
Z6	U5	0,62	0,43	0	0,43
Z7	U6	1,55	1,05	0	1,05
Z8	U6	0,86	0,59	0	0,59
Z9	U7	0,63	0,43	0	0,43
Z10	U7	0,9	0,61	0	0,61
Z11	U7	2,57	1,74	0	1,74
Z12	U7	2,72	1,85	0	1,85
Z13	U8	1,95	1,32	0	1,32
Z14	U9	0,79	0,53	0	0,53
Z15	U9	0,99	0,67	0	0,67
Z16	U10	0,75	0,51	0	0,51
Z17	U10	0,67	0,45	0	0,45
Z18	U10	1,96	1,32	0	1,32
Z19	U11	3,71	2,49	0	2,49
Z20	U11	3,54	2,37	0	2,37
Z21	U11	0,8	0,53	0	0,53
Z22	U11	1,57	1,05	0	1,05
Z23	U12	0,76	0,51	0	0,51
Z24	U12	0,64	0,43	0	0,43
Z25	U13	0,8	0,53	0	0,53
Z26	U13	0,84	0,56	0	0,56
Z27	U14	2,37	1,58	0	1,58
Z28	U14	2,77	1,85	0	1,85
Z29	U15	2,38	1,58	0	1,58
Z30	U15	0,68	0,45	0	0,45
Z31	U15	4,88	3,24	0	3,24
Z32	U15	1,98	1,32	0	1,32

Tab. 4: Současné proudové poměry v uzlech DS

Proudové poměry ve větvích					
Vedení	Uzel	I (A)	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)
NU 22 kV	U0	0,97	-36,85	-2,08	36,9
TR	U0	0,97	36,85	2,08	36,9
V1.1	U1	52,59	36,38	0,41	36,38
V1.2	U2	49,37	34,06	0,38	34,07
V1.3	U3	45,65	31,42	0,36	31,42
V2.1	U4	44,68	30,69	0,34	30,69
V2.2	U5	44,06	30,14	0,28	30,14
V2.3	U6	41,65	28,38	0,21	28,38
V2.4	U7	34,83	23,64	0,15	23,65
V2.1	U4	44,68	30,69	0,34	30,69
V2.5	U8	32,88	22,25	0,11	22,25
V2.6	U9	31,1	20,98	0,07	20,98
V2.7	U10	27,71	18,65	0,04	18,65
V2.8	U11	18,1	12,15	0,02	12,15
V2.8	U11	18,1	12,15	0,02	12,15
V3.1	U12	16,7	11,19	0,01	11,19
V3.2	U13	15,07	10,07	0	10,07
V3.3	U14	9,93	6,62	0	6,62

Tab. 5: Současné proudové poměry ve větvích DS

Napěťové poměry v uzlech		
Uzel	U (V)	Δu (%)
U0	21990,97	0,04
U1	399,37	0,16
U2	398,35	0,41
U3	397,4	0,65
U4	396,54	0,86
U5	394,98	1,25
U6	393,45	1,64
U7	392	2
U8	390,72	2,32
U9	389,58	2,61
U10	388,5	2,88
U11	387,51	3,12
U12	386,88	3,28
U13	385,95	3,51
U14	384,98	3,75
U15	383,49	4,13

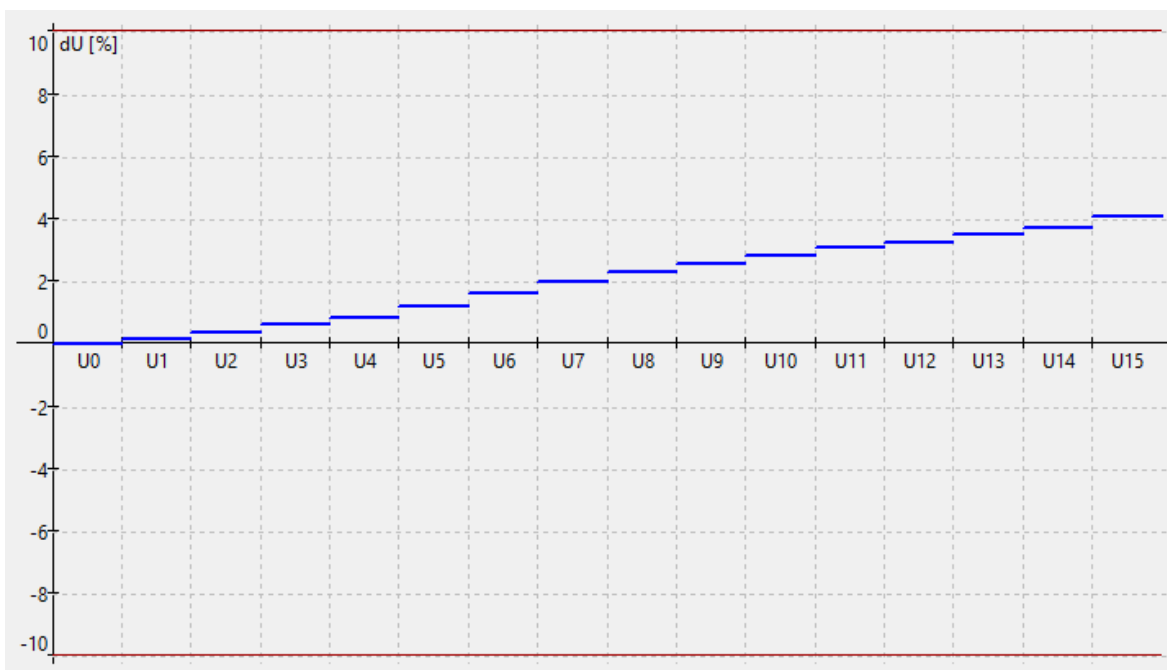
Tab. 6: Současné napěťové poměry v uzlech DS

V tabulce 4 jsou uvedeny proudové poměry ve všech uzlech řešené distribuční sítě. Je zde vidět, jaký proud teče k jednotlivým zákazníkům při odběru maximálního činného výkonu. Vzhledem k tomu, že všechna odběrná místa připojená do DS jsou uvažována jako obecná zátěž činného charakteru s účínkem $\cos\varphi = 1$, je zřejmé, že odebíraný jalový výkon bude nulový. Zdánlivý výkon tedy bude stejný jako hodnota činného odebíraného výkonu. Největší spotřebu elektřiny má odběratel Z31 a nejmenší zákazník Z6.

Tabulka 5 zobrazuje proudové poměry v jednotlivých částech vedení, na transformátoru TR a napájecím uzlu NU 22 kV. Záporné hodnoty činného a jalového výkonu v uzlu U0 znamenají, že tečou z nadřazené soustavy 22 kV směrem k jednotlivým odběratelům. Z tabulky je zcela zřejmé, že největší výkony tečou na začátku vedení a nejméně zatížené je vedení V3.3. Oproti předchozí tabulce se zde již vyskytují i jalové výkony. Důvodem je jalová složka impedance kabelového a především venkovního vedení.

Tabulka 6 udává výsledné napěťové poměry v každém uzlu DS nízkého napětí. Je patrné, že v uzlu U1, který se nachází na sekundární straně distribučního transformátoru, je napětí $U_{U1} = 399,73$ V. Úbytek napětí tedy činí $\Delta U_{U1} = 0,17$ V, což je 0,16 %. Na celém vývodu provozní napětí klesá a úbytek naopak roste. V posledním uzlu U15 je napětí jen $U_{U15} = 383,49$ V. Úbytek napětí je $\Delta U_{U15} = 16,51$ V, což je 4,13 %. Podmínka maximálního úbytku napětí, který nesmí překročit 10 %, je sice splněna, nicméně odběratelé na konci vývodu mají o poznání nižší napětí než zákazníci na začátku vedení.

Na následující obrázku je graficky znázorněn úbytek napětí na celém vývodu.



Graf 6: Půběh procentního úbytku napětí na vývodu DS

8 Model sítě s opatřeními pro přenos většího výkonu

8.1 Změna odbočky na transformátoru

Princip tohoto opatření spočívá ve změně sekundárního napětí na distribučním transformátoru, který napájí vývod elektrické sítě. Platí zde nepřímá úměra, a tak se pro zvýšení napětí musí přepnout na nižší odbočku. Zvolený OLTC transformátor má regulační rozsah $\pm 4 \times 2 \%$ a já jsem pro tento model zvolil odbočku -1. Po přepočtu parametrů sítě jsem zjistil, že se proudové poměry v uzlech a ve větvích téměř nezměnily. Jediné, co se výrazně proměnilo, jsou napěťové poměry v uzlech.

Napěťové poměry v uzlech		
Uzel	U (V)	Δu (%)
U0	21990,96	0,04
U1	407,54	-1,88
U2	406,54	-1,64
U3	405,61	-1,4
U4	404,77	-1,19
U5	403,25	-0,81
U6	401,74	-0,44
U7	400,32	-0,08
U8	399,08	0,23
U9	397,96	0,51
U10	396,9	0,77
U11	395,93	1,02
U12	395,32	1,17
U13	394,41	1,4
U14	393,46	1,63
U15	392	2

Tab. 7: Napěťové poměry v uzlech při snížení odbočky transformátoru

V tabulce je vidět, že napětí uzlu $U0$ je stejné jako v předchozím případě a liší se jen strana nízkého napětí. Záporný úbytek značí zvýšené napětí na začátku vedení. V uzlu $U1$ mají odběratelé téměř o 2 % vyšší napětí, než je jmenovité. To někdy může způsobovat problémy starším spotřebičům, které jsou dimenzované na nižší hodnoty. Oproti tomu na konci vedení je úbytek napětí $\Delta U_{U15} = 8 \text{ V}$ a zákazníci tak mají napětí o 2 % nižší, než je jmenovitá hodnota. Nejlépe jsou na tom spotřebitelé připojení do uzlu $U7$. Až na zanedbatelnou odchylku mají v místě odběru elektřiny jmenovité napětí.

8.2 Kabelizace středního úseku vedení

Druhé opatření vedoucí ke zlepšení regulace a napěťových poměrů v distribuční síti je realizováno kabelizací středního úseku vedení, které je v současnosti provedeno venkovním vedením 70AlFe6_50. Toto vedení jsem nahradil kabelem typu 70AYKY50, který je uložen v zemi a má průřez fázových vodičů stejný jako vodiče nulového. Po provedení výpočtu chodu sítě s tímto opatřením se proudové poměry v uzlech a ve větvích opět téměř nezměnily až na mírné snížení jalového výkonu v místě napájecího uzlu *NU 22 kV*. Výkon se z původních 2,1 kVAr zmenšil o 300 VAr na hodnotu 1,8 kVAr. Pokles je způsoben změnou reaktance středního úseku vedení.

Napěťové poměry v uzlech		
Uzel	U (V)	Δu (%)
U0	21991,13	0,04
U1	399,38	0,15
U2	398,37	0,41
U3	397,42	0,64
U4	396,57	0,86
U5	395,2	1,2
U6	393,86	1,54
U7	392,58	1,85
U8	391,47	2,13
U9	390,46	2,38
U10	389,51	2,62
U11	388,65	2,84
U12	388,09	2,98
U13	387,17	3,21
U14	386,2	3,45
U15	384,71	3,82

Tab. 8: Napěťové poměry v uzlech po kabelizaci středního úseku vedení

Z porovnání tabulek 6 a 8 je zřejmé, že napěťové poměry na začátku vedení jsou stejné. Odběratelé připojení do uzlu *U1* mají napětí $U_{U1} = 399,38$ V, které se od jmenovité hodnoty odlišuje pouze o $\Delta U_{U1} = 0,62$ V. Zákazníci na konci vedení využívají napětí $U_{U15} = 384,71$ V, které se od jmenovitého liší o $\Delta U_{U15} = 15,29$ V, což je 3,82 %. Oproti přechozímu opatření mají odběratelé v posledním uzlu *U15* úbytek napětí o 1,82 % větší, tedy o 7,29 V. Srovnáme-li napěťové poměry při současné koncepci sítě a po kabelizaci středního úseku, zjistíme, že kabelovým vedením se úbytek napětí zmenšil o 1,22 V, což znamená zmírnění poklesu napětí v uzlu *U15* o 0,31 %.

8.3 Sjedenění průřezu vodičů celého kabelového vedení

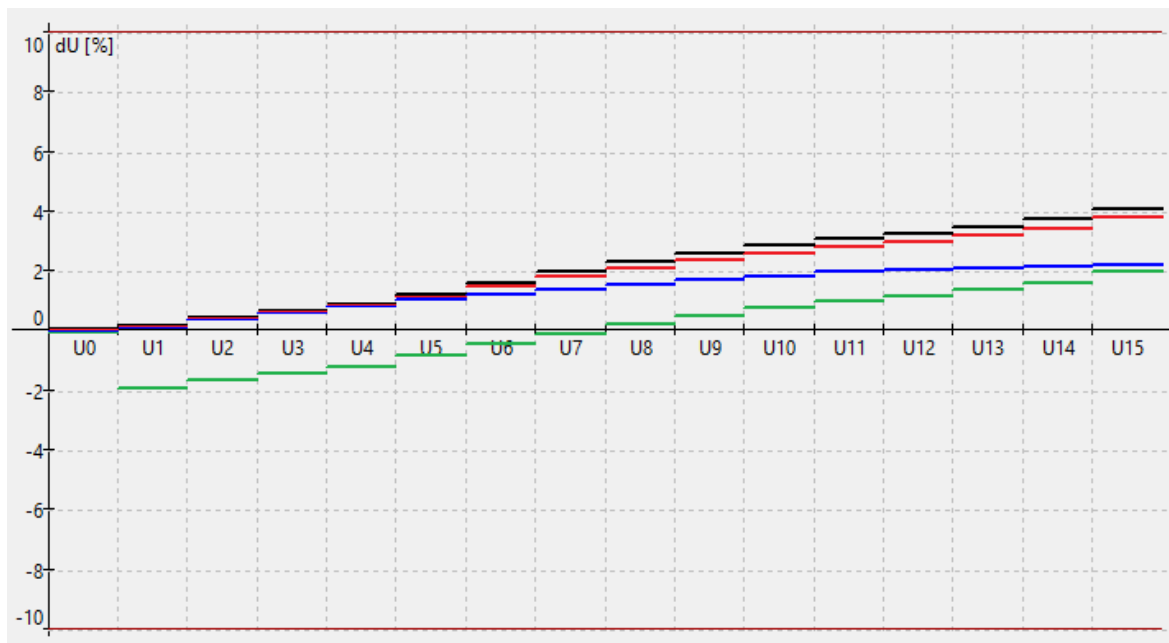
Toto opatření sjednocuje průřez vodičů po celé délce řešeného vývodu distribuční sítě. Střední úsek venkovního vedení 70AlFe6_50 a třetí úsek provedený kabelem typu 25AYKY25 jsem nahradil kabelovým vedením, které je v současnosti použito v první části vedení. Konkrétně tedy kabelem 120AYKY70. Po následném přepočtu poměrů v síti se proudové poměry v uzlech a ve větvích oproti dvěma předchozím opatřením opět nijak výrazně nezměnily a jalový výkon v uzlu U_0 zůstal stejný jako v předchozím případě.

Napěťové poměry v uzlech		
Uzel	U (V)	Δu (%)
U0	21991,19	0,04
U1	399,39	0,15
U2	398,38	0,4
U3	397,44	0,64
U4	396,6	0,85
U5	395,81	1,05
U6	395,03	1,24
U7	394,29	1,43
U8	393,65	1,59
U9	393,07	1,73
U10	392,52	1,87
U11	392,02	1,99
U12	391,7	2,07
U13	391,51	2,12
U14	391,32	2,17
U15	391,01	2,25

Tab. 9: Napěťové poměry v uzlech po sjedenění průřezů vodičů

Tabulka ukazuje, že napětí na sekundární straně distribučního transformátoru zůstává v porovnání s tabulkami 8 a 6 nezměněné. Rozdíl je v úbytcích napětí na konci vývodu. Po sjedenění průřezu vodičů celého vedení je v uzlu U_{15} napětí $U_{U15} = 391,01$ V a úbytek tak činí jen necelých 9 voltů, což je změna o 2,25 % vůči jmenovitému napětí.

Srovnáním tabulek 6, 7, 8 a 9 zjistíme, že největší úbytek napětí na konci vedení je při současné koncepci DS a to téměř 17 V. Nejlepší napěťové poměry v síti jsou naopak po aplikaci posledního opatření, při kterém úbytek napětí nepřekračuje 2,3 %. Zpočátku roste rychleji, ale na konci je jen nepatrně větší než při změně odbočky na transformátoru. Napětí na konci vedení neklesá pod hodnotu 391 V a zároveň se na začátku neobjevuje mírné přepětí jako v případě změny odbočky na transformátoru. Porovnání průběhů úbytků napětí při jednotlivých opatřeních je uvedeno na následujícím obrázku.



Graf 7: Porovnání průběhů úbytků napětí po aplikaci jednotlivých opatření

Průběh úbytku napětí při současné koncepci DS je vykreslen černou křivkou. Zeleně je znázorněn úbytek napětí při změně odbočky na transformátoru, červený je úbytek po kabelizaci středního úseku vedení a modře je zobrazen úbytek napětí po sjednocení průřezu vodičů celého vedení.

8.4 Připojitelnost nového odběru či zdroje elektrické energie

Připojitelnost nových odběrů či výroben elektrické energie do stávající distribuční sítě NN je důležitý parametr, který se musí zohledňovat při schválení připojení dalšího odběru, či povolení výstavby zdroje elektřiny. Při řešení připojitelnosti nového odběru nebo zdroje do sítě NN se musí hlídat čtyři důležité parametry. Základní podmínkou je, že napětí v celé síti se musí pohybovat v rozmezí $\pm 10\%$ od jmenovité hodnoty. Dalším sledovaným parametrem, který je ovlivňován především jednofázovými zdroji a odběry, je celková nesymetrie sítě. Ta ve výsledku nesmí přesáhnout 2% . Třetí kontrolovanou veličinou je přetížení napájecího vedení, které souvisí s maximálním proudovým zatížením jednotlivých vodičů. Posledním kritériem je samotná připojitelnost, u které pravidla pro připojení nových zařízení do distribuční sítě definuje dokument PPDS. Příloha 4 tohoto dokumentu říká, že všechny výrobní připojené do sítě NN nesmí způsobit napěťovou změnu větší než 3% . Princip nalezení maximálního připojitelného výkonu zdroje či příkonu odběru v programu DNCalc spočívá v postupném zvyšování jmenovité hodnoty do chvíle, kdy ve výsledcích dojde k překročení jednoho z výše zmíněných limitů.

8.4.1 Připojitelnost nového odběru do DS

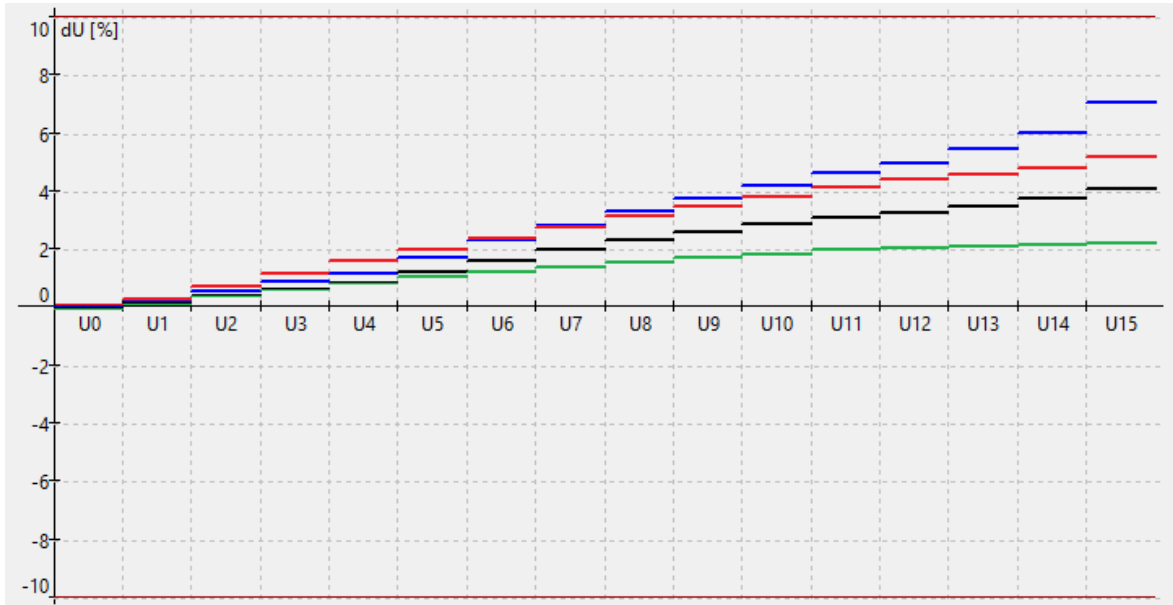
Připojitelnost nového odběru elektřiny je řešena pro stávající koncepci DS a pro síť s jednotným průřezem vodičů, ve které panují nejlepší napěťové poměry ze všech aplikovaných opatření. Výpočet byl proveden pro nové odběrné místo činného charakteru s účínkem $\cos\varphi = 1$ připojené do posledního uzlu soustavy *U15*. Po přepočtu parametrů sítě s novým odběrem jsem zjistil, že maximální připojitelný příkon do stávající koncepce DS je 11,9 kW. Při dalším zvyšování byl překročen limit maximální napěťové změny 3 %. Do sítě s jednotným průřezem lze připojit nový odběr činného charakteru o maximálním příkonu 28,5 kW. Při větším příkonu bude opět napěťová změna větší než 3 %.

Připojitelnost nového odběru elektrické energie do distribuční soustavy NN				
	Stávající koncepce DS		Sjednocení průřezu celého vedení	
	Úbytek napětí bez nového odběru	Úbytek po připojení maximálního odběru	Úbytek napětí bez nového odběru	Úbytek po připojení maximálního odběru
Uzel	Δu_1 (%)	$\Delta u_{1.1}$ (%)	Δu_2 (%)	$\Delta u_{2.1}$ (%)
U0	0,04	0,06	0,04	0,07
U1	0,16	0,22	0,15	0,28
U2	0,41	0,56	0,4	0,75
U3	0,65	0,9	0,64	1,2
U4	0,86	1,2	0,85	1,62
U5	1,25	1,76	1,05	2,01
U6	1,64	2,32	1,24	2,41
U7	2	2,85	1,43	2,79
U8	2,32	3,34	1,59	3,16
U9	2,61	3,8	1,73	3,5
U10	2,88	4,24	1,87	3,84
U11	3,12	4,65	1,99	4,16
U12	3,28	4,98	2,07	4,44
U13	3,51	5,47	2,12	4,61
U14	3,75	6,02	2,17	4,81
U15	4,13	7,1	2,25	5,23

Tab. 10: Porovnání úbytků napětí před a po připojení nového odběru do DS

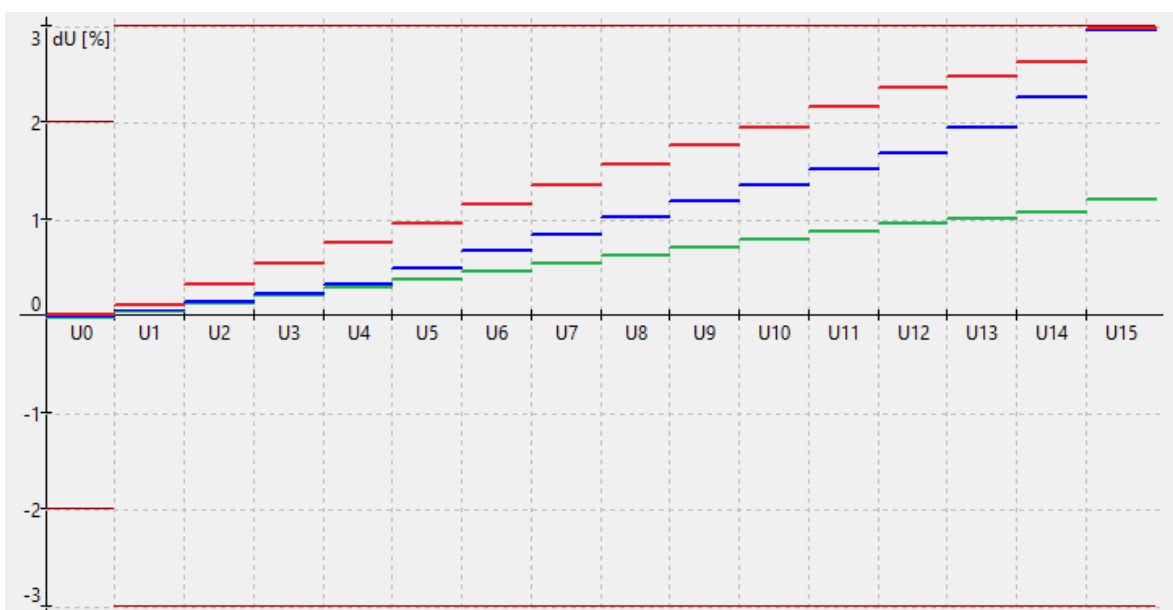
Z předchozí tabulky je patrné, že ve stávající síti úbytek napětí v uzlu *U15* bez připojeného nového odběru $\Delta u_1 = 4,13$ % vzrostl o 2,97 % na úbytek $\Delta u_{1.1} = 7,1$ %, který nastane v uzlu *U15* po připojení odběru o příkonu 11,9 kW. V síti se po zvětšení a sjednocení průřezu celého vedení původní úbytek $\Delta u_2 = 2,25$ % zvětšil o 2,98 % na hodnotu $\Delta u_{2.1} = 5,23$ %. Z toho vyplývá, že i přes připojení větší zátěže do sítě s větším průřezem bude na konci vedení úbytek napětí menší než v současné soustavě NN.

Následující graf porovnává jednotlivé úbytky napětí před a po připojení maximálních odběrů do DS. Černě je nakreslen úbytek napětí ve stávající síti bez nového odběru elektriny a modře je zobrazen úbytek v této síti po připojení příkonu 11,9 kW. Zelená křivka udává úbytek napětí v síti po sjednocení průřezu vedení a červenou barvou je znázorněn úbytek v této síti po připojení odběru s příkonem 28,5 kW.



Graf 8: Úbytky napětí po připojení maximálních odběrů

Na dalším grafu je modrou křivkou vyznačen průběh napěťové změny, která nastane po připojení odběru s příkonem 11,9 kW do stávající sítě. Zeleně je nakreslen pokles změny po sjednocení průřezu vedení při stejném odebíraném výkonu a červená křivka popisuje opětovný nárůst změny napětí v síti s konstantním průřezem a odběrem o příkonu 28,5 kW.



Graf 9: Napěťová změna před a po připojení maximálních odběrů

8.4.2 Připojitelnost nového zdroje do DS

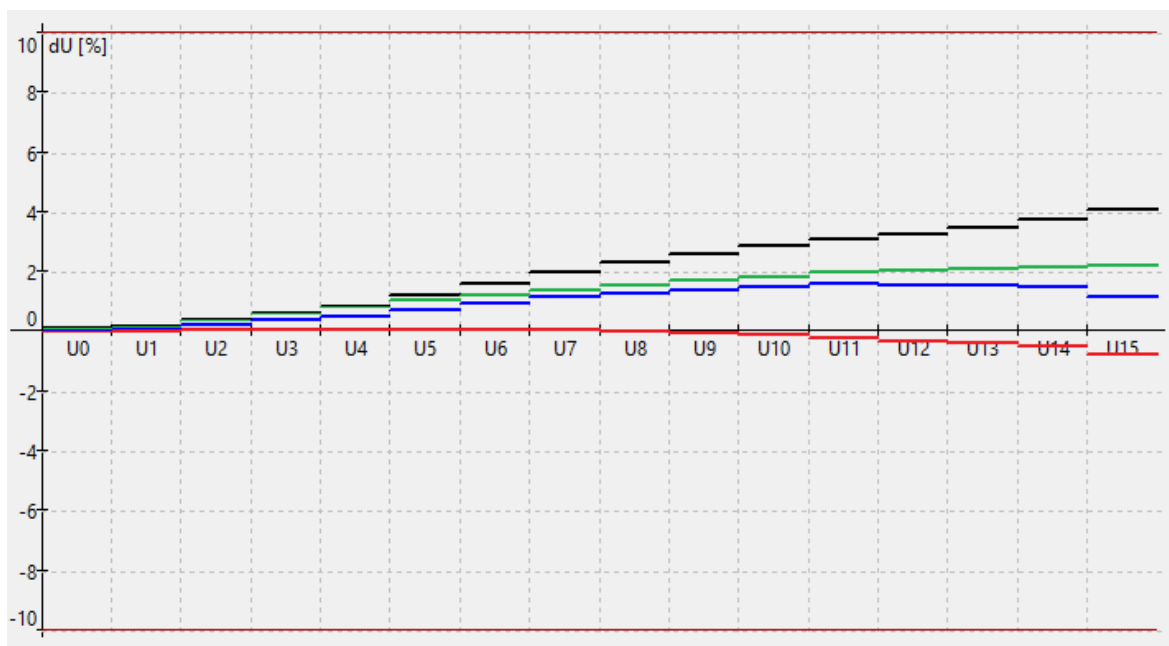
Výpočet připojitelnosti nového zdroje elektrické energie byl proveden opět pro dva případy s uvažováním nového zdroje činného charakteru s účínkem $\cos\varphi = 1$ připojeného na konec vedení do uzlu *U15*. Výpočet ukázal, že do stávající distribuční sítě může být připojen zdroj s maximálním výkonem 12,8 kW. Při dalším zvyšování dojde k překročení limitu největší napěťové změny 3 %. V síti s konstantním průřezem kabelového vedení typu 120AYKY70 lze povolit připojení nového zdroje o maximálním výkonu 30,5 kW. Pro větší instalovaný výkon není splněna podmínka 3% napěťové změny.

Připojitelnost nového zdroje elektrické energie do distribuční soustavy NN				
Uzel	Stávající koncepce DS		Sjednocení průřezu celého vedení	
	Úbytek napětí bez nového zdroje	Úbytek po připojení maximálního zdroje	Úbytek napětí bez nového zdroje	Úbytek po připojení maximálního zdroje
	Δu_1 (%)	$\Delta u_{1,1}$ (%)	Δu_2 (%)	$\Delta u_{2,1}$ (%)
U0	0,04	0,03	0,04	0,01
U1	0,16	0,1	0,15	0,03
U2	0,41	0,26	0,4	0,07
U3	0,65	0,4	0,64	0,09
U4	0,86	0,53	0,85	0,09
U5	1,25	0,75	1,05	0,09
U6	1,64	0,96	1,24	0,08
U7	2	1,15	1,43	0,07
U8	2,32	1,29	1,59	0,02
U9	2,61	1,41	1,73	-0,03
U10	2,88	1,51	1,87	-0,1
U11	3,12	1,59	1,99	-0,17
U12	3,28	1,58	2,07	-0,29
U13	3,51	1,54	2,12	-0,37
U14	3,75	1,48	2,17	-0,47
U15	4,13	1,14	2,25	-0,74

Tab. 11: Porovnání úbytků napětí před a po připojení nového zdroje do DS

Výše uvedená tabulka zobrazuje úbytek napětí na konci stávající sítě $\Delta u_1 = 4,13$ %, který se vlivem připojení nového zdroje elektřiny o výkonu 12,8 kW do uzlu *U15* sníží o 2,99 % na hodnotu $\Delta u_{1,1} = 1,14$ %. Do sítě s konstantním průřezem vodičů bude nově připojený zdroj (například v podobě fotovoltaické elektrárny) dodávat napětí, které způsobí pokles stávajícího úbytku $\Delta u_2 = 2,25$ % o 2,99 % na úbytek $\Delta u_{2,1} = -0,74$ %. Záporný úbytek znamená zvýšení napětí nad jmenovitou hodnotu.

Na následujícím grafu jsou porovnány jednotlivé úbytky napětí před a po připojení maximálních odběrů do DS. Černá křivka vykresluje úbytek napětí při současné koncepci distribuční sítě bez nového odběru elektřiny a modře je vyobrazen úbytek v této síti po připojení výkonu zdroje 12,8 kW. Zelenou barvou je uveden úbytek napětí v síti po sjednocení průřezu vedení a červená křivka popisuje úbytek v této síti po připojení zdroje s výkonem 30,5 kW.



Graf 10: Úbytky napětí po připojení maximálních zdrojů

Z grafu vyplývá, že po připojení nového zdroje do stávající sítě úbytek napětí na celém vývodu nepřesáhne hodnotu 8 V. Největší úbytek budou mít odběratelé připojení do uzlu *U11*, kterým napětí poklesne o 1,59 %, což je necelých 6,4 V. Po připojení maximálního zdroje do sítě s konstantním průřezem bude úbytek napětí mezi uzly *U0* – *U8* téměř nulový a směrem k novému zdroji se bude zvyšovat do záporných hodnot. Zákazníci na konci tohoto vývodu budou mít napětí o 0,74 % větší, což odpovídá necelým 403 V. Aby v uzlu *U15* nevznikalo přepětí, musel by být připojen zdroj s maximálním výkonem 22,8 kW, při němž by na konci vedení bylo jmenovité napětí 400 V.

Vzhledem k tomu, že nově připojované zdroje do distribuční soustavy musí podporovat bezpečný a spolehlivý chod sítě regulací dodávaného činného a jalového výkonu pomocí autonomních charakteristik $P(U)$ a $Q(U)$, provedl jsem výpočet připojitelnosti i pro mírně induktivní charakter zdroje s $\cos\varphi = 0,95$. V tomto případě vychází hodnota maximálního připojitelného výkonu zdroje na konci stávajícího vedení 14,5 kW a do sítě s konstantním průřezem celého vývodu lze připojit zdroj o výkonu až 35 kW.

9 Technicko-ekonomické shrnutí a závěrečné doporučení

Analyzovaná distribuční síť nízkého napětí v obci Těptín, která byla součástí mezinárodního evropského projektu InterFlex, je vystavěna jako paprsková síť o jednom vývodu napájeném distribučním OLTC transformátorem 22/0,4 kV. V současné době je síť vybudována kombinací podzemního kabelového a venkovního vedení. Po osobní prohlídce stávající sítě jsem zjistil, že je poměrně zastaralá a v nejbližším období bude vyžadovat celkovou rekonstrukci.

Součástí národního akčního plánu pro chytré sítě je i studie finanční náročnosti různých opatření vedoucí k lepší regulaci sítě, navýšení kapacity přenášeného výkonu a integraci decentrálních zdrojů do distribuční soustavy. Náklady na pořízení OLTC transformátoru o jmenovitém výkonu 400 kVA, který byl instalován v Těptíně roku 2018, činily 1,1 milionu korun. Součástí výměny tohoto transformátoru byl i nový nátěr železné příhradové konstrukce, na které je distribuční transformátor umístěn. Výměna standardního transformátoru bez možnosti regulace pod zatížením současně s jištěním VN a rozvaděčem NN v jedné DTS by v roce 2020 stála 451 000 Kč. V roce 2030 tato výměna bude stát už 523 000 Kč a v roce 2040 dokonce 607 000 Kč. Výdaje na vybudování zcela nové distribuční transformátorové stanice o výkonu 400 kVA umístěné na železobetonovém sloupu by v roce 2020 byly 901 000 Kč. Roku 2030 tyto náklady dosáhnou 1 milionu korun a v roce 2040 až 1,2 milionu korun.

Náklady na výstavbu nových a rekonstrukci stávajících distribučních sítí nízkého napětí jsou ve studii NAP SG uváděny na jeden kilometr délky daného vedení. Posílení současné sítě NN samonosným závěsným vodičem (AES) by si pro roky 2020, 2030 i 2040 vyžádalo stejné náklady jako nová jednosloupová betonová DTS. Jeden kilometr zcela nového venkovního páteřního vedení provedeného samonosným závěsným kabelem do průřezu 120 mm² by v roce 2020 stál 1,57 milionu korun. Za deset let už by vyšel na 1,83 milionu a za dalších deset let by částka za jeden kilometr tohoto vedení přesáhla 2,1 milionu korun. Vybudování podzemního kabelového vedení je o poznání technicky i finančně náročnější. Cena za výstavbu kabelového vedení na venkově či ve městě zahrnuje kromě samotných vodičů také zábor potřebných pozemků, zemní práce a finální terénní úpravy povrchů po skončení veškerých výkopových prací.

Výstavba jednoho kilometru kabelového vedení typu AYKY do průřezu 240 mm² na venkově by si v roce 2020 vyžádala náklady ve výši 2 milionů korun. O 10 let později už by částka přesahovala 2,3 milionu a v roce 2040 by se blížila téměř k 2,75 milionu korun. Dle studie NAP SG vyjde nejdražší výstavba stejného typu vedení ve městech a přilehlých aglomeracích. Jeden kilometr vedení AYKY s průřezem vodičů nejvýše 240 mm² by v roce 2020 vyšel na 3,15 milionu korun. Roku 2030 bude vybudování tohoto vedení stát 2,35 milionu a v roce 2040 necelých 4,3 milionu korun.

Vzhledem k tomu, že stávající síť je již vybavena novým distribučním transformátorem, který umožňuje regulaci napětí změnou odboček pod zatížením a první úsek vedení je proveden podzemním kabelem o průřezu 3×120 mm² + 70 mm², rekonstrukce by spočívala ve výměně druhého a třetího úseku tohoto vedení. Druhý úsek v délce 323 m realizován venkovním vedením 70AlFe6_50 a třetí úsek s délkou 126 m proveden kabelovým vedením by byly nahrazeny kabelem 120AYKY70. Celková délka rekonstruovaného vedení činí 449 m a výsledná částka za výměnu vodičů těchto úseků by se v letošním roce pohybovala okolo 911 000 Kč. Pokud by se přestavba tohoto vedení uskutečnila v roce 2030, celkové náklady by přesahovaly částku 1 milion korun. Za 20 let už by kabelizace středního úseku a zvětšení průřezu posledního úseku řešené distribuční sítě nízkého napětí vyšla bezmála na 1,25 milionu korun.

Za předpokladu pouze mírného navýšení instalovaných výkonů v lokalitě Těptín bych posílení sítě řešil přidáním samonosného závěsného kabelu k stávajícímu venkovnímu vedení a zvětšením průřezu kabelu třetího úseku této sítě. Zmíněná varianta by v roce 2020 stála bezmála 547 000 Kč. V roce 2030 by náklady činily 634 000 Kč a v roce 2040 už téměř 740 000 Kč. V úseku venkovního vedení by se využily železobetonové sloupky stávající sítě a výsledná částka za toto posílení by byla pravděpodobně ještě nižší. V případě výstavby většího počtu rodinných domů či připojení nového zdroje elektrické energie v řádech desítek kW bych zvolil ekonomicky náročnější variantu celkové rekonstrukce zmíněných úseků vedení, která by v letech 2020 a 2030 byla v průměru o 365 000 dražší než předchozí. V roce 2040 už by náklady na celkovou rekonstrukci byly o půl milionu větší než při posílení vedení AES kabelem. Výhodou celkové kabelizace sítě je zlepšení estetiky celé ulice zrušením železobetonových sloupů a menší poruchovost vedení.

Závěr

Obsahem této diplomové práce je návrh sítě nízkého napětí splňující budoucí potřeby distribuce. V dohledné době budou tyto sítě nutnou součástí elektrizační soustavy České republiky. Díky nim bude mít provozovatel distribuční soustavy větší přehled o aktuálních parametrech v síti a bude moci lépe regulovat výkonové toky na vedení.

V praktické části této práce jsem se zabýval analýzou a modelem distribuční sítě nízkého napětí, která byla součástí mezinárodního evropského projektu InterFlex. Model této sítě ukázal, že zkoumaný vývod odebírá z nadřazené soustavy 22 kV zdánlivý výkon 36,9 kVA a činný výkon 36,85 kW. Jalový výkon 2,08 kVAr se zde vyskytuje z důvodu jalové složky impedance venkovního vedení, poněvadž všechna odběrná místa jsou považována za obecnou zátěž činného charakteru s účínkem rovným jedné. V současné době se na konci řešeného vývodu objevuje úbytek napětí maximálně 4,13 % jmenovité hodnoty napětí. Podmínka maximálního úbytku 10 % je tedy splněna, nicméně odběratelé na konci vedení mají napětí téměř o 17 V nižší. Výpočet chodu sítě jsem postupně opakoval pro tři opatření vedoucí ke zlepšení napěťových poměrů na konci vedení. Jako nejlepší řešení vyšlo sjednocení průřezu celého vývodu kabelovým vedením 120AYKY70, při kterém na konci vedení vzniká úbytek napětí pouze 2,25 %. Na začátku vedení se zároveň neobjevuje přepětí jako u změny odbočky distribučního transformátoru.

Studie připojitelnosti nového odběru či zdroje elektrické energie ukázala, že do stávající sítě lze na konec vývodu připojit odběr činného charakteru s maximálním příkonem 11,9 kW nebo zdroj o výkonu 12,8 kW. V případě účinníku zdroje 0,95 je možno do stávající sítě připojit výkon 14,5 kW. Po sjednocení průřezu celého vedení, při kterém panují v síti nejlepší napěťové poměry, jsem opětovným výpočtem zjistil, že maximální připojitelný příkon odběrného místa může být 28,5 kW a výkon zdroje 30,5 kW. Za předpokladu účinníku zdroje 0,95 činí hodnota maximálního připojitelného výkonu až 35 kW.

V závěru práce jsem provedl technicko-ekonomické shrnutí a učinil doporučení, podle kterého by se daná distribuční síť mohla zrekonstruovat, aby se navýšila kapacita přenášeného výkonu a připojitelnost nového zdroje či odběru elektrické energie. Jedná se především o již zmíněné sjednocení průřezu vodičů a kabelizaci středního úseku vedení.

Seznam literatury a informačních zdrojů

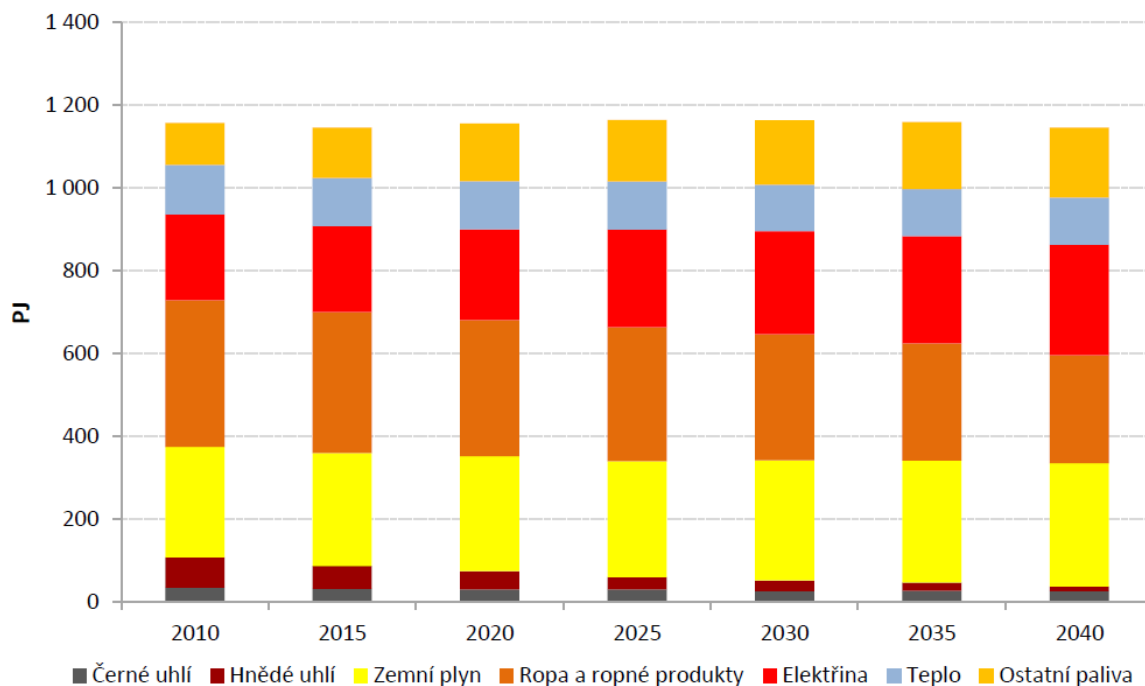
- [1] TLUSTÝ, Josef. *Návrh a rozvoj elektroenergetických sítí*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04939-6.
- [2] TOMAN, Petr. *Provoz distribučních soustav*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04935-8.
- [3] TLUSTÝ, Josef. *Monitorování, řízení a chránění elektrizačních soustav*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04940-2.
- [4] <https://www.mpo.cz/cz/energetika/statni-energeticka-politika/statni-energeticka-koncepce--223620/> [online] [Cit. 15.2.2020]
- [5] <https://www.moderniobec.cz/o-cem-se-mluvilo-uz-pred-triceti-lety-nyni-konecne-speje-ke-svemu-uskutecneni-horkovod-z-temelina-bude-zasobovat-teplem-tricet-tisic-obyvatele-ceskych-budejovic/> [online] [Cit. 16.2.2020].
- [6] <https://ekolist.cz/cz/zpravodajstvi/zpravy/produkce-odpadu-v-cr-roste-problemem-je-skladkovani> [online] [Cit. 16.2.2020]
- [7] <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/54377/62106/640972/priloha001.pdf> [online] [Cit. 21.3.2020]
- [8] <http://portal.sda-cia.cz/stat.php?v#rok=2019&mesic=12&kat=stav&vyb=&upr=&obd=m&jine=false&lang=CZ&str=vpp> [online] [Cit. 21.3.2020]
- [9] 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 [online] [Cit. 27.2.2020]
- [10] <https://www.elprocus.com/overview-smart-grid-technology-operation-application-existing-power-system/> [online] [Cit. 1.3.2020]
- [11] https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html [online] [Cit. 1.3.2020]
- [12] <https://www.studentenergy.org/topics/smart-grid> [online] [Cit. 1.3.2020]
- [13] <https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobní-zdroje/jaderna-energetika/jaderna-energetika-v-ceske-republice/nove-jaderne-zdroje/novy-temelin/proc-nova-jaderna-elektrarna> [online] [Cit. 21.2.2020]
- [14] <https://www.studentsummit.cz/wp-content/uploads/2019/02/PSS-Emisn%C3%AD-povolenky-UNEA.pdf> [online] [Cit. 21.2.2020]
- [15] <https://oenergetice.cz/technologie/elektroenergetika/carbon-capture-and-storage-technologie-uskladnovani-co2> [online] [Cit. 26.2.2020]

- [16] https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/konference-seminare/2018/11/Studie-NAPS-SG-A25_Elektromobilita.pdf [online] [Cit. 25.3.2020]
- [17] <https://www.egubrno.cz/wp-content/uploads/2018/03/EFEKT-centralni-a-decentralni-vyroba.pdf> [online] [Cit. 1.4.2020]
- [18] <http://www.enviweb.cz/112041> [online] [Cit. 1.4.2020]
- [19] <https://zenodo.org/record/2572679#.Xty6DUUzaM8> [online] [Cit. 1.4.2020]
- [20] <https://electrical-engineering-portal.com/4-essential-features-of-transformer-on-load-tap-changer-oltc> [online] [Cit. 2.5.2020]
- [21] https://www.vutbr.cz/www_base/zav_prace_soubor_verejne.php?file_id=177983 [online] [Cit. 2.5.2020]
- [22] <https://dspace.cvut.cz/bitstream/handle/10467/77057/F3-DP-2018-Vastl-Jiri-DP%202018%20-%20Jiri%20Vastl.pdf?sequence=-1&isAllowed=y> [online] [Cit. 5.5.2020]
- [23] <https://portal.zcu.cz/portal/studium/courseware/kee/pe/prednasky.html> [online] [Cit. 10.5.2020]
- [24] <https://www.rtu.cz/> [online] [Cit. 10.5.2020]
- [25] <https://interflex-h2020.com/> [online] [Cit. 3.6.2020]
- [26] <https://www.cezdistribuce.cz/cs/projekt-interflex.html> [online] [Cit. 3.6.2020]
- [27] <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/typove-diagramy-dodavek-elektřiny/normalizovane-tdd?date=2020-06-10> [online] [Cit. 10.6.2020]

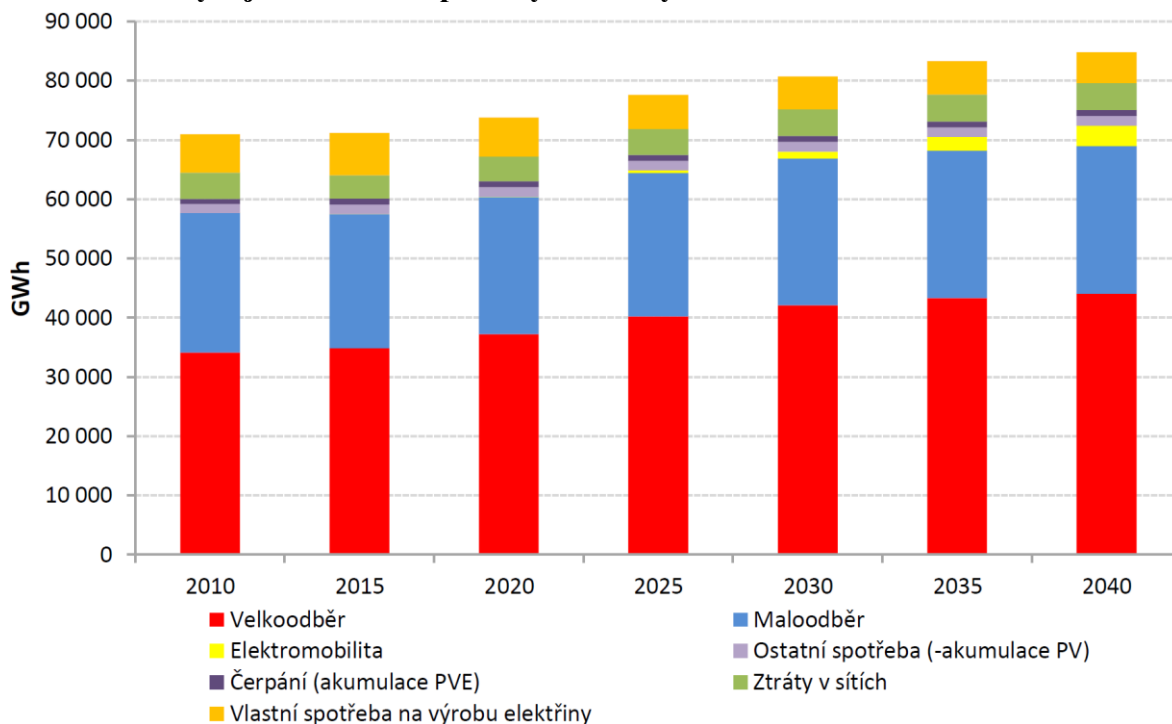
vlastní fotografie

Přílohy

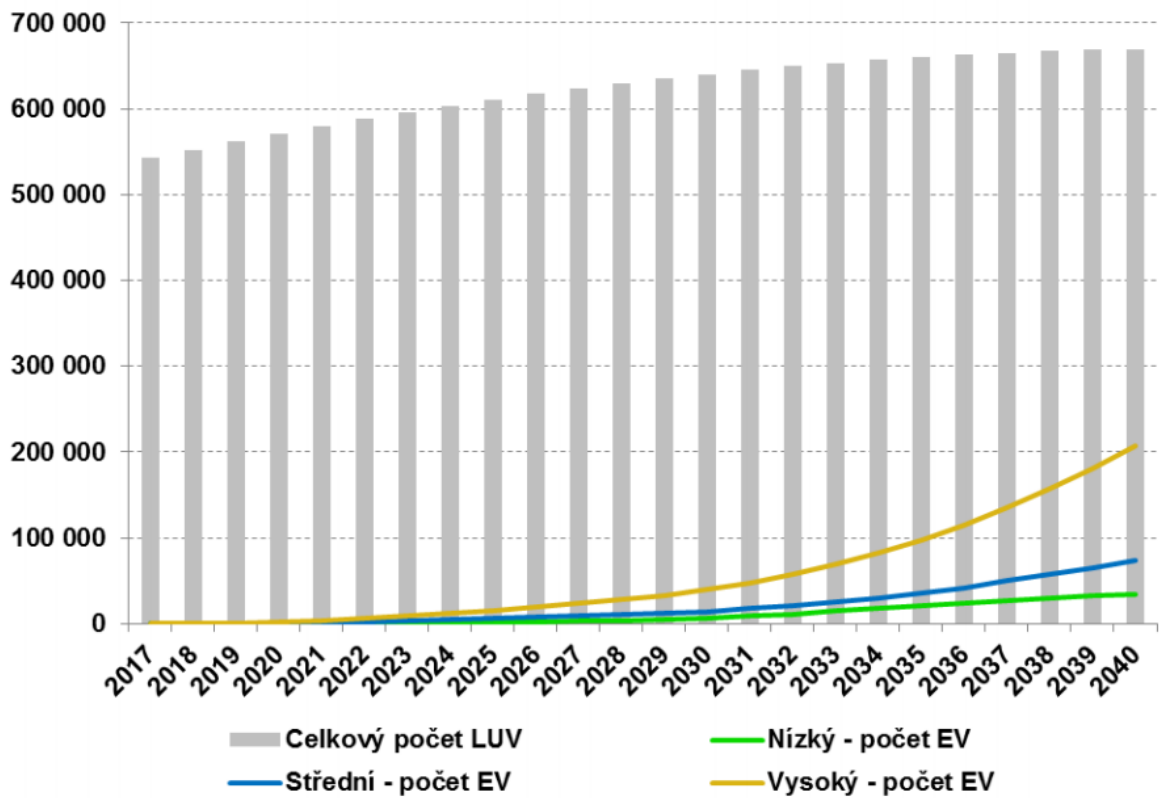
Příloha A – Vývoj a struktura konečné spotřeby energie [4]



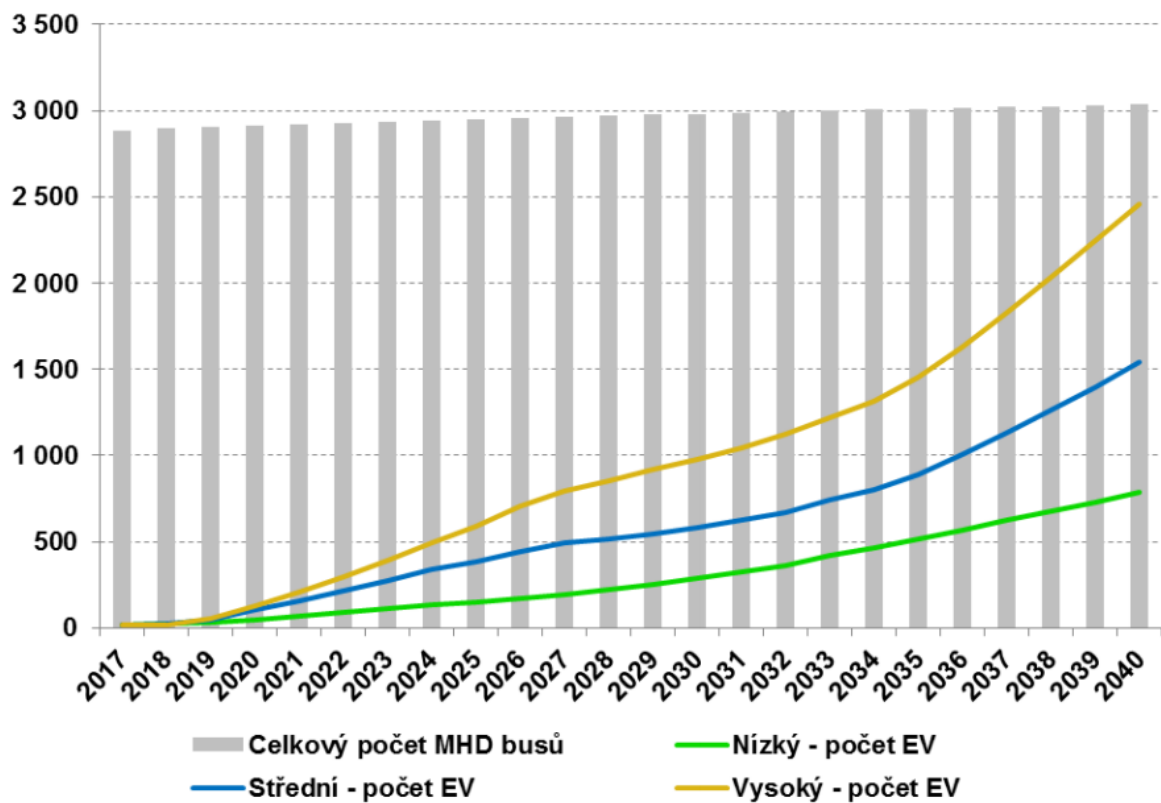
Příloha B – Vývoj a struktura spotřeby elektřiny v ČR [4]



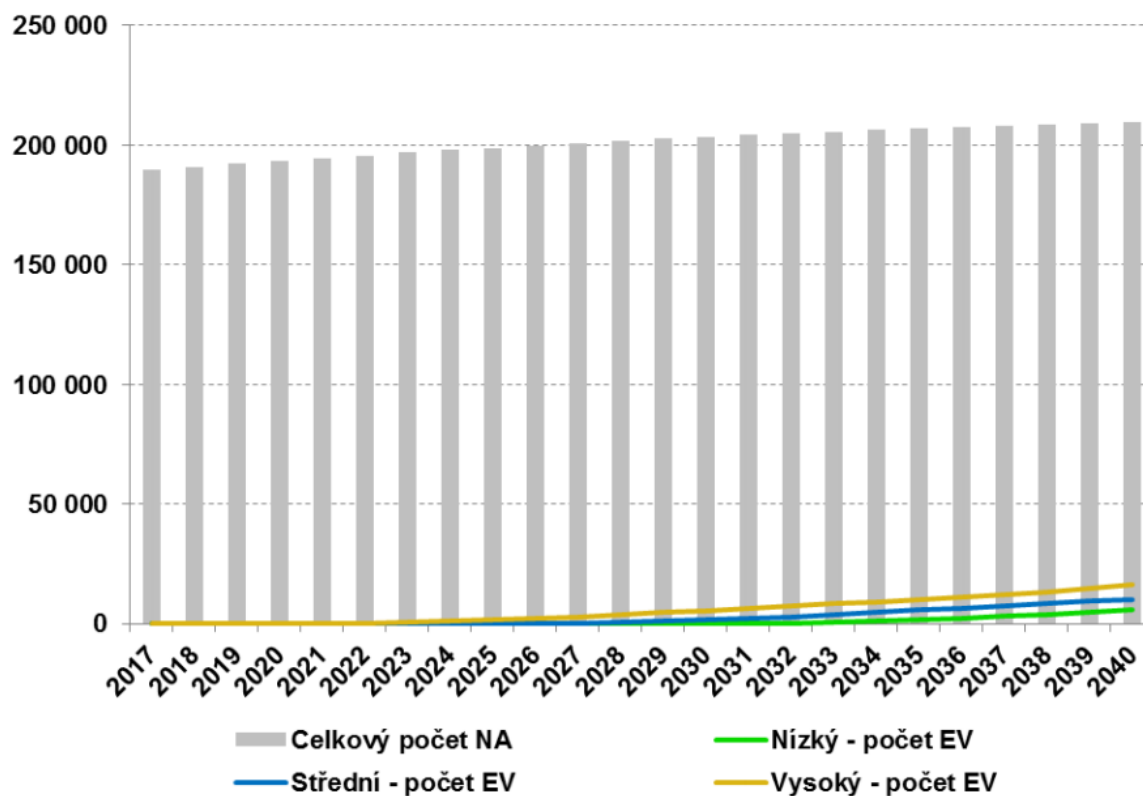
Příloha C – Předpokládaný vývoj počtu elektrických LUV v ČR [16]



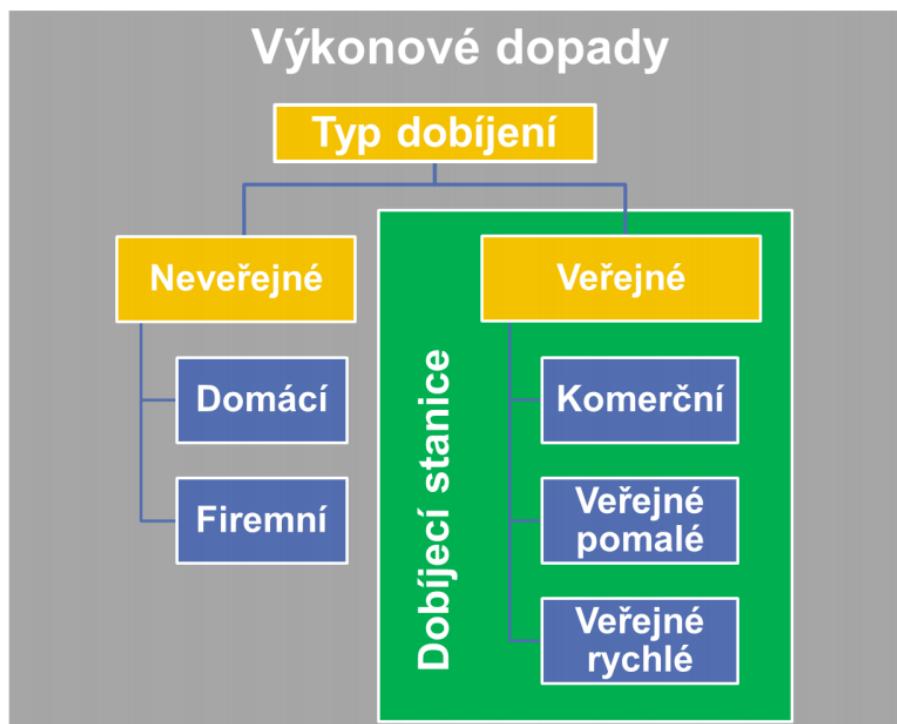
Příloha D – Předpokládaný vývoj počtu elektrických autobusů MHD v ČR [16]



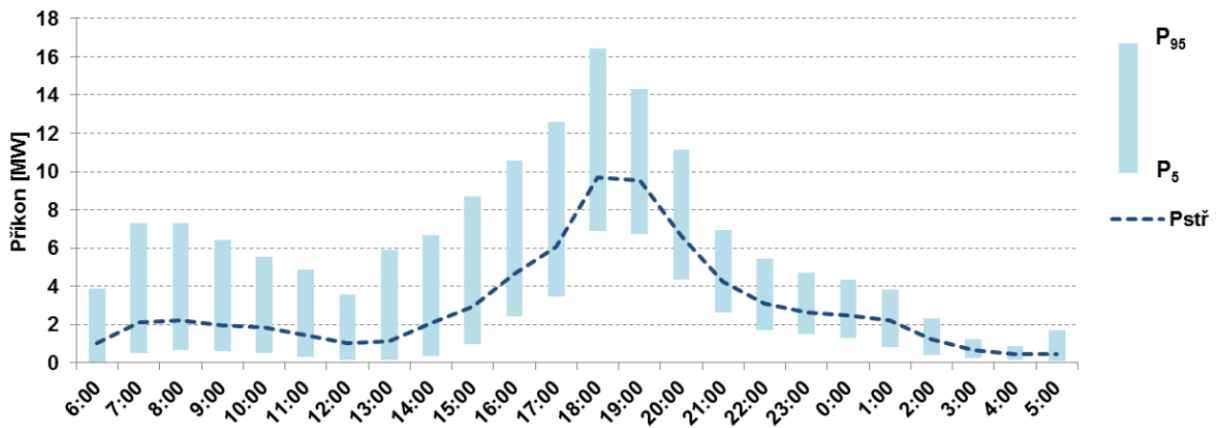
Příloha E – Předpokládaný vývoj počtu elektrických NA v ČR [16]



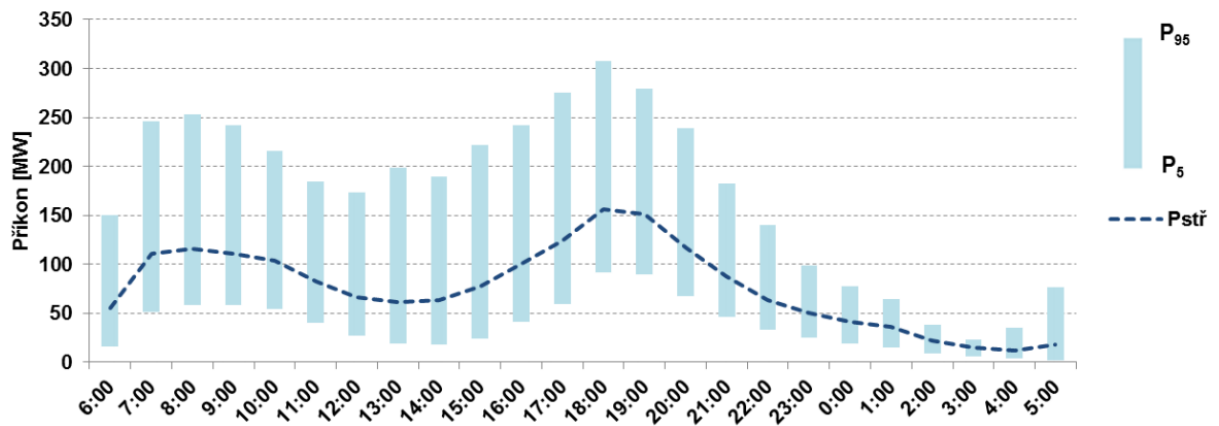
Příloha F – Typy dobíjecích stanic pro elektromobily [16]



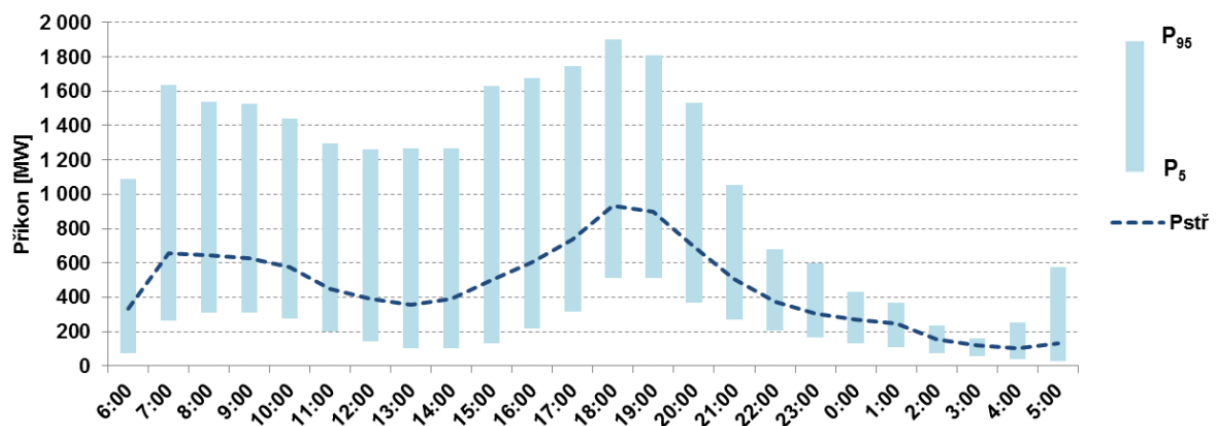
Příloha G – Typový diagram nabíjení pro osobní elektromobily v roce 2020 [16]



Příloha H – Typový diagram nabíjení pro osobní elektromobily v roce 2030 [16]



Příloha I – Typový diagram nabíjení pro osobní elektromobily v roce 2040 [16]



Příloha J – První fotovoltaická elektrárna zapojená do zkoumané sítě NN [autor]



Příloha K – Druhá fotovoltaická elektrárna zapojená do zkoumané sítě NN [autor]



Příloha L – Třetí fotovoltaická elektrárna zapojená do zkoumané sítě NN [autor]



Příloha M – Čtvrtá fotovoltaická elektrárna zapojená do zkoumané sítě NN [autor]



