

System pro optimalizaci provozu elektrické distribuční sítě

System for optimizing the operation of the electrical distribution network

Ing. Jan Vysocký

Disertační práce

Školitel: prof. Ing. Stanislav Mišák, Ph.D.

Ostrava, 2021

Poděkování

Děkuji školiteli prof. Ing. Stanislav Mišák, Ph.D. za cenné rady, které mi poskytl během vypracování této práce.

Anotace

Evropská elektroenergetika dnes prochází velkými změnami a velká část těchto změn se nějak dotýká elektrických distribučních sítí. Ty procházejí proměnou v moderní „chytré“ distribuční síť. Až bude tato proměna dokončena, elektrické distribuční síť budou vybaveny velkým množstvím měřicích a řídicích zařízení a komunikačními sítěmi přenášejícími data mezi všemi těmi měřicími a řídicími zařízeními a řídicím počítačem, přičemž přenášená data budou popisovat stav různých entit souvisejících s danou distribuční sítí. Na řídicím počítači bude spuštěn software, který v čase blízkém reálnému bude na základě dat z těchto měřicích zařízení určovat, jak mají být jednotlivá řízená zařízení instalovaná v distribuční síti nastavena, aby daná distribuční síť pracovala co nejlépe – tedy co nejstabilněji, nejkvalitněji a nejbezpečněji. Tato disertační práce prezentuje software, který má ambice i schopnosti být tím, který bude řídit různé prvky ovlivňující výkonové toky v moderních distribučních sítích. Tento software je vybaven tak, aby za normálního provozního stavu řízené distribuční sítě dokázal tuto síť řídit optimálně. Optimálně zde znamená řídit tak, aby kolísání velikosti napětí napříč sítí bylo minimální, místní výrobní a akumulací kapacity byly využity optimálně, velikost ztrát elektrické energie v jednotlivých prvcích sítě byla minimální anebo volné přenosové kapacity byly co nejvyšší. Upřednostňovaný cíl řízení dané distribuční sítě si její provozovatel může ve zdejšímu softwaru sám určit pomocí nastavení vah jednotlivých sledovaných veličin. Při výskytu poruchy na jednom či více z prvků řízené distribuční sítě pak tento software poskytne jejímu provozovateli návod, jak při odstraňování zdejších poruch postupovat, tak aby celkové množství elektrické energie, která nebude v průběhu procesu odstraňování poruchy dodána místním odběratelům, bylo co nejnižší.

Klíčová slova

Elektrická distribuční síť, tvorba software, matematické modelování, optimální řízení fyzikálního systému, optimalizační algoritmus, normální a poruchový stav systému

Annotation

Today, the European electrical-power industry is undergoing big changes, and a large part of them relates to electrical distribution networks. The electrical distribution networks are undergoing a transformation into modern "smart" distribution networks. Modern smart distribution networks will be equipped with many measuring and control devices, and communication networks transferring data between all those measuring and control devices and the control computer. On the control computer, there will be software running in a close-to-real-time regime. Using data from those measuring devices, this software will determine how the individual control devices installed in the distribution network should be set up so that the distribution network works as best as possible – i.e., as stable, quality, and operationally robust as possible. This dissertation presents software that has the ambition and ability to be the controller of a modern distribution network. This software is equipped so that under normal operating conditions of the distribution network it can control this network optimally, i.e., with minimal voltage fluctuations across the network, optimal use of local production and storage capacity, minimal active-power losses in individual network elements or with the highest possible available transmission capacities. The control process' preferred goals for a given network can be determined by the network operator by setting the weights of individual observed variables. If one or more faults occur on elements of the controlled distribution network, this software will provide the network operator with instructions on how to proceed in eliminating the faults so that the total amount of electrical energy not supplied to local customers is as low as possible.

Keywords

Electrical distribution network, software development, mathematical modeling, optimal control of the physical system, optimization algorithm, normal and fault state of the system

Obsah

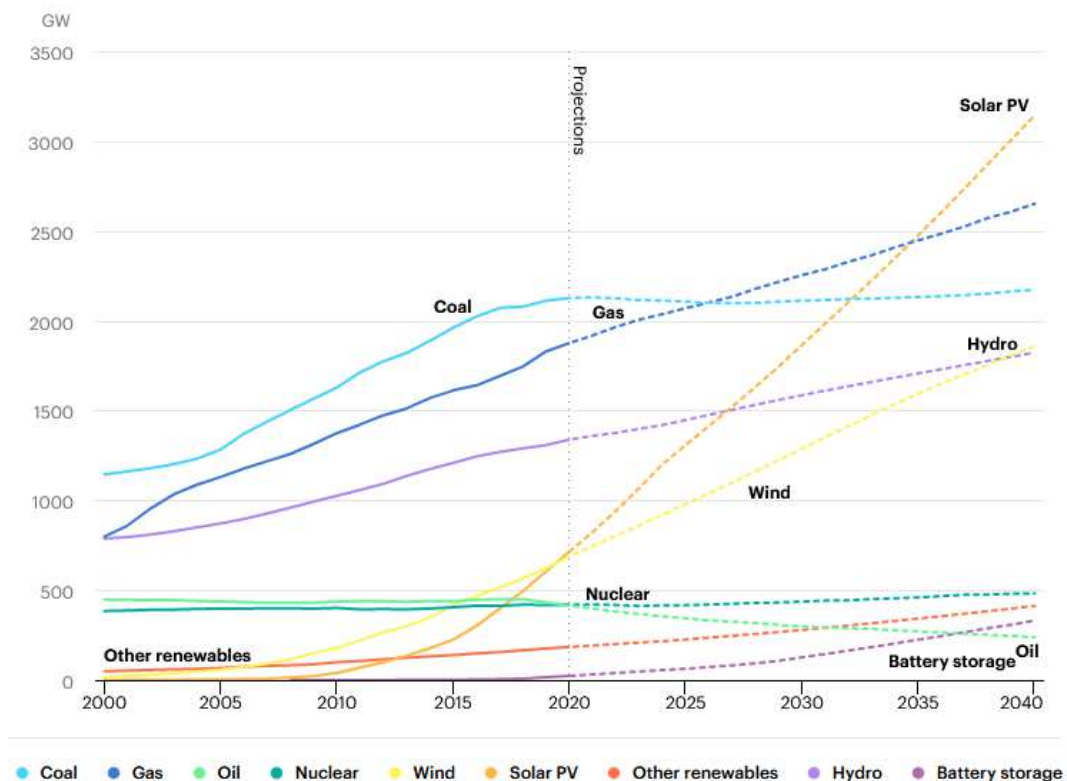
1	Úvod	7
2	Cíle disertační práce	11
2.1	Etapy zpracování disertační práce.....	11
2.1.1	Fáze experimentální.....	11
2.1.2	Fáze vývojová.....	12
2.1.3	Fáze testovací	12
2.2	Motivace k řešení problematiky.....	13
3	Fáze experimentální	14
3.1	Tvorba testovacího matematického modelu elektrické distribuční sítě.....	14
3.2	Analýza ustáleného chodu testovacího matematického modelu elektrické distribuční sítě	16
3.3	Tvorba rozhraní pro nastavení parametrů prvků testovacího matematického modelu elektrické distribuční sítě	19
3.4	Tvorba testovacího genetického algoritmu ve zvoleném programovacím jazyce a testování jeho optimalizačních schopností na úloze nalezení globálního extrému nějaké spojité konvexní matematické funkce s omezením prostoru možných řešení	23
3.5	Testování optimalizačních schopností testovacího genetického algoritmu na úloze nalezení globálního extrému nějaké nespojitě konvexní matematické funkce s omezením prostoru možných řešení	27
3.6	Testování optimalizačních schopností testovacího genetického algoritmu na úloze nalezení globálního extrému nějaké nespojitě nekonvexní matematické funkce s omezením prostoru možných řešení	30
3.7	Propojení testovacího genetického algoritmu s testovacím matematickým modelem elektrické distribuční sítě a testování optimalizačních schopností testovacího genetického algoritmu na jednoduché úloze s tímto testovacím modelem elektrické distribuční sítě	33
3.8	Tvorba rozcestníku softwaru rozhodujícího, zda je řízená elektrická distribuční síť v normálním či poruchovém provozním stavu	38
3.9	Tvorba algoritmu definujícího optimální proces obnovy řízené elektrické distribuční sítě nacházející se v poruchovém stavu.....	39
3.10	Tvorba prvotní verze správce kontingentních jevů.....	45
3.11	Definice obecných vlastností místní měřicí a komunikační infrastruktury a tvorba datového modelu.....	49
4	Fáze vývojová	52
4.1	Tvorba matematického modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě	52

4.2	Výpočet ustáleného chodu matematického modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě a provedení změny nastavení jednotlivých zdejších síťových prvků.....	55
4.3	Analýza jednotlivých kroků řešení úlohy popisu ustáleného chodu modelu elektrické sítě z pohledu jejich časové náročnosti a hledání cest ke zkrácení zdejší výpočetní doby.....	60
4.4	Propojení testovacího genetického algoritmu s modelem rozsáhlé elektrické distribuční sítě a otestování optimalizačních schopností genetického algoritmu při těchto nových podmínkách	64
4.5	Zvýšení komplexnosti úlohy optimalizace nastavení prvků rozsáhlé elektrické distribuční sítě.....	67
4.5.1	Podmínky nutné.....	70
4.5.2	Podmínky volné	71
4.5.3	Numerické experimenty	72
4.5.4	Analýza jednoho běhu optimalizačního algoritmu	73
4.5.5	Analýza sta běhů optimalizačního algoritmu.....	74
4.6	Upravení optimalizačního algoritmu pro poruchový stav řízené sítě do konečné podoby	77
4.7	Zpracování správce kontingentních jevů do Optimalizačního softwaru	81
4.8	Optimalizace vnitřních parametrů optimalizačního algoritmu pro normální stav řízené sítě	86
4.9	Praktická realizace datové a komunikační infrastruktury.....	92
4.9.1	Software pro vycítání dat z měřicích jednotek KMB.....	95
4.10	Vytvoření grafického uživatelského prostředí Optimalizačního softwaru	96
5	Fáze testovací.....	98
5.1	Otestování všech funkcionalit výsledného Optimalizačního softwaru	98
6	Závěr	107
7	Seznam použité literatury	109
8	Seznam publikací, dalších typů výstupů práce a projektů.....	112
9	Seznam obrázků.....	115
10	Seznam tabulek	118
11	Seznam příloh	119

1 Úvod

První elektroenergetické systémy začaly vznikat na konci 19. století. Základní myšlenky strategie rozvoje a řízení elektroenergetických systémů zavedené tou dobou se ukázaly být natolik dobré, že na nich byly postaveny strategie rozvoje elektroenergetických systémů uplatňované napříč celým 20. stoletím [1]. Začátek 21. století však lidstvu přinesl nové výzvy v podobě mohutné digitalizace, automatizace, tlaku na efektivitu a klimatických změn a na tyto výzvy musely lidé adekvátně reagovat ve všech oblastech své činnosti. Tak jak sektor elektroenergetiky ve 20. století působil konzervativněji oproti jiným průmyslovým sektorům, o to rozsáhlejší změny doposud platných paradigmat by zde měly proběhnout nyní [2]. A vzhledem k silné poptávce veřejnosti a z ní pramenícímu politickému tlaku je pravděpodobné, že k zásadním změnám zdejších trendů skutečně dojde a to již brzy.

Tou největší přicházející změnou v sektoru elektroenergetiky je změna typů zdrojů používaných k výrobě elektrické energie. Ve snaze snížit emise skleníkových plynů generovaných při výrobě elektrické energie dochází k omezování provozu elektráren využívajících spalování uhlí či ropy. Tyto elektrárny jsou dnes nahrazovány elektrárnami spalujícími zemní plyn a elektrárnami využívajícími obnovitelné zdroje energie (OZE) [3]. Všeobecně se očekává, že podíl elektráren využívajících OZE na všech nových zdrojích elektrické energie bude v následujících letech rychle růst (nejnovější očekávání Mezinárodní energetické agentury jsou prezentována v [4], očekávání U.S. Energy Information Administration v [5], očekávání BloombergNEF v [6], očekávání Mezinárodní agentury pro obnovitelnou energii IRENA v [7], očekávání ExxonMobil v [8] a očekávání BP v [9]) a to hlavně díky pokračujícímu poklesu cen technologií větrných [10] a fotovoltaických elektráren [11] a poklesu cen elektrochemických akumulátorů elektrické energie [12], které při spojení s elektrárnami posledních zmíněných typů lze používat pro regulaci výstupního výkonu dané elektrárny a překonávání období nízkých cen na spotovém trhu s elektřinou (nízké ceny se na spotovém trhu s elektřinou vyskytují v čase, kdy zde nabídka převyšuje poptávku; v posledních letech tento jev často nastává ve dnech se slunečným a větrným počasím, tedy počasím umožňujícím velkou produkci elektrické energie pomocí solárních a větrných elektráren). Obr. 1 ukazuje dosavadní a očekávaný budoucí vývoj hodnoty instalovaného výkonu různých zdrojů elektrické energie a akumulátorů elektrické energie dle Mezinárodní energetické agentury.



Obr. 1: Dosavadní a očekávaný budoucí vývoj hodnoty celkového instalovaného výkonu různých typů zdrojů elektrické energie a bateriových akumulátorů dle Mezinárodní energetické agentury [13]

Elektrárny využívající OZE mají jistá specifika, která musí provozovatelé elektrických sítí brát v potaz. Tyto elektrárny mají často oproti klasickým elektrárnám řádově menší instalovaný výkon (většinou do 10 kW), naopak celkový počet těchto elektráren je již nyní řádově vyšší, než kdy byl počet klasických elektráren (např. v České republice bylo ke dni 31.12. 2018 instalováno více než 31 tisíc jednotlivých fotovoltaických elektráren [14]). Výstupní výkon elektráren využívajících OZE je proto často vyváděn do přilehlých distribučních sítí (většinou se jedná o sítě nízkého napětí), které však nebyly navrženy na připojení jakéhokoliv jiného zdroje elektrického výkonu, než jsou distribuční transformátory. Okamžitá výroba solárních a větrných elektráren je závislá na počasí v místě jejich instalace a při nevhodném počasí (tj. počasí s bezvětřím či velkou oblačností) je jejich výstupní výkon malý. Řiditelnost solárních a větrných elektráren je omezená – jejich okamžitý výstupní výkon lze zásahem operátora pouze snížit, ne zvýšit. A případné snížení výstupního výkonu vynucené operátorem distribuční sítě je zde spojeno s finančními náhradami provozovateli dané elektrárny [15]. Klasické zdroje elektrické energie (vodní a tepelné elektrárny) jsou naopak velice snadno říditelné. Díky jejich velkému instalovanému výkonu (dosahujícímu až jednotek GW) je pro napájení rozsáhlých oblastí obvykle dostačující jen malý počet těchto elektráren. A jejich výstupní výkon je standardně vyveden přímo do přenosové soustavy, která je k tomuto účelu navržena a vyvedením výkonu elektrárny zde standardně nevznikají problémy.

Výše popsaná změna skladby zdrojové základny, potřeba zachovat vysoké standardy kvality dodávané elektrické energie a minimalizovat omezení dodávek elektrické energie a narůstající zájem

o zcela nové formy interakce mezi koncovými odběrateli a elektrickou distribuční soustavou¹ motivují provozovatele distribučních soustav k investicím do jejich infrastruktury s cílem vytvořit tzv. chytrou distribuční síť [17]. Hlavními prvky chytré distribuční sítě jsou měřicí a akční zařízení různých typů instalovaná ve velkém počtu přímo do infrastruktury dané distribuční sítě (a také do uzlů napojení jednotlivých koncových zákazníků – zde jsou instalovány chytré elektroměry), jeden či více řídicích počítačů a komunikační soustava zajišťující obousměrný přenos dat mezi měřicími a akčními zařízeními a řídicím počítačem. Do něj jsou zasílána data z jednotlivých „chytrých zařízení“ instalovaných v infrastruktuře distribuční soustavy. Řídicí počítač pomocí řídicího softwaru přijatá data zpracovává, vyhodnocuje a určuje, zda by nebylo vhodné nějak změnit nastavení řízené distribuční sítě. Pokud určí, že by to vhodné bylo, pak dále vybírá, jaké konkrétní akční zásahy je vhodné nyní v řízené síti provést. Po vybrání vhodných akčních zásahů dává řídicí počítač příkaz k jejich provedení skrze určená akční zařízení. Řídicích počítačů může být v rámci jedné elektrické distribuční sítě více než jen jeden. Distribuční síť s více než jedním souběžně pracujícím řídicím počítačem je systémem využívajícím tzv. distribuované řízení. A pokud v takové distribuční síti jednotlivé řídicí počítače pracují autonomně, pak architektura tamního řídicího systému odpovídá tzv. multi-agentnímu systému [18].

Provozovatelé distribučních soustav dnes mají vnější i vnitřní motivaci k tomu, aby provozovali svou distribuční soustavu co nejbezpečněji, nejstabilněji, s minimálními výpadky dodávek, tak, aby dodávaná elektrická energie byla co nejkvalitnější, a při tom všem ještě s minimálními náklady. S postupem času budou ty vnější i vnitřní motivace provozovatelů jistě dále posilovat (vlivem kovidové komoditní krize, která vedla k obrovskému nárůstu cen všech komodit včetně těch energetických a následnému krachu několika obchodníků s elektřinou, mnoho menších či větších spotřebitelů je vystaveno obrovskému nárůstu cen energií, a tak zkoumají různé možnosti snížení svých finančních výdajů, včetně možnosti vlastní výroby elektrické energie, viz [19]). A v okamžiku, kdy většina místních odběratelů již bude alespoň část své spotřeby elektrické energie pokrývat pomocí vlastního zdroje, případně bude navíc skrze distribuční síť dobíjet svůj elektromobil, již budou muset na nastalou situaci reagovat i ti nejvíce konzervativní provozovatelé distribučních sítí. Výše zmíněné provozní cíle jsou pomocí starých metod řízení distribuční soustavy jen těžko dosažitelné, avšak při využití řídicího počítače se softwarem schopným provádět optimalizaci provozu distribuční soustavy je možné jich dosáhnout snadno. Vzhledem k popsaným skutečnostem tak není překvapující, že se výzkum optimalizačních algoritmů pro elektroenergetické soustavy v posledních letech mohutně rozvíjí [20]. Tato disertační práce přináší další příspěvek do této výzkumné oblasti, kdy prezentuje nový komplexní software pro optimální řízení elektrických distribučních sítí v čase blízkém reálnému. Tento software uvažuje jak s normálními stavy řízené sítě, tak se stavy poruchovými. Za normálního provozního stavu distribuční sítě se software snaží řídit tuto síť tak, aby kolísání velikosti napětí napříč sítí a ztráty elektrické energie v jednotlivých prvcích sítě byly minimální, využití místních výrobních a akumulačních kapacit bylo optimální anebo zdejší volné přenosové kapacity byly co nejvyšší, přičemž upřednostňované cíle řízení dané sítě si její provozovatel může sám určit pomocí nastavení vah

¹ Příklad takové nové formy interakce mezi koncovými odběrateli a elektrickou distribuční soustavou: mnoho distribučních společností upravuje vztahy se svými odběrateli elektrické energie tak, aby odběratelé vybavení vlastní elektrárnou mohli elektrickou energii z distribuční sítě nejen odebírat, ale také dodávat a to s ohledem na potřeby samotné distribuční soustavy – v literatuře je odběratel v této nové pozici označován anglickým výrazem prosumer [16]

jednotlivých sledovaných veličin. Při výskytu poruchy na jednom či více z prvků řízené distribuční sítě pak tento software poskytne jejímu provozovateli návod, jak při odstraňování všech těch zdejších poruch postupovat, tak aby celkové množství elektrické energie nedodané místním odběratelům bylo co nejnižší. Součástí zdejšího optimalizačního softwaru je také vstupní/výstupní modul a modul grafického uživatelského prostředí. Úkolem vstupního/výstupního modulu je přijímat aktuální data změřená jednotkami měřícími různé veličiny v různých místech řízené distribuční sítě. V rámci tvorby cílů této disertační práce byl vytvořen také funkční vzorek této měřící a komunikační soustavy a tento výtvar je popisován v jedné z kapitol tohoto dokumentu. Úkolem modulu grafického uživatelského prostředí je informovat lidskou obsluhu místní distribuční sítě o aktuálně pozorovaném stavu této sítě a parametrech aktuálně navrženého akčního zásahu.

Zatímco zdejší algoritmus pro optimální řízení distribuční sítě za jejího normálního stavu je založen na genetickém algoritmu, který je dnes hodně používán ve výzkumu optimalizací elektrických sítí, zdejší algoritmus pro sestavování optimálního plánu obnovování provozu jednotlivých úseků vedení distribuční sítě je založen na mnou vytvořené strategii vycházející z analýzy topologie dané sítě. Další zajímavostí této disertační práce je skutečnost, že zdejší optimalizační software byl odladěn ve spojení s matematickým modelem distribuční sítě, který věrně popisuje jednu reálnou distribuční síť. Došlo zde tak k překročení hranice mezi teorií a praxí. Většina současných výzkumných prací věnovaných algoritmům pro optimalizaci elektroenergetických systémů pracuje pouze na teoretické úrovni a závěrem těchto prací je pouhý popis struktury daného optimalizačního algoritmu (tedy v těchto pracích popisovaný optimalizační algoritmus není dále propojen se softwarovými a hardwarovými perifériemi, a není tak zde vytvořen komplexní optimalizační software) a souhrn výsledků testů optimalizační výkonnosti daného algoritmu provedených na standardních matematických modelech distribučních sítí (tj. testování pomocí test-bedů). Příkladem takových prací publikovaných v posledních letech jsou články [21], [22], [23], [24] nebo [25].

2 Cíle disertační práce

Cílem disertační práce je vytvořit software pro optimální řízení elektrické distribuční sítě pracující v čase blízkém reálnému a softwarové a hardwarové periferie zajišťující komunikaci toho řídicího softwaru s operátorem dané distribuční sítě a měřicími a akčními zařízeními instalovanými v infrastruktuře této distribuční sítě. Řídicí software bude hledat takové nastavení různých prvků řízené distribuční sítě, které v této síti povede k dosažení optimálního provozního stavu. Hardwarové a softwarové periferie budou pomocí komunikačních rozhraní získávat aktuální hodnoty různých veličin popisujících současný stav řízené distribuční sítě a tato data pak předávat do řídicího počítače, na kterém bude spuštěn řídicí optimalizační software. Poté, co optimalizační software tato vstupní data zpracuje, vyhodnotí a definuje optimální reakci, hardwarové a softwarové periferie převezmou výstupní data optimalizačního softwaru a s pomocí grafického uživatelského prostředí je předají uživateli počítače (tj. informují operátora řízené distribuční sítě o stavu této sítě a o připravované změně nastavení síťových prvků) a dále tato data zpracují. Nakonec tato data předávají jejich konečným příjemcům, kterými jsou jednotlivá akční zařízení instalovaná v infrastruktuře distribuční sítě.

2.1 Etapy zpracování disertační práce

V souladu s plánem řešení této disertační práce představeným dříve v tezích disertační práce jsem jednotlivé zdejší dílčí problematiky řešil ve třech na sebe navazujících fázích. Jednalo se o 1. fázi experimentální, 2. fázi vývojovou a 3. fázi testovací. Tyto tři fáze jsem pak rozdělil do jednotlivých dílčích kroků. Zkrácený popis jednotlivých fází řešení a výčet jednotlivých kroků těchto fází je uveden v následujících třech podkapitolách. Zde uvedené kroky a jejich řazení se pak zrcadlí ve struktuře kapitol 3, 4 a 5 této disertační práce.

2.1.1 Fáze experimentální

V rámci fáze experimentální jsem prováděl experimenty. Tvořil jsem cvičné algoritmy a cvičné modely a ty pak nejprve samostatně a poté ve vzájemném propojení testoval a analyzoval pomocí řešení jednoduchých úloh. Smyslem těchto testů a analýz bylo zjistit, zda algoritmy uvažované jako vhodné pro řešení nejvyšších problematik této disertační práce dávají výsledky ukazující na vhodnost použití těchto algoritmů v rámci softwaru pro řízení elektroenergetického systému.

Dílčí kroky fáze experimentální jsou:

1. Tvorba testovacího matematického modelu elektrické distribuční sítě
2. Analýza ustáleného chodu testovacího matematického modelu elektrické distribuční sítě
3. Tvorba rozhraní pro nastavení parametrů prvků testovacího matematického modelu elektrické distribuční sítě
4. Tvorba testovacího genetického algoritmu ve zvoleném programovacím jazyce a testování jeho optimalizačních schopností na úloze nalezení globálního extrému nějaké spojitě konvexní matematické funkce s omezením prostoru možných řešení
5. Testování optimalizačních schopností testovacího genetického algoritmu na úloze nalezení globálního extrému nějaké nespojitě konvexní matematické funkce s omezením prostoru možných řešení

6. Testování optimalizačních schopností testovacího genetického algoritmu na úloze nalezení globálního extrému nějaké nespojitě nekonvexní matematické funkce s omezením prostoru možných řešení
7. Propojení testovacího genetického algoritmu s testovacím matematickým modelem elektrické distribuční sítě a testování optimalizačních schopností testovacího genetického algoritmu na jednoduché úloze s tímto testovacím modelem elektrické distribuční sítě
8. Tvorba rozcestníku softwaru rozhodujícího, zda je řízená elektrická distribuční síť v normálním či poruchovém provozním stavu
9. Tvorba algoritmu definujícího optimální proces obnovy řízené elektrické distribuční sítě nacházející se v poruchovém stavu
10. Tvorba prvotní verze správce kontingentních jevů
11. Definice obecných vlastností místní měřicí a komunikační infrastruktury a tvorba datového modelu

2.1.2 Fáze vývojová

V rámci fáze vývojové jsem řešil jednotlivé nejvyšší problematiky této disertační práce samostatně a tvořil jednotlivé výstupy této disertační práce jako samostatné moduly. V rámci této fáze jsem vytvořil model reálné rozsáhlé distribuční sítě a následně jsem algoritmy vytvořené ve fázi experimentální upravil tak, aby správně spolupracovaly s tímto novým modelem sítě.

Dílčí kroky fáze vývojové jsou:

1. Tvorba matematického modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě
2. Výpočet ustáleného chodu matematického modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě a provedení změny nastavení jednotlivých zdejších síťových prvků
3. Analýza jednotlivých kroků řešení úlohy popisu ustáleného chodu modelu elektrické sítě z pohledu jejich časové náročnosti a hledání cest ke zkrácení zdejší výpočetní doby
4. Propojení testovacího genetického algoritmu s modelem rozsáhlé elektrické distribuční sítě a otestování optimalizačních schopností genetického algoritmu při těchto nových podmínkách
5. Zvýšení komplexnosti úlohy optimalizace nastavení prvků rozsáhlé elektrické distribuční sítě
6. Upravení optimalizačního algoritmu pro poruchový stav řízené sítě do konečné podoby
7. Zapracování správce kontingentních jevů do Optimalizačního softwaru
8. Optimalizace vnitřních parametrů optimalizačního algoritmu pro normální stav řízené sítě
9. Praktická realizace datové a komunikační infrastruktury
10. Software pro vyčítání dat z měřicích jednotek KMB
11. Vytvoření grafického uživatelského prostředí Optimalizačního softwaru

2.1.3 Fáze testovací

V rámci fáze testovací pak byly všechny samostatné moduly řešící nejvyšší problematiky, vytvořené ve fázi vývojové, vzájemně propojeny, a vznikla tak konečná forma řídicího Optimalizačního softwaru. Schopnosti Optimalizačního softwaru jsem pak otestoval pomocí simulace dvou scénářů – první scénář simuloval normální provoz distribuční sítě a druhý simuloval náhlý výskyt rozsáhlé poruchy v řízené reálné rozsáhlé distribuční síti. V rámci zde prováděných simulací jsem zkoumal, zda se Optimalizační software a jeho části chovají tak, jak bylo při jejich tvorbě očekáváno.

Dílčí kroky fáze testovací jsou:

1. Otestování všech funkcionalit výsledného Optimalizačního softwaru

2.2 Motivace k řešení problematiky

Rozvoj elektrických distribučních sítí tak, jak byl popsán v kapitole Úvod, tedy směrem k moderním chytrým systémům s vlastními zdroji elektrické energie a vlastní akumulací, doposud není na českém trhu z pohledu autonomních softwarů pro optimální řízení těchto moderních elektrických distribučních sítí podchycen. K tomuto závěru jsem došel na základě rešerše řešení dostupných na trhu provedené v rámci příprav projektu TJ02000157, který existoval v rámci programu TAČR ZÉTA (viz [26]). Pravdivost teze o na trhu chybějícím softwaru pro optimální řízení moderních chytrých elektrických distribučních sítí byla potvrzena týmem hodnotitelů návrhu zmíněného projektu, kteří konstatovali, že plánované výstupy toho tehdy ještě plánovaného (dnes již úspěšně dokončeného) projektu by si na trhu měly najít své uplatnění.

Tedy, na základě zmíněné rešerše řešení dostupných na trhu konstatuji, že veškerý současný software pro řízení elektrických sítí dostupný na českém trhu má charakter human-machine interface v rámci standardního SCADA systému. Tedy softwarová část tohoto SCADA systému má za úkol především informovat operátora o aktuálním stavu jednotlivých částí řízené soustavy a umožnit operátorovi provést skrze grafické uživatelské prostředí snadné a rychlé nastavení jednotlivých prvků té řízené soustavy. Výbava automatickými funkcemi je u těchto softwarů minimální, obvykle omezena jen na úkony velice jednoduché a alarmy (a to i u těch nejmodernějších SCADA systémů). Konstatuji, že jsem se na českém trhu nesetkal s žádným SCADA systémem, který by deklaroval výbavu funkcemi pro optimální řízení řízené soustavy.

Na českém trhu dodává SCADA systémy několik firem, přičemž se většinou jedná o firmy vyvíjející jak softwarovou, tak hardwarovou část tohoto SCADA systému. Firmy vyvíjející SCADA systémy obvykle dodávají svá řešení do různých průmyslových oblastí a nezaměřují se jen na energetiku nebo dokonce jen na elektrické distribuční sítě. I toto může být důvod absence funkcí pro optimální řízení řízené soustavy, protože charakter problémů řešených ve výrobních průmyslových sektorech je dosti odlišný od problémů řešených v rámci řízení elektrické distribuční sítě, a tak samotná forma standardní optimalizační úlohy pro výrobní sektor a forma standardní optimalizační úlohy pro elektrické distribuční sítě by byly dosti odlišné. Možná že i toto je důvodem, proč je problematika autonomního optimálního řízení tvůrci SCADA systémů doposud opomíjena.

3 Fáze experimentální

3.1 Tvorba testovacího matematického modelu elektrické distribuční sítě

Jako první jsem provedl analýzu vývojových prostředí, ve kterých by bylo možné vytvořit software dle cílů stanovených pro tuto disertační práci. V rámci této analýzy jsem zkoumal několik programů pro modelování elektrických sítí (např. GridLAB-D, OpenDSS či ATP-EMTP) a došel jsem k závěru, že použití „uzavřených“ programů, tedy programů neumožňujících rozšíření jejich funkcionalit, není pro účely mé disertační práce možné (třebaže analýza ukázala, že tyto programy nabízí široké možnosti modelování a simulace elektrických sítí). Cíle a charakter mé disertační práce vyžadovaly použití otevřeného softwaru, který budu moci bez omezení rozšiřovat pro docílení toho výsledku, kterého v této disertační práci mělo být dosaženo. Proto jsem následně svůj zájem zaměřil na volně dostupné knihovny funkcí existující v rámci široce používaných programovacích jazyků. Konkrétně jsem zkoumal dvě knihovny funkcí: Matpower a pandapower.

Matpower [27] je knihovna funkcí existující v programovacím jazyce Matlab. Knihovna Matpower se v posledních letech stala velice oblíbeným nástrojem pro modelování a simulaci provozu elektrických sítí. Matpower je oblíbený především v akademickém prostředí, což jistě souvisí se zdejšími velice rozsáhlými používáním jazyka Matlab. Knihovna Matpower nabízí funkce pro tvorbu modelu elektrické sítě (sít je zde popisována přímo pomocí admitanční matice), výpočet ustáleného chodu sítě pro jeden okamžik či časovou řadu, řešení standardní úlohy optimálního provozu elektrické sítě Optimal Power Flow, řešení úlohy pro ekonomicky optimální využívání místních zdrojů výkonu Unit Commitment či řešení úlohy optimálního nastavení elektrické sítě při uvažování výskytu náhodných jevů, Stochastic Optimal Power Flow.

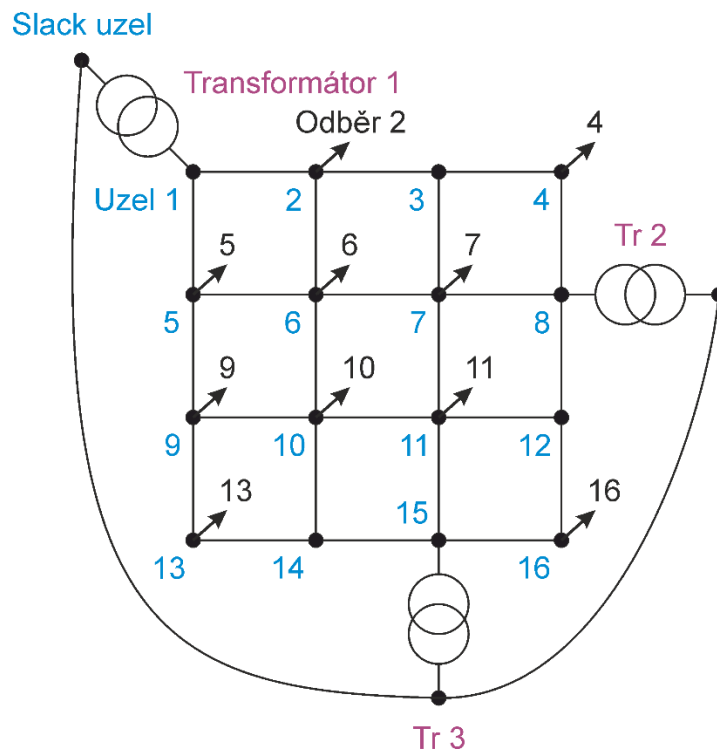
Pandapower [28] je knihovna funkcí existující v programovacím jazyce Python. Knihovna pandapower je mladší než knihovna Matpower a její známost a rozsah používání je dnes ve světě menší ve srovnání s knihovnou Matpower. V posledních letech však známost i obliba knihovny pandapower ve světě roste a s ohledem na stále rostoucí oblibu jazyka Python ve vědecké i nevědecké sféře lze očekávat, že se knihovna pandapower stane nejpoužívanějším nástrojem pro modelování a analýzu elektrických sítí. Rostoucí počet uživatelů jazyka Python se projevuje zrychlujícím se rozvojem nejrůznějších zdejších knihoven. Se stále rozvinutějšími a schopnějšími místními knihovnami se jazyk Python stává stále více zajímavějším pro tvorbu softwaru nejrůznějšího zaměření. S ohledem na uživatelskou přívětivost prostředí jazyka Python a velké možnosti místních knihoven (umožňujících mj. snadné propojení zde vytvořeného softwaru s externím softwarem a hardwarem) jsem se rozhodnul vytvářet softwarovou část mé disertační práce v prostředí jazyka Python a pro tu část softwaru věnovanou modelování elektrické sítě efektivně používat funkci knihovny pandapower.

Po výběru vhodného prostředí pro vývoj místního softwaru jsem v tomto prostředí, tedy pomocí jazyka Python a zdejší knihovny funkcí pandapower, začal vytvářet první testovací matematický model elektrické distribuční sítě. Smyslem tvorby tohoto prvního testovacího modelu bylo vyzkoušet si jednotlivé části procesu tvorby matematického modelu sítě s využitím funkcí knihovny pandapower, odhalit v tomto procesu případné problémy, které by bylo nutné vyřešit před tvorbou následujících

Fáze experimentální

modelů popisujících rozsáhlejší sítě, a také otestovat správnost zdejšího řešení úlohy ustáleného chodu sítě.

Prvotní testovací model sítě měl následující parametry. Jednalo se o model mřížově elektrické sítě s 16 nízkonapěťovými uzly a jedním vysokonapěťovým uzlem (který zde plnil úlohu referenčního slack uzlu, tedy uzlu pro vyrovnávání bilance činných a jalových výkonů v rámci řešené matematické soustavy), 24 úseky vedení a 10 odběry. Model sítě byl napájen 3 transformátory. Obr. 2 ukazuje schéma zde modelované sítě.



Obr. 2: Schéma prvotního testovacího modelu sítě

Hodnoty činného a jalového výkonu odebírané v jednotlivých odběrových uzlech této sítě byly nastaveny tak, aby rozložení elektrického potenciálu napříč sítí (a také hodnota relativního proudového zatížení jednotlivých místních prvků) přibližně odpovídalo rozložení v reálné elektrické distribuční síti. Konkrétní hodnoty různých parametrů jednotlivých prvků tohoto modelu sítě jsou společně s programovým kódem definujícím tuto síť uvedeny v příloze I.

V rámci procesu tvorby tohoto modelu sítě jsem žádné problémy nezaznamenal. Použití funkcí knihovny pandapower umožnilo rychlou definici všech skutečností souvisejících s tímto modelem sítě.

3.2 Analýza ustáleného chodu testovacího matematického modelu elektrické distribuční sítě

Po vytvoření celého prvotního testovacího modelu sítě jsem zde provedl výpočet jeho ustáleného chodu a to s využitím funkce knihovny pandapower, která provádí standardní řešení úlohy ustáleného chodu elektrické sítě při uvažování napájení sítě střídavým napětím, symetrickými prvky tvořícími síť a symetrickými zátěžemi ve všech odběrových uzlech modelu sítě. Jako řešič soustavy nelineárních rovnic matematicky popisujících tuto úlohu zde byla použita Newton-Raphsonova metoda. Výsledek řešení této úlohy byl následující.

Správnost výsledku řešení otestuji pomocí srovnání hodnot činných a jalových výkonů zadaných a vypočtených u tří náhodně vybraných uzlů, např. u uzlů 5, 10 a 16.

Vypočtená napětí:

Uzel 1: (221,7 - 9,4j) V

Uzel 2: (219,4 - 8,7j) V

Uzel 3: (219,0 - 8,4j) V

Uzel 4: (219,3 - 8,3j) V

Uzel 5: (217,6 - 8,2j) V

Uzel 6: (217,5 - 8,2j) V

Uzel 7: (218,6 - 8,3j) V

Uzel 8: (222,9 - 9,2j) V

Uzel 9: (216,2 - 7,4j) V

Uzel 10: (216,8 - 7,7j) V

Uzel 11: (218,9 - 8,3j) V

Uzel 12: (220,0 - 8,5j) V

Uzel 13: (216,1 - 7,2j) V

Uzel 14: (218,8 - 8,3j) V

Uzel 15: (221,2 - 9,1j) V

Uzel 16: (219,3 - 8,3j) V

Výpočet činného a jalového výkonu odebíraného v uzlu 5:

Proudy vtékající do daného uzlu skrze všechny možné větve sítě:

I_{1-5} : (225,3 – 162,8j) A

Fáze experimentální

$$I_{6-5}: (-6,6 + 3,0j) \text{ A}$$

$$I_{9-5}: (-98,1 + 109,3j) \text{ A}$$

Suma proudů vtékajících do daného uzlu:

$$I_5 = I_{1-5} + I_{6-5} + I_{9-5}$$

Činný a jalový výkon v daném uzlu:

$$S_5 = 3 \cdot U_5 \cdot I_5^*$$

$$P_5 = 80 \text{ kW} \quad Q_5 = 30 \text{ kvar}$$

Výpočet činného a jalového výkonu odebíraného v uzlu 10:

Proudy vtékající do daného uzlu skrze všechny možné větve sítě:

$$I_{6-10}: (23,2 - 30,3j) \text{ A}$$

$$I_{9-10}: (-38,6 + 42,6j) \text{ A}$$

$$I_{11-10}: (84,4 - 55,6j) \text{ A}$$

$$I_{14-10}: (81,4 - 54,2j) \text{ A}$$

Suma proudů vtékajících do daného uzlu:

$$I_{10} = I_{6-10} + I_{9-10} + I_{11-10} + I_{14-10}$$

Činný a jalový výkon v daném uzlu:

$$S_{10} = 3 \cdot U_{10} \cdot I_{10}^*$$

$$P_{10} = 100 \text{ kW} \quad Q_{10} = 60 \text{ kvar}$$

Výpočet činného a jalového výkonu odebíraného v uzlu 16:

Proudy vtékající do daného uzlu skrze všechny možné větve sítě:

$$I_{12-16}: (28,9 - 18,8j) \text{ A}$$

Fáze experimentální

$$I_{15-16} = (74,5 - 61,1j) \text{ A}$$

Suma proudů vtékajících do daného uzlu:

$$I_{16} = I_{12-16} + I_{15-16}$$

Činný a jalový výkon v daném uzlu:

$$S_{16} = 3 \cdot U_{16} \cdot I_{16}^*$$

$$P_{16} = 70 \text{ kW} \quad Q_{16} = 50 \text{ kvar}$$

Při pohledu na výše uvedené kontrolní výsledky můžu konstatovat, že pro všechny ty tři náhodně zvolené odběrové uzly platí, že vypočtené hodnoty činného a jalového výkonu jsou rovny hodnotám těchto veličin zadaným do modelu před provedením výpočtu ustáleného chodu tohoto modelu sítě.

3.3 Tvorba rozhraní pro nastavení parametrů prvků testovacího matematického modelu elektrické distribuční sítě

Po vytvoření prvního testovacího modelu sítě jsem v jazyce Python vytvořil skript, který umožnil jednoduše měnit parametry modelu. Následuje ukázka zavedení změny některých parametrů sítě a prezentace dopadů zavedených změn na stav modelu sítě v rámci simulace jedné časové řady o třech časových okamžicích (vývoj modelu sítě v čase popisují jako chronologickou řadu jednotlivých ustálených stavů sítě, kdy každý jeden ustálený stav popisuje jeden časový okamžik).

Pomocí zaváděných změn se konkrétně odehrává následující scénář:

- počáteční stav modelu sítě odpovídá původním parametrům prvního testovacího modelu sítě; počáteční stav sítě je prvním okamžikem simulace

- mezi prvním a druhým časovým okamžikem simulace dochází ke změně aktivní odbočky vinutí všech tří místních transformátorů z odbočky 0 na odbočku -1 (tj. snížení hodnoty převodu o 2,5 %); druhý časový okamžik se tak odlišuje od toho prvního pouze tak, že aktivní odbočkou vinutí všech tří místních transformátorů je odbočka -1

- mezi druhým a třetím časovým okamžikem simulace dochází ke změně hodnoty činného a jalového výkonu odebíraného v odběrových uzlech 6 a 9:

- v uzlu 6
 - odběr činného výkonu roste z původní hodnoty 100 kW na hodnotu 200 kW
 - odběr jalového výkonu roste z původní hodnoty 40 kvar na hodnotu 140 kvar
- v uzlu 9
 - odběr činného výkonu roste z původní hodnoty 90 kW na hodnotu 190 kW
 - odběr jalového výkonu roste z původní hodnoty 80 kvar na hodnotu 180 kvar

- v třetím časovém okamžiku tak v odběrových uzlech 6 a 9 jsou odebírány následující hodnoty činného a jalového výkonu:

- v uzlu 6 je odebírán činný výkon 200 kW a jalový výkon 140 kvar
- v uzlu 9 je odebírán činný výkon 190 kW a jalový výkon 180 kvar

Skript zavádějící změny dle výše popsaného scénáře je následující:

```
# spustí analýzu prvního okamžiku simulace (model sítě je nastaven dle popisu prvního okamžiku simulace)
pp.runpp(net)
# zapiš výsledky výpočtu ustáleného chodu sítě v prvním okamžiku simulace do příslušných datových polí
t_1_bus_vm_pu=net.res_bus['vm_pu'].copy()
t_1_bus_va_degree=net.res_bus['va_degree'].copy()
t_1_line_loading_percent=net.res_line['loading_percent'].copy()
t_1_trafo_loading_percent=net.res_trafo['loading_percent'].copy()

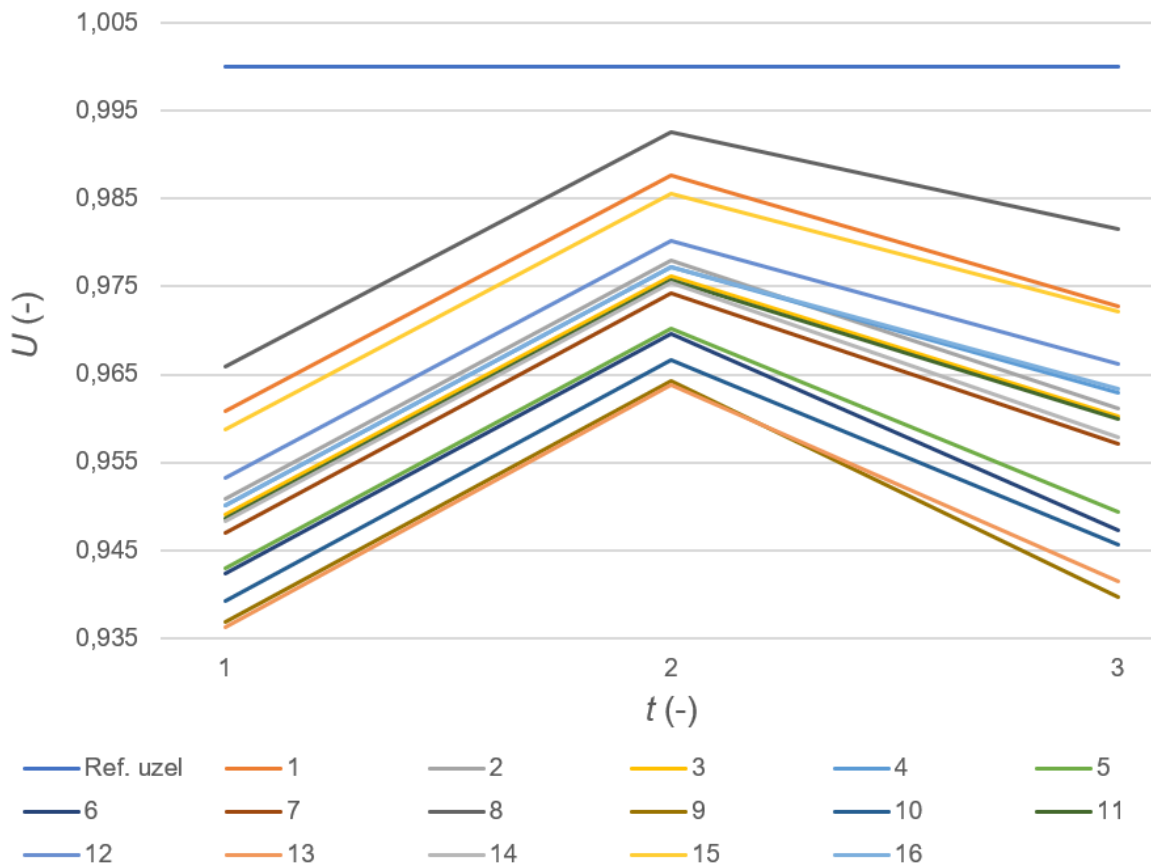
# nastav model sítě dle popisu druhého okamžiku simulace
net.trafo['tap_pos'][1]=-1
net.trafo['tap_pos'][2]=-1
net.trafo['tap_pos'][3]=-1
```

Fáze experimentální

```
# spuštění analýzy druhého okamžiku simulace
pp.runpp(net)
# zapiš výsledky výpočtu ustáleného chodu sítě v druhém okamžiku simulace do příslušných datových polí
t_2_bus_vm_pu=net.res_bus['vm_pu'].copy()
t_2_bus_va_degree=net.res_bus['va_degree'].copy()
t_2_line_loading_percent=net.res_line['loading_percent'].copy()
t_2_trafo_loading_percent=net.res_trafo['loading_percent'].copy()

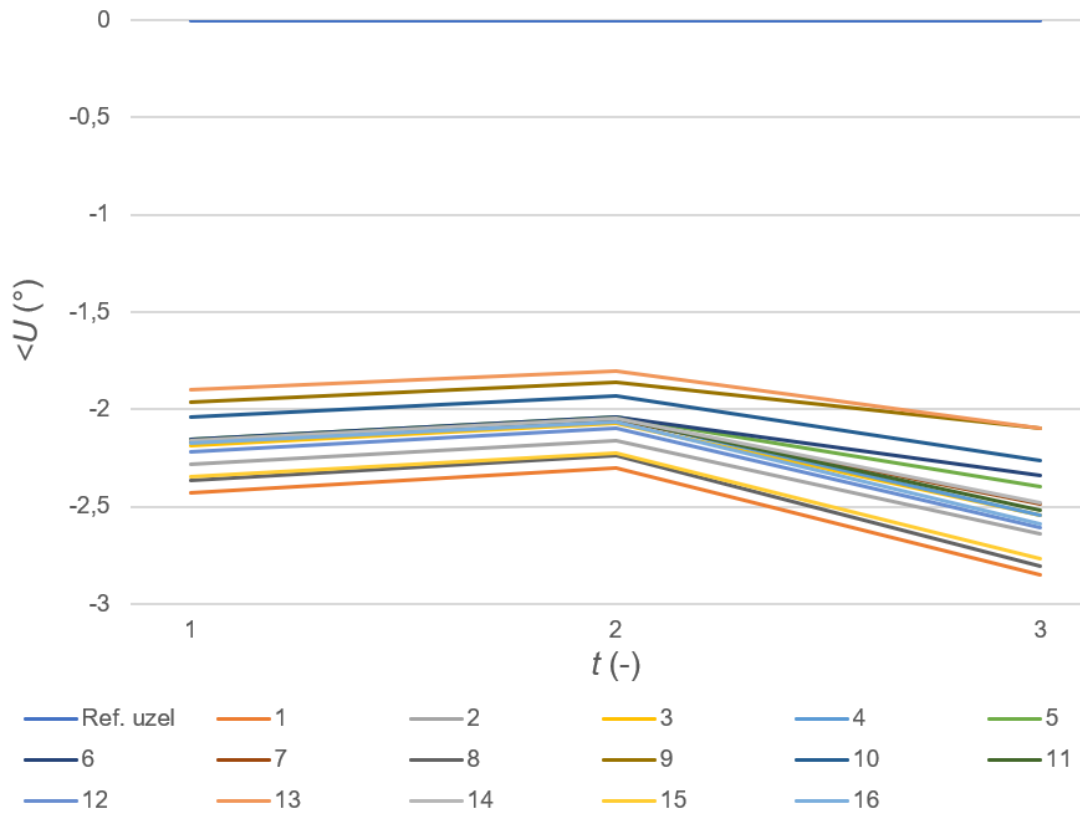
# nastav model sítě dle popisu třetího okamžiku simulace
net.load['p_mw'][6]=0.200
net.load['q_mvar'][6]=0.140
net.load['p_mw'][9]=0.190
net.load['q_mvar'][9]=0.180
# spuštění analýzy třetího okamžiku simulace
pp.runpp(net)
# zapiš výsledky výpočtu ustáleného chodu sítě ve třetím okamžiku simulace do příslušných datových polí
t_3_bus_vm_pu=net.res_bus['vm_pu'].copy()
t_3_bus_va_degree=net.res_bus['va_degree'].copy()
t_3_line_loading_percent=net.res_line['loading_percent'].copy()
t_3_trafo_loading_percent=net.res_trafo['loading_percent'].copy()
```

Vývoj velikosti a fáze fázorů napětí v jednotlivých uzlech sítě, proudové zatížení jednotlivých úseků vedení sítě a výkonové zatížení jednotlivých místních transformátorů ukazují grafy na Obr. 3, Obr. 4, Obr. 5 a Obr. 6:

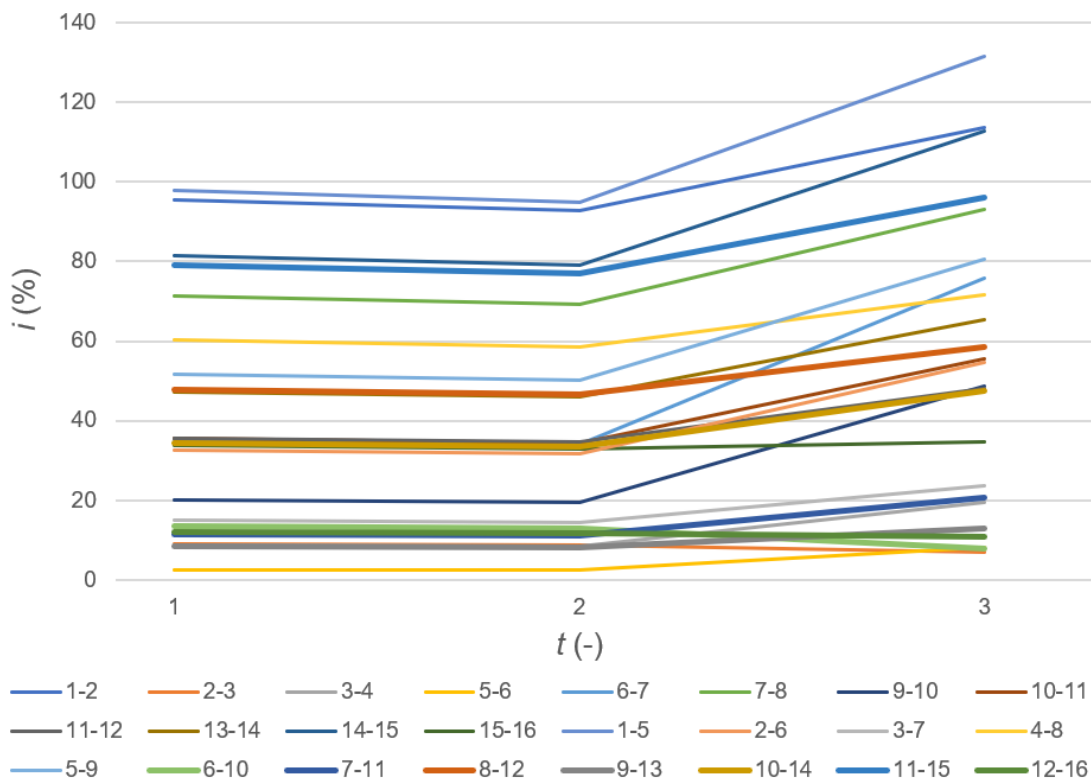


Obr. 3: Vývoj velikosti fázorů napětí v jednotlivých uzlech sítě v průběhu simulace (napětí vyjádřeno v poměrné jednotce, kdy hodnota 1 odpovídá velikosti napětí rovné velikosti jmenovitého napětí daného uzlu)

Fáze experimentální

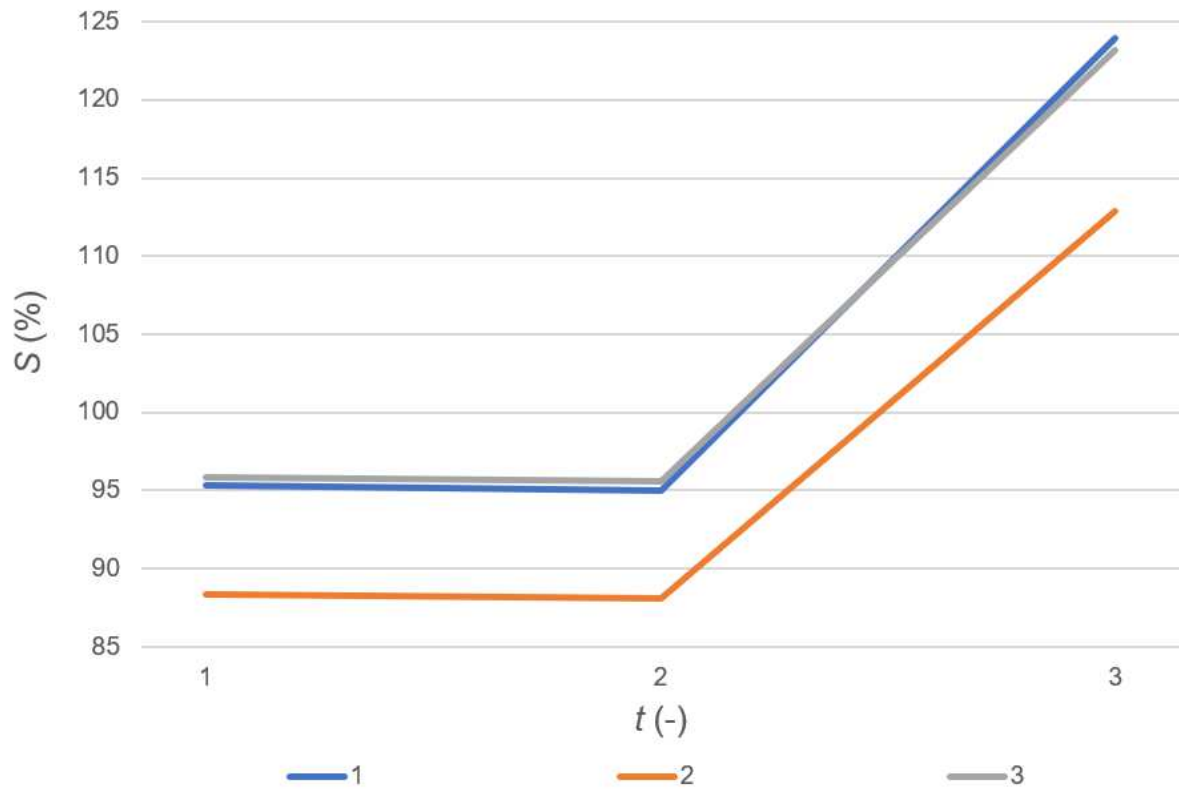


Obr. 4: Vývoj fáze fázorů napětí v jednotlivých uzlech sítě v průběhu simulace



Obr. 5: Vývoj hodnoty relativního proudového zatížení jednotlivých úseků vedení sítě (hodnota 100 % zde značí, že daným úsekem vedení protéká proud o velikosti rovné maximální dovolené velikosti proudu zde dlouhodobě tekoucího)

Fáze experimentální



Obr. 6: Vývoj hodnoty relativního výkonového zatížení jednotlivých transformátorů instalovaných v síti (hodnota 100 % zde značí, že skrze daný transformátor je přenášen zdánlivý výkon o velikost rovné velikosti jmenovitého výkonu daného transformátoru)

3.4 Tvorba testovacího genetického algoritmu ve zvoleném programovacím jazyce a testování jeho optimalizačních schopností na úloze nalezení globálního extrému nějaké spojitě konvexní matematické funkce s omezením prostoru možných řešení

První verzi optimalizačního algoritmu využívající strategii genetického algoritmu jsem vytvořil tak, aby byl schopen najít minimum spojitě konvexní matematické funkce, jejíž předpis obsahuje více než dvě proměnné a tyto proměnné nabývají pouze celých čísel a to navíc pouze z určitého intervalu, jehož minimum je vyšší než $-\infty$ a menší než $+\infty$.

Konkrétně jsem pomocí tohoto optimalizačního algoritmu hledal minimum funkce s předpisem

$$f(x, y, z, w) = 2 \cdot x^2 + 4 \cdot y^2 + 3 \cdot z^2 + w^2 + 1, \quad (1)$$

přičemž pro všechny čtyři proměnné definující funkci f platí, že mohou nabývat pouze celých čísel z intervalu od -20 do +20.

Pro toto první testování schopností genetického algoritmu jsem zvolil tuto funkci f , protože je spojitá a konvexní ve všech svých dimenzích a napříč celým definičním intervalem. Globální minimum je tak zároveň jediným lokálním minimem této funkce. Navíc při pohledu na předpis této funkce lze snadno určit polohu hledaného minima – je to počátek souřadnicového systému, tedy bod (0; 0; 0; 0). Pro genetický algoritmus je však nalezení zdejšího globálního optima stejně náročné jako by analyzovanou funkcí byla nějaká funkce s předpisem o vyšší počtu členů a s minimem nacházejícím se mimo počátek.

Řešení této optimalizační úlohy jsem spustil celkem třikrát. Během každého svého chodu algoritmus postupně vytvořil 20 generací jedinců, kdy $(n+1)$ -tá generace navazovala na generaci n -tou dle strategie genetického algoritmu. Každá generace byla složena z 50 jedinců. Operací elitismus, křížení a mutace jsem zde využíval následovně:

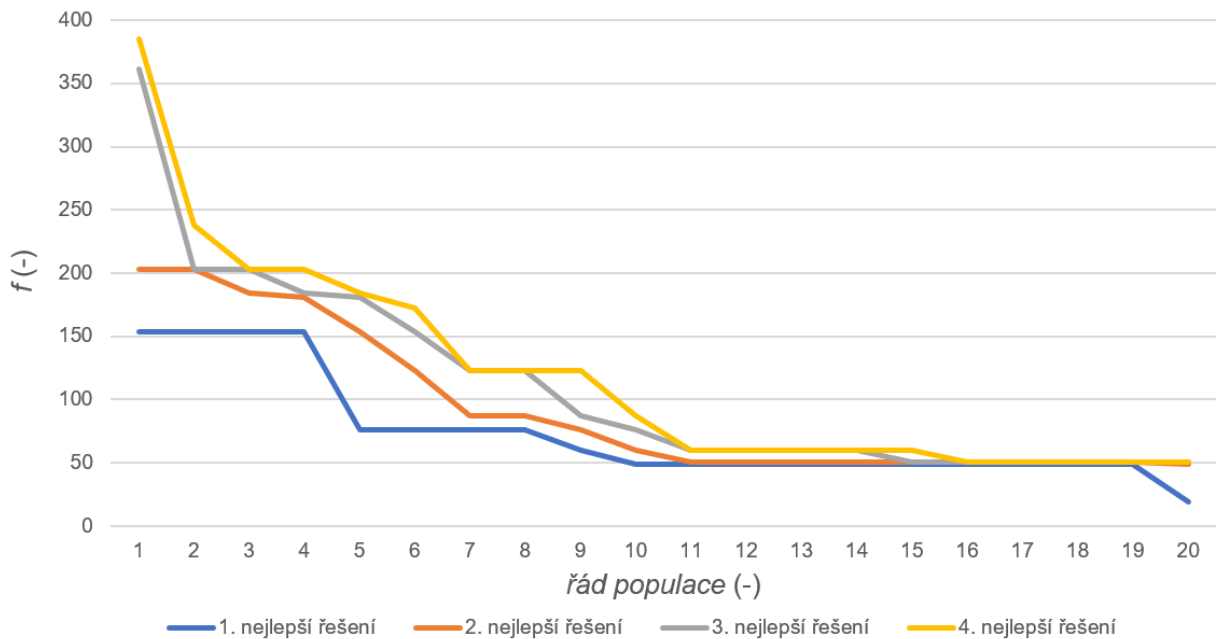
- elitismus: z n -té generace do $(n+1)$ -té generace byli čtyři nejkvalitnější jedinci kopírováni přímo
- křížení: algoritmus náhodně vybral dva jedince z n -té generace (přičemž ti kvalitnější jedinci měli vyšší šanci být vybráni, viz definice výběrového algoritmu uvedená v příloze II) a vektor každého z těchto dvou jedinců rozdělil na dva samostatné (přičemž místo dělení bylo vybráno náhodně a to výběrem s rovnoměrným rozdělením pravděpodobnosti) a takto vzniklé díly zkombinoval mezi těmi dvěma jedinci – obecně lze toto zkřížení popsat jako proces, kde na počátku je jedinec popsán vektorem Aa a jedinec popsán vektorem Bb , dojde k rozdělení vektorů do dvou částí a zkombinování těchto částí mezi oběma jedinci tak, že vzniknou dva noví jedinci popsání vektorem Ab a Ba
- mutace 1: dále byl na nově vytvořenou generaci aplikován operátor mutace; u každého jedince byly rozhodováno, zda na jeho vektor bude mutace použita (přičemž

Fáze experimentální

pravděpodobnost použití mutace u každého jedince nové generace byla nastavena na hodnotu 25 %), a pokud náhodný výběr určil zdejší použití mutace, pak byl u tohoto jedince náhodně vybrán jeden z jeho parametrů (jeden člen vektoru) a zdejší hodnota byla změněna na nějakou jinou, náhodně vybranou

- mutace 2: na konec zdejších procesů byla dána možnost přepsat poslední čtyři místa v nové generaci (tou dobou již tato místa byla obsazena produkty předchozích operací křížení a mutace 1) jedinci vzniklými zmutováním těch čtyř nejlepších jedinců staré generace; tuto funkcionalitu jsem do kódu programu vložil proto, že je zde vysoká pravděpodobnost, že právě v blízkosti těch čtyř nejkvalitnějších jedinců se bude nalézat přesné řešení úlohy; z této motivace dále vyplývá skutečnost, že zdejší mutace jednoho z parametrů jednoho z těch čtyř nejkvalitnějších jedinců staré generace je vyvolána s dvojnásobnou pravděpodobností oproti mutaci 1: pravděpodobnost mutace jedince pomocí mutace 2 je 50 %

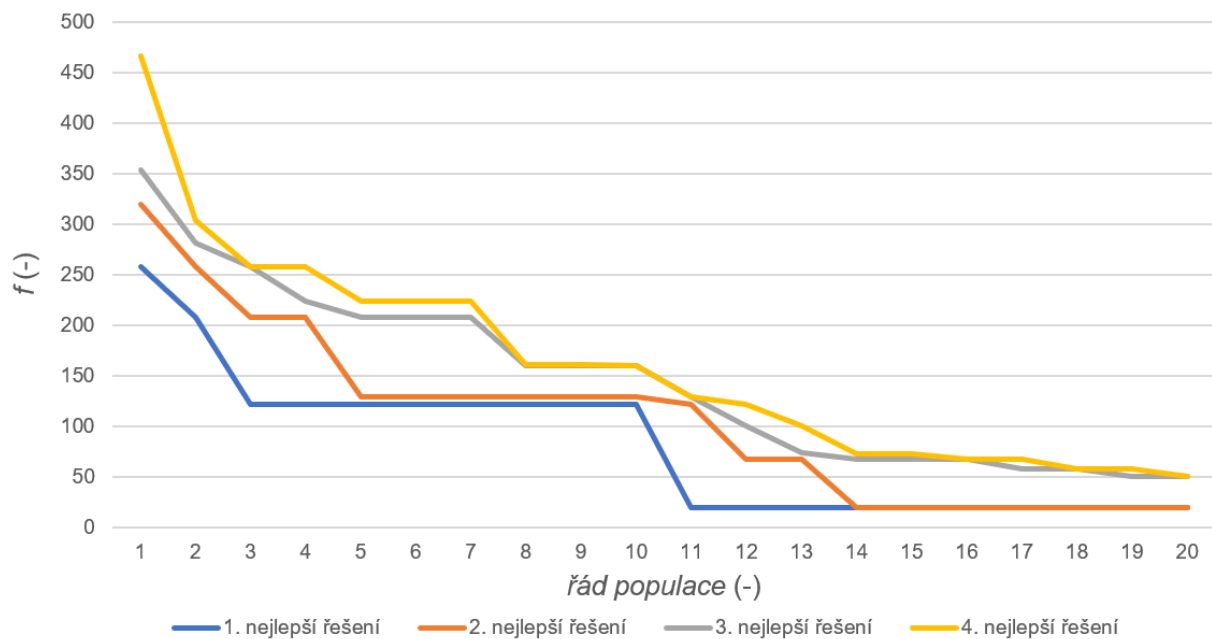
Při prvním běhu byl jako řešení úlohy určen jedinec s parametry (-1; -1; 1; -3). Kvalita tohoto jedince, tedy hodnota účelové funkce pro toto nalezené řešení, byla 19. Graf na Obr. 7 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během tohoto chodu genetického algoritmu.



Obr. 7: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během prvního chodu testovacího genetického algoritmu

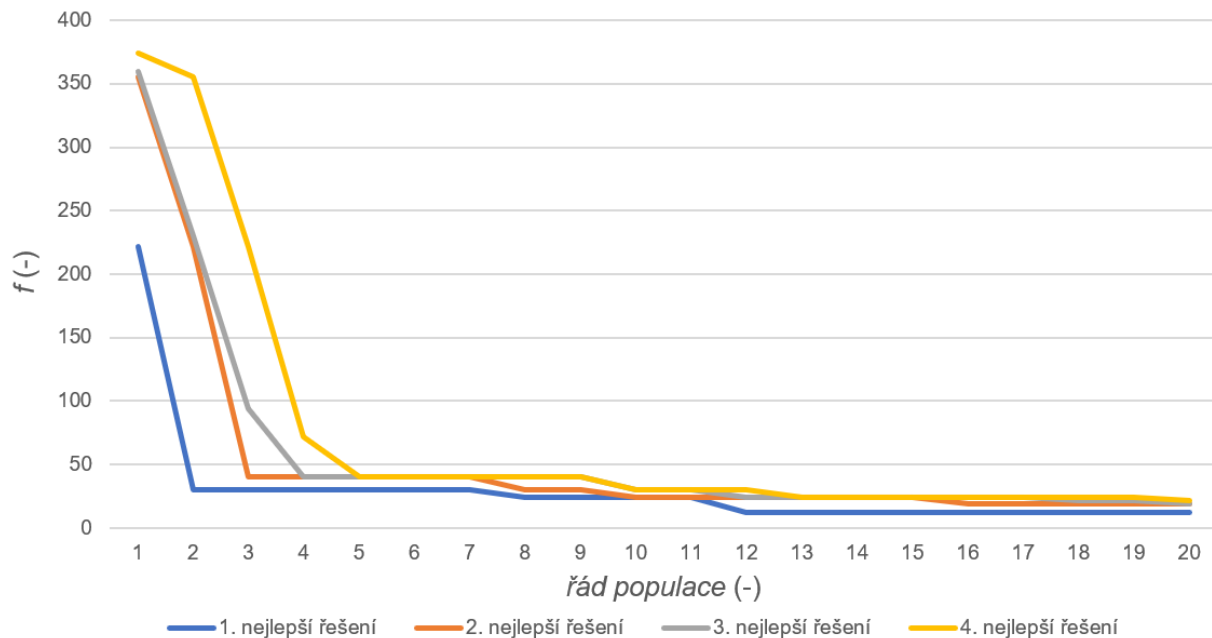
Při druhém běhu byl jako řešení úlohy určen jedinec s parametry (-1; -1; -2; -1). Kvalita tohoto jedince, tedy hodnota účelové funkce pro toto nalezené řešení, byla 20. Graf na Obr. 8 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během tohoto chodu genetického algoritmu.

Fáze experimentální



Obr. 8: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během druhého chodu testovacího genetického algoritmu

Při třetím běhu byl jako řešení úlohy určen jedinec s parametry (1; 0; 0; 3). Kvalita tohoto jedince, tedy hodnota účelové funkce pro toto nalezené řešení, byla 12. Graf na Obr. 9 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během tohoto chodu genetického algoritmu.



Obr. 9: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během třetího chodu testovacího genetického algoritmu

Během těchto tří běhů optimalizačnímu algoritmu se tedy kvalita nalezeného řešení úlohy pohybovala od 12 po 20. Optimalizačnímu algoritmu se tedy nepodařilo najít přesné řešení zdejší optimalizační úlohy (řešení s kvalitou 1), nicméně algoritmus byl vždy schopen najít velice kvalitní

Fáze experimentální

řešení, tj. řešení blízké tomu přesnému řešení úlohy. Všechna nalezená řešení považuji za natolik kvalitní, že by mohla být v praxi použita jako nalezené optimum systému.

Výše prezentované testy tedy prokázaly, že vytvořený testovací genetický algoritmus je schopen při řešení úlohy „Najdi globální optimum spojitě konvexní funkce při omezení definičního oboru ze všech stran“ najít řešení blízké skutečnému globálnímu optimu funkce.

Programový kód pro řešení zdejší optimalizační úlohy pomocí testovacího algoritmu je uveden v příloze III.

3.5 Testování optimalizačních schopností testovacího genetického algoritmu na úloze nalezení globálního extrému nějaké nespojitě konvexní matematické funkce s omezením prostoru možných řešení

V dalším kroku procesu tvorby optimalizačního softwaru jsem testoval, zda dříve vytvořený testovací genetický algoritmus dokáže najít extrém funkce, která je na použitém definičním oboru nespojitá a konvexní.

Konkrétně jsem pomocí testovacího genetického algoritmu hledal minimum funkce f z předchozí kapitoly rozšířené o jednotkový skok o takových parametrech, že vlivem zdejší přítomnosti tohoto jednotkového skoku je poloha minima zdejší funkce f odlišná od polohy minima původní funkce f . Předpis této nové funkce f je

$$f(x, y, z, w) = 2 \cdot x^2 + 4 \cdot y^2 + 3 \cdot z^2 + w^2 + 1 + 1000 \cdot H(x, y, z, w) \quad (2)$$

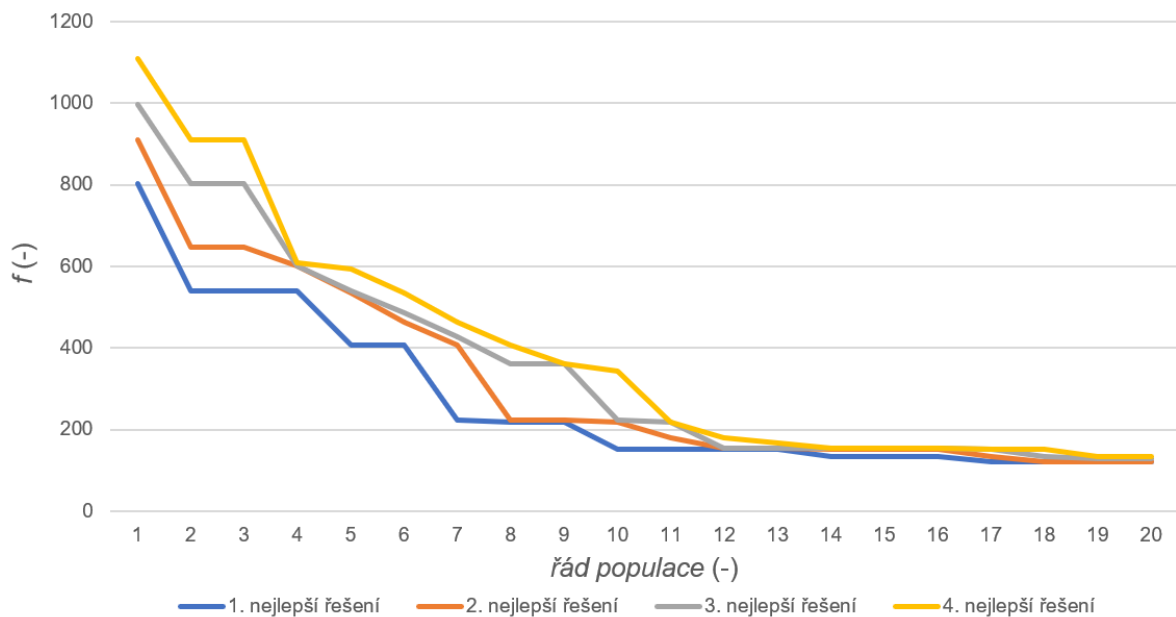
přičemž pro všechny čtyři proměnné definující funkci f platí, že mohou nabývat pouze celých čísel z intervalu od -20 do +20. Funkce H je jednotkový skok s následujícím funkčním předpisem:

$$H(x, y, z, w) = \begin{cases} 0 & x < 0 \vee y < 0 \vee z < 0 \vee w < 0 \\ 1 & x \geq 0 \vee y \geq 0 \vee z \geq 0 \vee w \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

Zavedením tohoto jednotkového skoku do předpisu funkce f tedy došlo k posunu minima funkce f pro zdejší definiční obor do bodu (-1; -1; -1; -1). Hodnota účelové funkce v tomto bodě je 11.

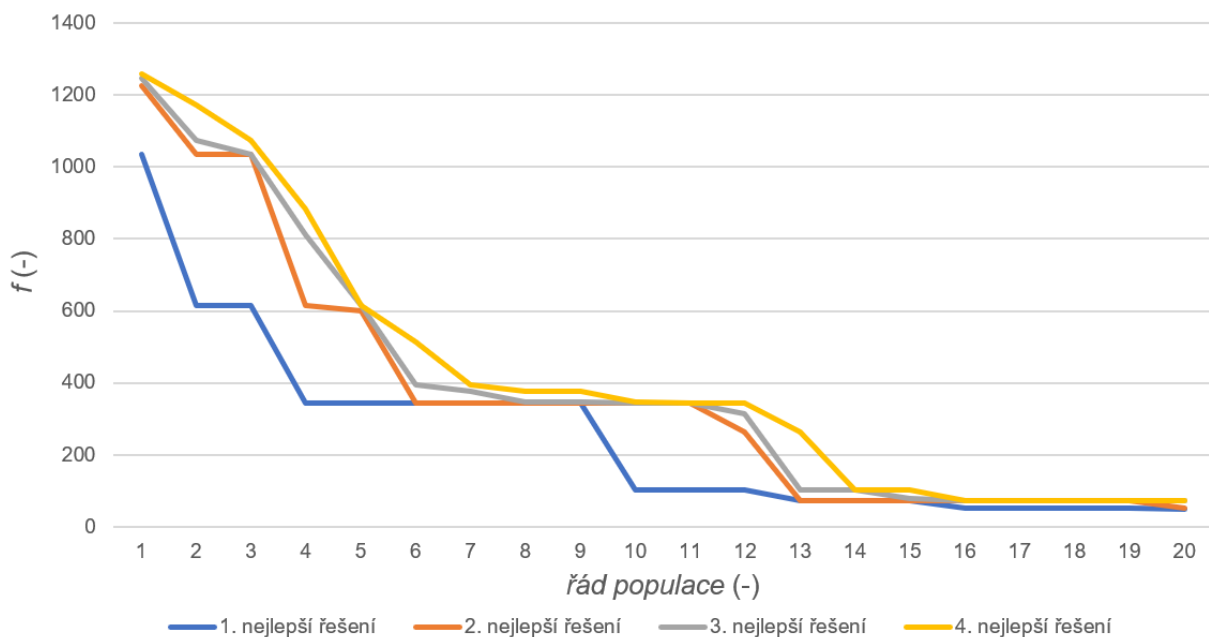
V rámci prvního běhu řešiče zdejší úlohy byl jako řešení úlohy určen jedinec s parametry (-2; -1; -3; -9). Kvalita tohoto jedince, tedy hodnota účelové funkce pro toto nalezené řešení, je 121. Graf na Obr. 10 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během tohoto chodu řešiče.

Fáze experimentální



Obr. 10: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během prvního chodu testovacího genetického algoritmu

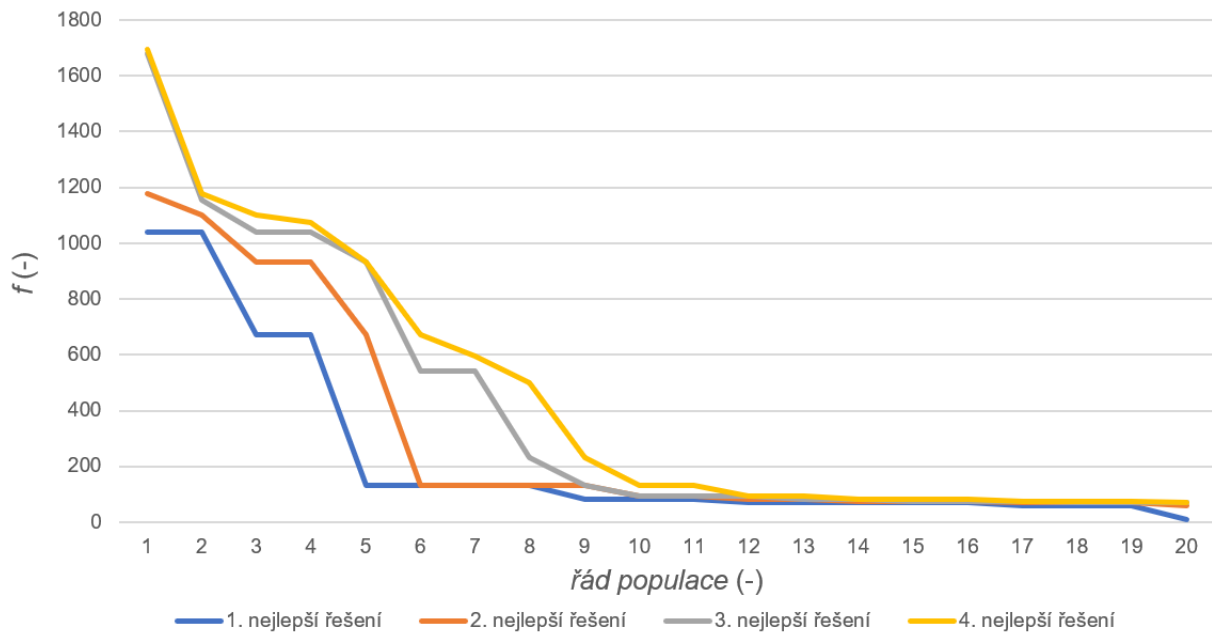
Při druhém běhu byl jako řešení úlohy určen jedinec s parametry (-4; -1; -1; -3). Kvalita tohoto jedince, tedy hodnota účelové funkce pro toto nalezené řešení, je 49. Graf na Obr. 11 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během tohoto chodu řešiče.



Obr. 11: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během druhého chodu testovacího genetického algoritmu

Při třetím běhu byl jako řešení úlohy určen jedinec s parametry (-1; -1; -1; -1), tedy tentokrát se programu podařilo najít bod skutečného minima účelové funkce. Kvalita tohoto nejlepšího možného jedince je 11. Graf na Obr. 12 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během tohoto chodu řešiče.

Fáze experimentální



Obr. 12: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejvyšších jedinců během třetího chodu testovacího genetického algoritmu

Během těchto tří běhů optimalizačního algoritmu se tedy hodnota účelové funkce nalezeného řešení úlohy pohybovala od 11 po 121. Optimalizačnímu algoritmu se tedy tentokrát sice podařilo najít přesné řešení zdejší optimalizační úlohy, nicméně algoritmus tohoto docílil v rámci pouze jednoho běhu. Průběh a konečné nalezené řešení v případě zbylých dvou běhů algoritmu ukazují, že zavedení jednotkového skoku do místní účelové funkce f výrazně znesnadňuje genetickému algoritmu cestu k extrému této účelové funkce. Příčinou této skutečnosti je to, že přítomnost jednotkového skoku ve funkci f výrazně zvyšuje funkční hodnotu této funkce pro body z jedné poloviny definičního oboru této funkce, zatímco pro body z druhé poloviny místního definičního oboru se funkční hodnota funkce f ve srovnání s původní funkcí f nezměnila. Zatímco v případě účelové funkce f z předchozí kapitoly byl genetický algoritmus směřován do bodu extrému účelové funkce v každé dimenzi této funkce a to ze směru kladného i záporného, nyní byl do bodu extrému směřován pouze ze směru záporného.

Nicméně, z pohledu obecného, během všech tří zde prezentovaných chodů testovací genetický algoritmus v průběhu svých dvaceti generací postupoval k hledanému extrému účelové funkce a všechna nalezená řešení by v praxi bylo možné použít jako řešení blízka skutečnému řešení optimalizační úlohy.

Programový kód pro řešení zdejší optimalizační úlohy pomocí testovacího algoritmu je uveden v příloze III.

3.6 Testování optimalizačních schopností testovacího genetického algoritmu na úloze nalezení globálního extrému nějaké nespojitě nekonvexní matematické funkce s omezením prostoru možných řešení

V dalším kroku procesu tvorby optimalizačního softwaru jsem pokračoval v testování schopností testovacího genetického algoritmu, přičemž náročnost úlohy jsem opět zvýšil. Tentokrát úkolem testovacího genetického algoritmu bylo najít extrém funkce, která je na použitém definičním oboru nespojitá a nekonvexní.

Pomocí testovacího genetického algoritmu jsem konkrétně hledal minimum funkce f , jejíž předpis v sobě kombinuje goniometrické funkce sinus a kosinus s jednotkovým skokem. Definiční obor funkce f jsem zvolil tak, aby výsledný průběh funkce napříč celým definičním oborem obsahoval právě jednu celou periodu obou goniometrických funkcí objevujících se v předpisu funkce f . A zdejší jednotkový skok je opět definován tak, aby jeho přítomnost v předpisu funkce f vedla ke změně polohy hledaného minima této funkce ve srovnání s polohou minima funkce f neobsahující ve svém předpisu jednotkový skok.

Předpis zde zkoumané funkce f tedy je

$$f(x, y, z, w) = 30 \cdot \sin(k \cdot x) + 50 \cdot \sin(k \cdot y) + 30 \cdot \sin(k \cdot z) + 50 \cdot \sin(k \cdot w) + 200 \cdot H(x, y, z, w) \quad (4)$$

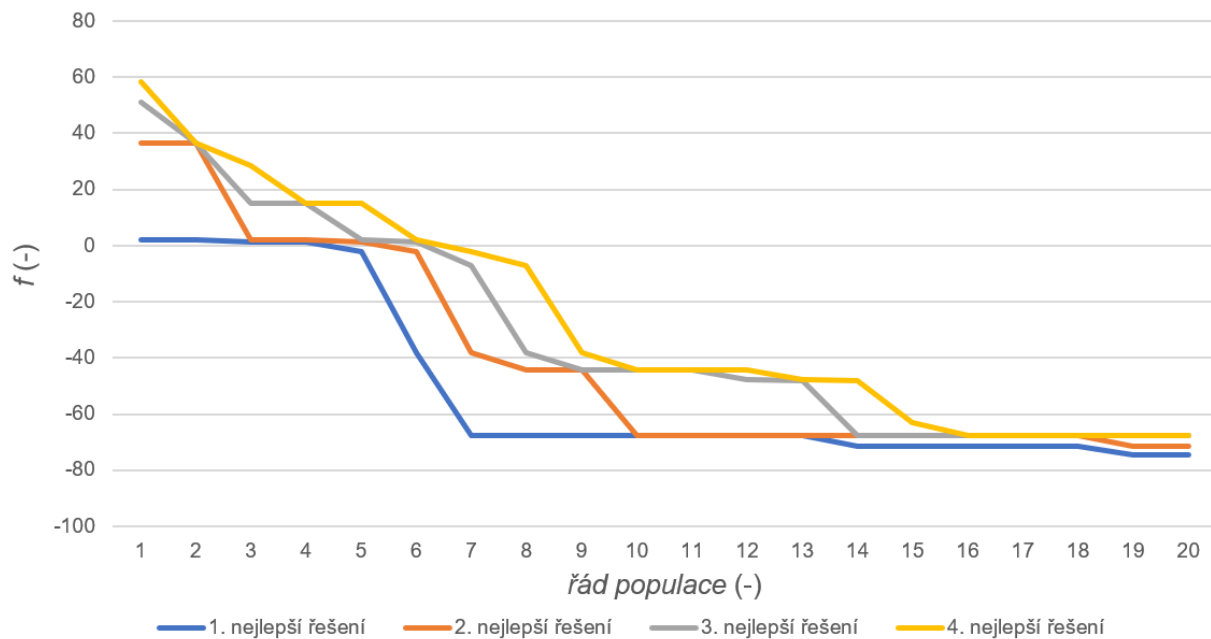
kde $k = 0,157$ a pro všechny čtyři proměnné definující funkci f platí, že můžou nabývat pouze celých čísel z intervalu od 0 do 40. Funkce H je jednotkový skok s následujícím funkčním předpisem:

$$H(x, y, z, w) = \begin{cases} 0 & x < 25 \vee y < 25 \vee z < 25 \vee w < 25 \\ 1 & x \geq 25 \vee y \geq 25 \vee z \geq 25 \vee w \geq 25 \end{cases} \quad (5)$$

Funkce f má na zvoleném definičním oboru globální extrém v jediném bodě a to v bodě (24; 24; 24; 24). Hodnota účelové funkce v tomto bodě je -93,8.

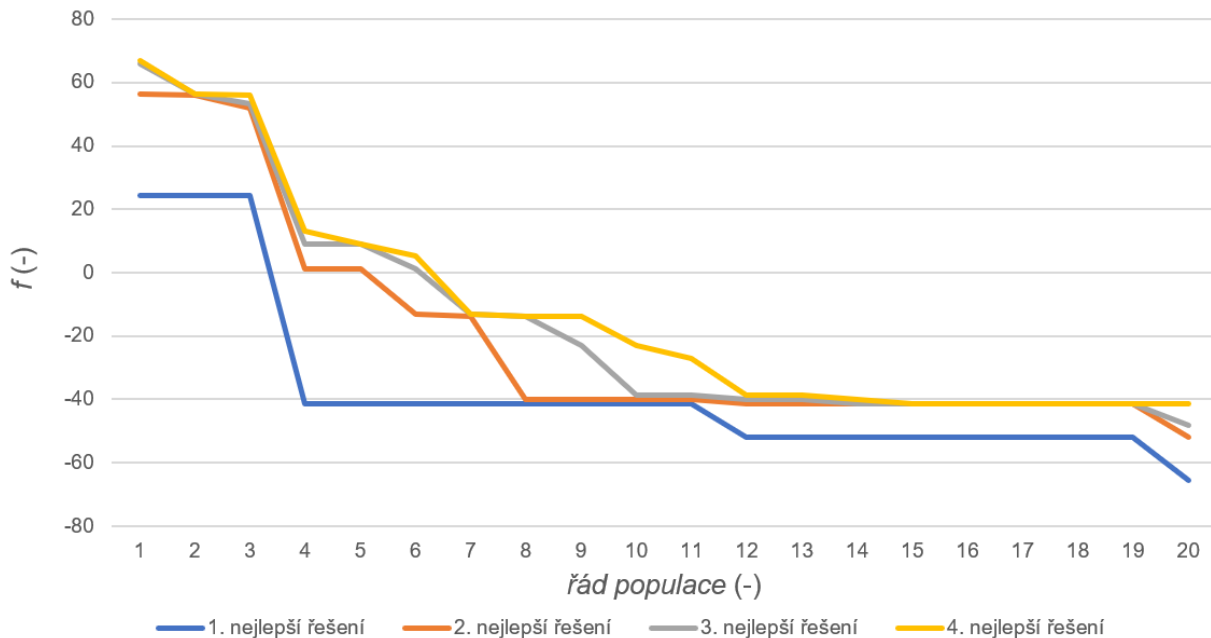
V rámci prvního běhu řešiče byl jako řešení úlohy určen jedinec s parametry (23; 23; 22; 24). Kvalita tohoto jedince, tedy hodnota účelové funkce pro toto nalezené řešení, je -74,7. Graf na Obr. 13 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během tohoto prvního chodu řešiče.

Fáze experimentální



Obr. 13: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během prvního chodu testovacího genetického algoritmu

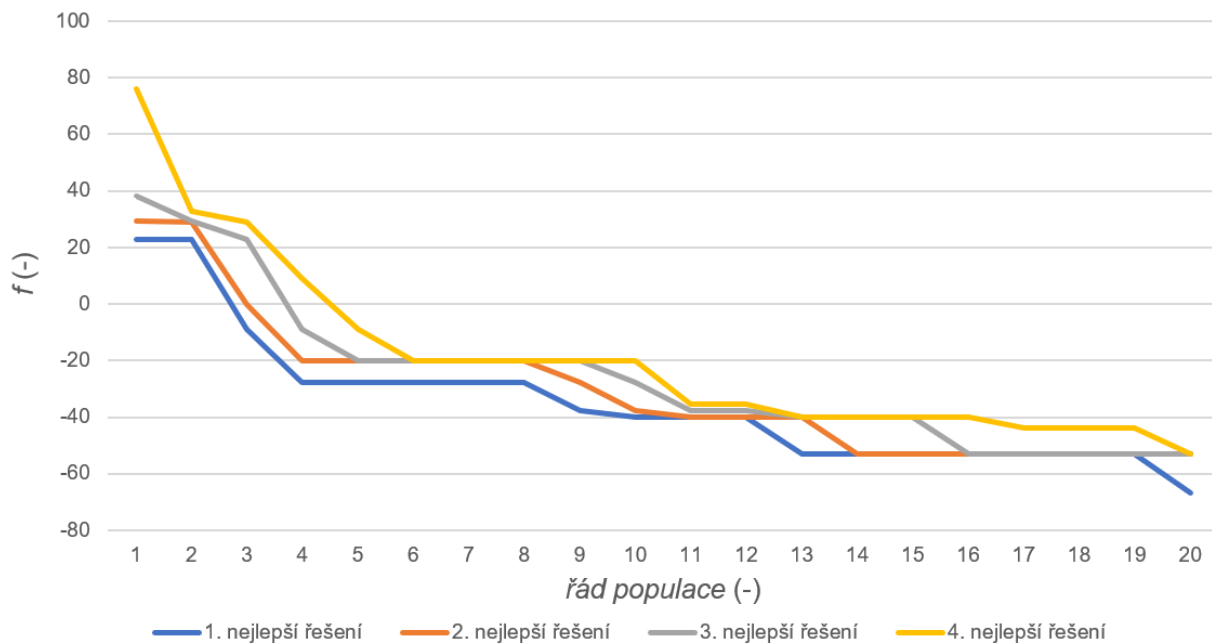
V rámci druhého běhu řešiče byl jako řešení úlohy určen jedinec s parametry (23; 24; 0; 23). Kvalita tohoto jedince, tedy hodnota účelové funkce pro toto nalezené řešení, je -65,5. Graf na Obr. 14 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během tohoto chodu řešiče.



Obr. 14: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během druhého chodu testovacího genetického algoritmu

V rámci třetího běhu řešiče byl jako řešení úlohy určen jedinec s parametry (24; 24; 21; 22). Kvalita tohoto jedince, tedy hodnota účelové funkce pro toto nalezené řešení, je -66,9. Graf na Obr. 15 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během tohoto chodu řešiče.

Fáze experimentální



Obr. 15: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkratších jedinců během třetího chodu testovacího genetického algoritmu

Během těchto tří běhů optimalizačního algoritmu se tedy hodnota účelové funkce u konečného řešení úlohy pohybovala od -74,7 po -65,5. Optimalizačnímu algoritmu se tedy v rámci těchto tří běhů nepodařilo najít přesné řešení zdejší optimalizační úlohy ani jednou, nicméně v rámci všech tří běhů algoritmus směřoval ke správnému řešení zdejší úlohy. Nekonvexnost a nespojitost funkce f se u testovacího genetického algoritmu zjevně projevila sníženou schopností rychle konvergovat do bodu správného řešení úlohy ve srovnání s použitím tohoto genetického algoritmu pro nalezení extrémů funkcí konvexních a spojitých, nicméně schopnost konvergovat ke skutečnému řešení si testovací genetický algoritmus zachoval i při aplikaci na funkce nespojitě a nekonvexní.

Toto pro mne bylo důležité zjištění, jelikož nyní jsem věděl, že můžu genetický algoritmus použít pro hledání extrému jakékoliv matematické funkce bez obav, že tento algoritmus nebude vůbec schopen u dané funkce konvergovat do bodu místního extrému. Nyní vím, že algoritmus bude vždy schopen s určitou přesností najít konečné řešení úlohy, pokud bude moci projít dostatečným počtem iterací, tzn. dostatečným počtem generací. Bohužel, z podstaty strategie genetického algoritmu (tedy usměrněné náhodné hledání v celém definičním oboru funkce) vyplývá, že nelze exaktně definovat, jaký počet iterací genetického algoritmu je pro určitou analyzovanou funkci s určitým omezením definičního oboru a pro určitou požadovanou přesnost řešení dostačující. Během chodu genetického algoritmu je proto v praxi průběžně sledováno ukončovací kritérium, které rozhoduje o pokračování chodu algoritmu další generací či ukončení nyní s nejlepším řešením z poslední generace. Toto kritérium může být založeno např. na poměrné změně hodnot vybraných veličin mezi dvěma po sobě jdoucími generacemi genetického algoritmu. Tuto formu ukončovacího kritéria budu později používat u genetického algoritmu hledajícího optimální nastavení elektrické sítě.

Programový kód pro řešení zdejší optimalizační úlohy pomocí testovacího genetického algoritmu je uveden v příloze IV.

3.7 Propojení testovacího genetického algoritmu s testovacím matematickým modelem elektrické distribuční sítě a testování optimalizačních schopností testovacího genetického algoritmu na jednoduché úloze s tímto testovacím modelem elektrické distribuční sítě

Nyní, když testovací genetický algoritmus prokázal svou konvergeneschopnost i u těch nejnáročnějších čistě matematických optimalizačních úloh, bylo možné začít testovací genetický algoritmus přebudovávat v optimalizační jádro softwaru pro optimalizaci chodu elektrické distribuční sítě.

Prvním krokem tohoto procesu přebudování genetického algoritmu byly úpravy tohoto algoritmu do podoby, ve které by algoritmu byl schopen najít optimální nastavení několika prvků instalovaných v jednoduché elektrické síti při sledování účelové funkce s jednoduchým předpisem. Konkrétně tedy byl genetický algoritmus upraven tak, aby dosáhl optimálního ustáleného chodu prvotního testovacího modelu elektrické sítě (tento model sítě byl představen v první kapitole této disertační práce). Jako optimální ustálený chod tohoto modelu elektrické sítě je zde uvažován takový ustálený chod, při kterém celkové ztráty činného výkonu v této síti jsou minimální, přičemž relativní proudové zatížení žádného z místních prvků není vyšší než 100 %. Pro dosažení tohoto stavu genetický algoritmus hledá optimální nastavení odboček vinutí tří místních transformátorů. Všechny tyto transformátory mají přepínač odboček vinutí instalovaný na své vysokonapěťové straně, celkový počet odboček na jednom transformátoru je 5 (jejich rozsah je od -2 do +2, přičemž při aktivní odbočce 0 je převod transformátoru jmenovitý) a při přepnutí z odbočky n na odbočku $n+1$ vzroste převod transformátoru o 2,5 % své jmenovité hodnoty.

Veškeré další parametry tohoto modelu elektrické sítě jsem pro tuto optimalizační úlohu ponechal na hodnotách uvažovaných v kapitole 1 této disertační práce. Před samotným započítáním úprav genetického algoritmu jsem se rozhodnul zjistit, které konkrétní nastavení té trojice odboček vinutí transformátorů je to optimální. Při provozu elektrické sítě s konstantním rozložením odběrů elektrických výkonů by mělo být dosaženo minimálních celkových ztrát činného výkonu v rámci této sítě při stavu, kdy jednotlivými prvky sítě tečou co nejmenší proudy a tedy velikost napětí na místních síťových prvcích je co největší (tedy velikost zdejších napětí je ta maximální možná). Maximálních velikostí napětí ve sledované elektrické síti bude dosaženo při nastavení přepínačů odboček vinutí místních napájecích transformátorů na odbočku vedoucí k co nejvyššímu napětí na výstupu těchto transformátorů, tedy odbočku dávající co nejnižší převod těchto transformátorů a tedy odbočku -2. Skutečným řešením místní optimalizační úlohy by tak mělo být nastavení přepínače odboček vinutí u všech třech místních transformátorů na hodnotu -2. Praktickou platnost těchto myšlenek jsem se rozhodnul ověřit vyřešením této optimalizační úlohy hrubou silou.

Při řešení této optimalizační úlohy hrubou silou je postupováno následovně. Nejprve je popsán ustálený chod sítě pro všechna možná řešení optimalizační úlohy bez uvažování omezujících podmínek. Takto je získána množina řešení pro všechny možné kombinace nastavení přepínačů odboček jednotlivých místních transformátorů. Následně jsou z dané množiny řešení vyřazena všechna ta řešení, která nespĺňují omezení a podmínky stanovené v zadání úlohy. Poté je vypočtena hodnota

Fáze experimentální

účelové funkce pro všechna řešení, která v množině řešení zbyla, a mezi těmito zbylými řešeními je identifikováno to, jehož hodnota účelové funkce je ta nejnižší ze všech. Toto řešení je pak tím optimálním řešením úlohy, tedy tím skutečným řešením úlohy.

Skript s algoritmem řešícím výše popsanou úlohu hrubou silou je uveden v příloze V.

Následující tabulka prezentuje množinu všech možných řešení zdejší optimalizační úlohy, které dle popisu ustáleného chodu sítě splňují všechna stanovená omezení prostoru řešení optimalizační úlohy.

Tab. 1: Množina možných řešení zdejší optimalizační úlohy, které dle popisu ustáleného chodu sítě splňují všechna stanovená omezení prostoru řešení optimalizační úlohy; možná řešení jsou seřazena od řešení nejlepšího (tedy toho s nejmenšími celkovými ztrátami činného výkonu) po to nejhorší

Index řešení	Nastavení odboček vinutí transformátorů			Celkové ztráty činného výkonu (kW)	Relativní proudové zatížení úseků vedení (%)		Relativní proudové zatížení transformátorů (%)	
	Tr 1	Tr 2	Tr 3		Minimální	Maximální	Minimální	Maximální
1	-2	-2	-2	21,61	3,6	81,7	78,2	84,7
3	-2	-1	-2	22,52	4,7	94,6	57,2	97,5
5	-1	-1	-1	22,73	3,7	84,1	78,4	84,9
4	-1	-2	-2	23,12	2,3	79,7	62,0	96,9
7	-1	0	-1	23,56	4,9	96,2	58,7	96,8
2	-2	-2	-1	23,69	4,8	94,7	61,7	95,9
9	0	0	0	23,90	3,8	86,5	78,6	85,1
8	0	-1	-1	24,14	2,1	81,2	63,7	96,2
11	0	1	0	24,66	5,1	97,9	61,6	96,2
6	-1	-1	0	24,71	4,8	96,5	63,4	95,3
14	1	1	1	25,13	3,9	89,0	80,7	87,4
12	1	0	0	25,23	2,0	82,6	66,8	95,7
10	0	0	1	25,79	4,9	98,3	66,6	94,7
15	1	2	1	25,83	5,3	99,7	64,5	98,0
13	1	0	1	26,19	1,5	81,7	76,6	99,4
16	2	1	1	26,39	2,0	84,2	70,0	97,5
17	2	2	2	26,41	4,1	91,4	83,0	89,8

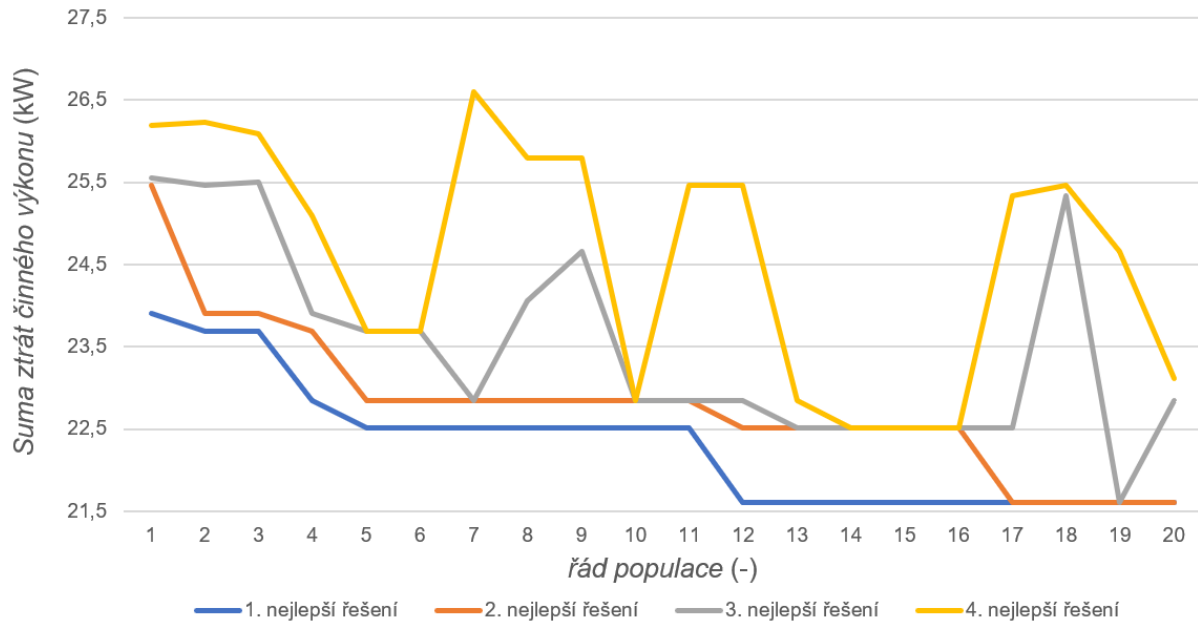
Jak je z této tabulky zřejmé, dle řešení zdejší optimalizační úlohy hrubou silou je v analyzovaném modelu elektrické sítě dosaženo minima celkových ztrát činného výkonu při nastavení přepínačů odboček vinutí jednotlivých místních transformátorů na kombinaci (-2; -2; -2). Při ustáleném chodu sítě s tímto nastavením přepínačů odboček vinutí místních transformátorů dosahují celkové ztráty činného výkonu hodnoty 21,61 kW. Definované limity optimalizační úlohy splnilo celkem 17 možných řešení z celkového množství 125 možných řešení úlohy.

Nyní jsem již přistoupil k úpravám genetického algoritmu a řešení zdejší optimalizační úlohy pomocí něj. Vzhledem k tomu, že prostor možných řešení obsahuje pouze 125 kombinací nastavení přepínačů odboček vinutí transformátorů, omezil jsem ve srovnání s optimalizačními úlohami z předešlých kapitol této disertační práce počet jedinců v jednotlivých generacích genetického

Fáze experimentální

algoritmu. Nyní jedna generace obsahuje pouze 10 jedinců. V návaznosti na toto snížení počtu jedinců v generaci jsem snížil také míru zdejšího elitismu, tedy rozsah kopírování nejlepších jedinců z aktuální generace do generace následující. Aktuální rozsah elitismu tak je kopírování pouhých dvou jedinců.

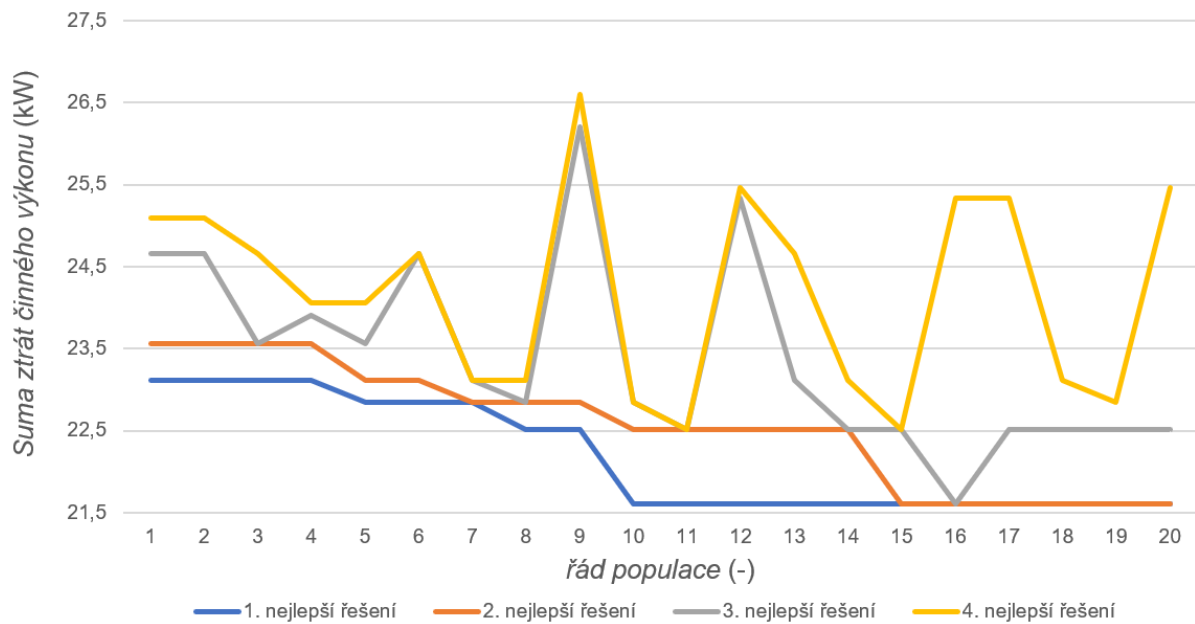
Hned při prvním běhu se genetickému algoritmu podařilo najít skutečné řešení úlohy, tedy jedince s parametry (-2; -2; -2). Jak již bylo uvedeno výše, kvalita tohoto nejlepšího možného jedince, tedy hodnota celkových ztrát činného výkonu pro toto nalezené řešení, je 21,61 kW. Graf na Obr. 16 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během tohoto prvního chodu řešiče.



Obr. 16: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během prvního chodu upraveného testovacího genetického algoritmu

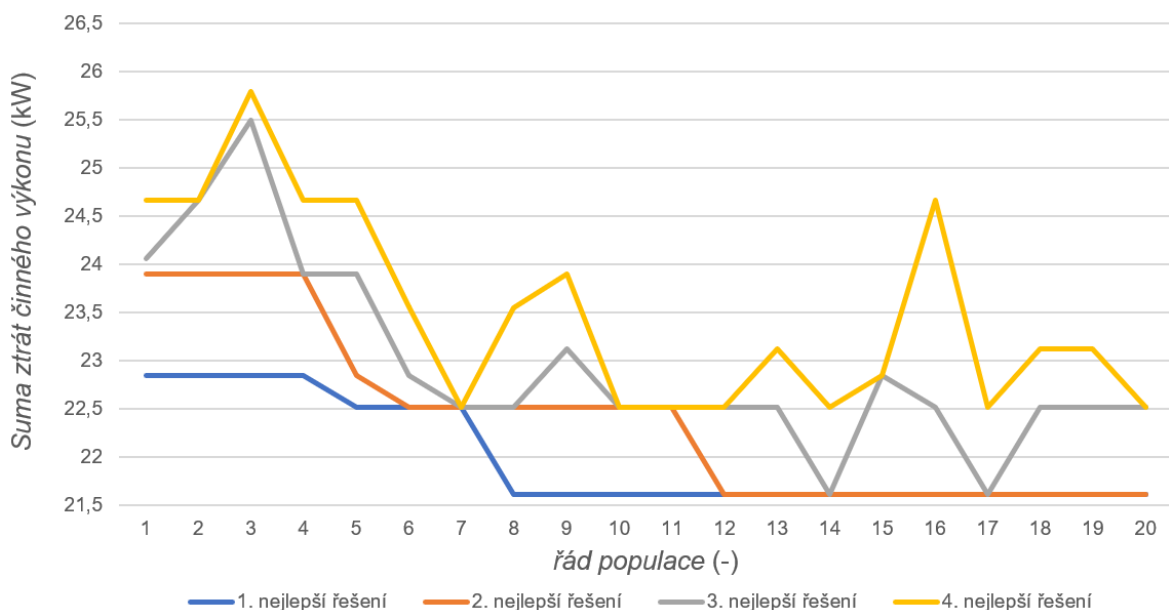
Také v rámci druhého běhu se genetickému algoritmu podařilo najít skutečné řešení úlohy, tedy jedince s parametry (-2; -2; -2). Graf na Obr. 17 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během tohoto chodu řešiče.

Fáze experimentální



Obr. 17: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během druhého chodu upraveného testovacího genetického algoritmu

A také v rámci třetího běhu se genetickému algoritmu podařilo najít skutečné řešení úlohy, tedy jedince s parametry (-2; -2; -2). Graf na Obr. 18 ukazuje vývoj hodnoty kvality čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během tohoto chodu řešiče.



Obr. 18: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nej kvalitnějších jedinců během třetího chodu upraveného testovacího genetického algoritmu

Výsledky těchto tří běhů genetického algoritmu jasně ukázaly, že tento algoritmus je schopen úspěšně řešit i úlohu optimálního nastavení elektrické sítě. Třebaže se v tomto konkrétním případě jednalo o optimalizační úlohu s nízkou náročností řešení díky velmi omezenému prostoru možných řešení (pomocí přepínačů odboček vinutí u tří zdejších transformátorů bylo možné vytvořit celkem 125

kombinací), algoritmus spolehlivě konvergoval ke správnému konečnému řešení úlohy (v jednotlivých zdejších bězích to správné řešení našel v 8. až 12. generaci), třebaže počet jedinců v jedné generaci zde byl omezen na pouhých 10.

Pro úplnost informací je potřeba poznamenat, že zdejší optimalizační úloha měla za cíl ověřit skutečně jen samotnou konvergeneschopnost genetického algoritmu při jeho použití na tomto typu úlohy. Co se týče zdejší optimalizační výkonnosti genetického algoritmu, ta je velice nízká. To, že genetický algoritmus dosáhl skutečného konečného řešení zdejší optimalizační úlohy v 8. až 12. generaci, mj. znamená, že genetický algoritmus provedl 80 až 120 řešení úlohy popisu ustáleného chodu sítě, než našel to správné řešení (celkem však při každém běhu provedl 200 řešení úlohy popisu ustáleného chodu sítě, jelikož jsem zatím do genetického algoritmu neuložil nějaké ukončovací kritérium, které by algoritmu umožnilo rozpoznat, že správné řešení úlohy již bylo nalezeno, a algoritmus je tak možné ukončit dříve než po provedení všech 200 řešení úlohy popisu ustáleného chodu sítě). I pokud by bylo uvažováno, že procesní náročnost všech ostatních operací tvořících genetický algoritmus je nulová, bylo by řešení zdejší optimalizační úlohy pomocí genetického algoritmu skoro stejně procesně náročné jako řešení této úlohy hrubou silou. Tuto skutečnost však nelze považovat za důkaz, že použití genetického algoritmu pro hledání optimálního nastavení prvků elektrické sítě je nevhodné. Malý rozsah prostoru možných řešení zdejší úlohy (hlavně co se týče počtu nastavovaných parametrů) neumožňuje genetickému algoritmu efektivně využívat svých operátorů křížení a mutace. V praxi se toto projevuje častým výskytem identických jedinců napříč celým během algoritmu (tedy napříč všemi generacemi), třebaže se těchto jedinců kvůli jejich nízké kvalitě vůbec netýká elitismus. Genetický algoritmus v takovém případě opakovaně řeší výpočetně náročnou úlohu popisu ustáleného chodu sítě pro stejnou sadu vstupních hodnot, a opakovaně tak zjišťuje, že daný jedinec je opravdu nízké kvality.

Programový kód pro řešení zdejší optimalizační úlohy pomocí testovacího genetického algoritmu je uveden v příloze V.

3.8 Tvorba rozcestníku softwaru rozhodujícího, zda je řízená elektrická distribuční síť v normálním či poruchovém provozním stavu

Z pohledu vývojového diagramu zdejšího Optimalizačního softwaru je jeho první částí ta, která od softwarového interface (kde již bylo na základě aktuálních dat určeno, že nějaký akční zásah je ve sledované síti aktuálně potřeba) získává datovou strukturu obsahující data popisující aktuální stav sledované elektrické sítě, na základě těchto dat určuje, zda se daná síť nachází v provozním stavu normálním či poruchovém, a na základě výsledku tohoto rozhodnutí pak dále spouští chod buď optimalizačního algoritmu pro normální stav sledované sítě nebo optimalizačního algoritmu pro poruchový stav sledované sítě. Tato první část optimalizačního softwaru byla vytvořena v tomto kroku disertační práce.

Od softwarového interface získává Optimalizační software datovou strukturu obsahující aktuální hodnoty odběru činného a jalového výkonu a aktuální efektivní hodnoty napětí pro všechny odběrové uzly sledované sítě. Optimalizační software nyní prozkoumá efektivní hodnoty napětí, a pokud u nějakého uzlu naleznе hodnotu menší než 100 V, pak se sledovaná síť nachází ve stavu poruchovém. Pokud u žádného z uzlů nebyla odhalena efektivní hodnota napětí menší než 100 V, pak je stav sledované sítě uvažován jako normální. Na základě určeného stavu sítě Optimalizační software pokračuje buď spuštěním algoritmu pro řešení optimalizační úlohy pro stav sítě normální nebo spuštěním algoritmu pro řešení optimalizační úlohy pro stav sítě poruchový.

Pokud Optimalizační software určil stav sítě jako poruchový, pak je chod zdejšího optimalizačního algoritmu vyvoláván každou jednu sekundu. Pokaždé, když Optimalizační software určí aktuální stav sledované sítě jako poruchový, pak tento software setrvává v módu pro poruchový stav sítě až do té doby, než na základě aktuálně měřených dat určí, že sledovaná síť se opětovně navrátila do normálního provozního stavu.

Verze Optimalizačního softwaru prezentovaná v této disertační práci uvažuje, že sledovaná elektrická síť je symetrická a to jak z pohledu impedancí jednotlivých síťových prvků, tak z pohledu velikosti činného a jalového výkonu odebíraných v jednotlivých síťových uzlech. Této myšlence odpovídá jak sledování hodnot elektrických veličin pouze v jediné fázi sledované sítě, tak optimalizace sítě s využitím jednofázového modelu této sítě. Pokud by si však praxe vyžádala přechod ze symetrického pojetí sítě na pojetí nesymetrické, bylo by možné rychle provést transformaci Optimalizačního softwaru na toto nesymetrické pojetí sítě.

Skript zde popisované části Optimalizačního softwaru je uveden v příloze VI.

3.9 Tvorba algoritmu definujícího optimální proces obnovy řízené elektrické distribuční sítě nacházející se v poruchovém stavu

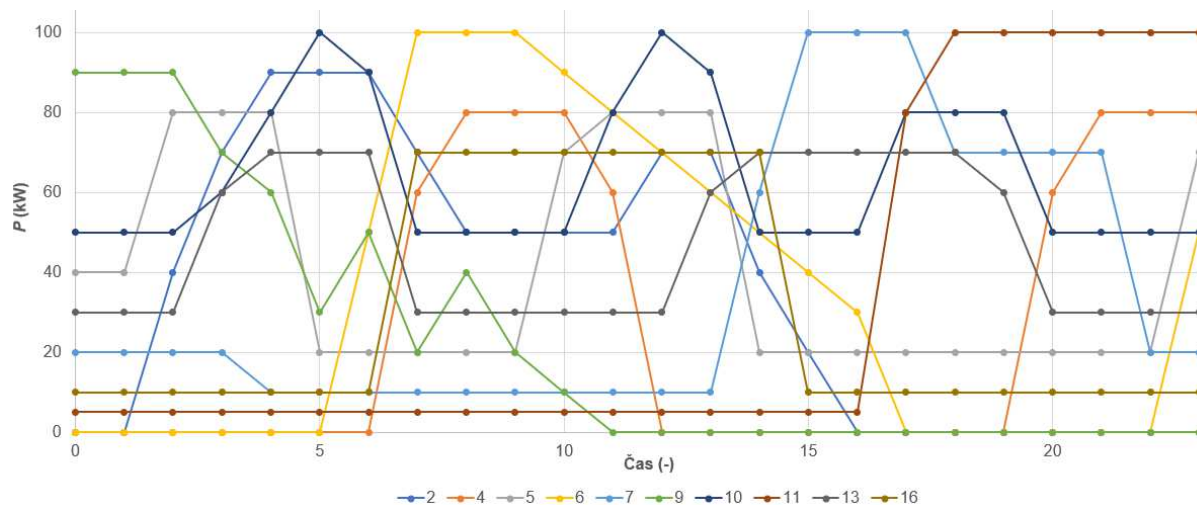
V rámci tohoto kroku tvorby plánovaných výstupů disertační práce jsem vytvořil první verzi algoritmu pro optimalizaci nastavení modelu elektrické sítě nacházející se v provozním stavu poruchovém. Jak již bylo uvedeno v předchozí kapitole disertační práce, provozní stav sledované sítě je určen jako poruchový, pokud efektivní hodnota napětí v alespoň jednom z uzlů dané sítě je menší než 100 V. Úkolem tohoto prvního optimalizačního algoritmu pro poruchový stav sítě je obnovit dodávku elektrického výkonu do jednotlivých odběrných uzlů modelu elektrické sítě. Tímto modelem zde bude prvotní model elektrické sítě. Algoritmus zde řeší úlohu, kdy na počátku existuje model elektrické sítě, kde všechny úseky vedení jsou mimo provoz z důvodu nějaké poruchy na každém z nich (v rámci matematického modelu byly jednotlivé úseky vedení uvedeny mimo provoz pomocí vypnutí vypínačů na obou jejich koncích). Algoritmus má za cíl sestavit plán odstraňování poruch z jednotlivých úseků sledované sítě a to takovým způsobem, aby celkové množství nedodané elektrické energie z důvodu všech zde existujících poruch bylo minimální. Vstupem zdejšího optimalizačního algoritmu jsou hodnoty popisující dobu odstraňování poruchy na jednotlivých úsecích vedení sítě (doba odstraňování je různá pro různé úseky vedení) a standardní vývoj hodnoty příkonu jednotlivých místních odběratelů v čase (dle těchto hodnot pak optimalizační algoritmus určuje množství nedodané elektrické energie do jednotlivých odběrných míst během procesu obnovování dodávky elektrické energie a pak také celkové množství nedodané elektrické energie za celou sledovanou síť). Na obnovení dodávky elektrického výkonu do co nejvyššího počtu odběrných míst má algoritmus omezený čas. Cílem optimalizačního algoritmu zde tedy není vytvořit plán pro obnovení dodávky elektrického výkonu do všech místních odběrných uzlů, ale cílem je minimalizovat celkové množství nedodané elektrické energie za celou sledovanou síť.

Sledovaným modelem elektrické sítě je zde prvotní model elektrické sítě prezentovaný v první kapitole této disertační práce. Hodnoty činných výkonů odebíraných jednotlivými zdejšími uzly zde budou odlišné od hodnot použitých v modelu z první kapitoly a to proto, že se v této kapitole jedná o optimalizaci na bázi časového období o nenulové délce, tedy ne na bázi jediného časového okamžiku. Odběry činných výkonů proto nyní budou popsány ne jedinou hodnotou, ale řadou hodnot, kdy každá jedna hodnota zde bude platná pro určitý úsek časového období sledovaného v rámci optimalizačního procesu. Ty hodnoty odběrů činných výkonů z první kapitoly této práce jsem však použil i u této nové formy popisu prvotního modelu elektrické sítě a to konkrétně tak, že maximální hodnoty odběrů činného výkonu jednotlivých odběrných míst napříč celým sledovaným obdobím jsou rovny právě těm hodnotám z první kapitoly.

Odběry jalových výkonů však i v této části disertační práce nabývají hodnot zavedených v první kapitole a to napříč celým časovým obdobím sledovaným v rámci zdejšího optimalizačního procesu. K tomuto nastavení vstupních hodnot jsem se rozhodnul proto, protože stav toků jalových výkonů neovlivňuje výsledek zdejšího optimalizačního procesu. Ten je ovlivňován pouze vývojem topologie sítě, vývojem očekávané hodnoty odběrů činného výkonu a dobou potřebnou k opravě jednotlivých úseků vedení sítě. Na tyto ovlivňující veličiny se zaměřuje následující text.

Fáze experimentální

Graf na Obr. 19 ukazuje standardní a očekávaný vývoj hodnoty odběru činného výkonu ve všech odběrných místech prvotního testovacího modelu sítě. Zde zachycené období má délku 30 časových jednotek.



Obr. 19: Standardní a očekávaný vývoj odběru činného výkonu v jednotlivých uzlech prvotního testovacího modelu sítě

Jelikož se zde jednalo o prvotní formu tohoto optimalizačního algoritmu, zvolil jsem hodnotu doby trvání opravy jednotlivých úseků vedení zdejší sítě stejnou pro všechny úseky vedení a to hodnotu 1. Při řešení zdejší úlohy jsem uvažoval tak, že pracovní tým uvádějící jednotlivé úseky vedení zpátky do provozu (tzn. zapínající tyto úseky) pracuje v jeden okamžik vždy pouze na jednom úseku vedení. Veškeré další úkony v rámci procesu opětovného zapínání úseků vedení sítě jsou zde zanedbány. Čas zde tedy „spotřebovávají“ pouze procesy obnovy jednotlivých úseků vedení.

Zdejší optimalizační algoritmus pracuje následovně. Na svém počátku si algoritmus načte data popisující standardní a očekávaný vývoj hodnoty odběru činného výkonu v jednotlivých uzlech analyzované sítě (tj. data zobrazená v grafu na Obr. 19) a data popisující, které uzly přímo sousedí s každým jednotlivým uzlem analyzované sítě (tato data tedy obsahují popis všech úseků vedení dané sítě).

Následně začíná smyčka algoritmu, ve které s každým jedním jejím průchodem dojde k posunu místního času o jednu časovou jednotku a je obnoven provoz jednoho úseku vedení (jinými slovy je připojen jeden další, do té doby nenapájený, uzel dané sítě). Ten konkrétní uzel, který bude na konci této smyčky nově připojen k již napájené oblasti sítě, je vybrán následovně. Algoritmus si z množiny všech aktuálně napájených uzlů (v případě prvotního testovacího modelu sítě v rámci prvního průchodu této smyčky tato množina obsahuje referenční uzel a uzly na nízkonapěťových stranách místních napájecích transformátorů – přerušení provozu těchto transformátorů zde uvažováno nebylo) postupně bere jeden uzel za druhým a pomocí speciální funkce popisuje, které doposud nenapájené uzly jsou k tomu právě analyzovanému napájenému uzlu sousední. Přičemž algoritmus nejprve hledá uzly sousedící s daným uzlem na vzdálenost jeden úsek vedení (tedy sousedící přímo), na vzdálenost dvou úseků vedení a na vzdálenost tří úseků vedení. Výsledky tohoto hledání zapisuje do datových struktur: vzniká tak jedna datová struktura obsahující popis uzlů v okolí jednotlivých uzlů sítě a vzájemnou vzdálenost těchto dvojic uzlů (tj. daného uzlu napájeného a daného uzlu sousedícího).

Fáze experimentální

Další struktura obsahuje popis soustavy cest mezi daným uzlem napájeným a jednotlivými nalezenými sousedy. Smyslem tvorby této stromové struktury, kde kořenem je daný napájený uzel a korunou je soustava sousedních uzlů zapsaných do několika úrovní dle jejich vzdálenosti od daného napájeného uzlu, je umožnit optimalizačnímu algoritmu podívat se co nejdále do budoucnosti. Do budoucnosti se dívá druhá část této speciální funkce. Ta počítá celkové navýšení dodávky elektrické energie po obnovení provozu úseků vedení vedoucích k těm nalezeným sousedním uzlům. Celkové navýšení dodané energie pro nějaký sousední uzel i počítá algoritmus dle vztahu

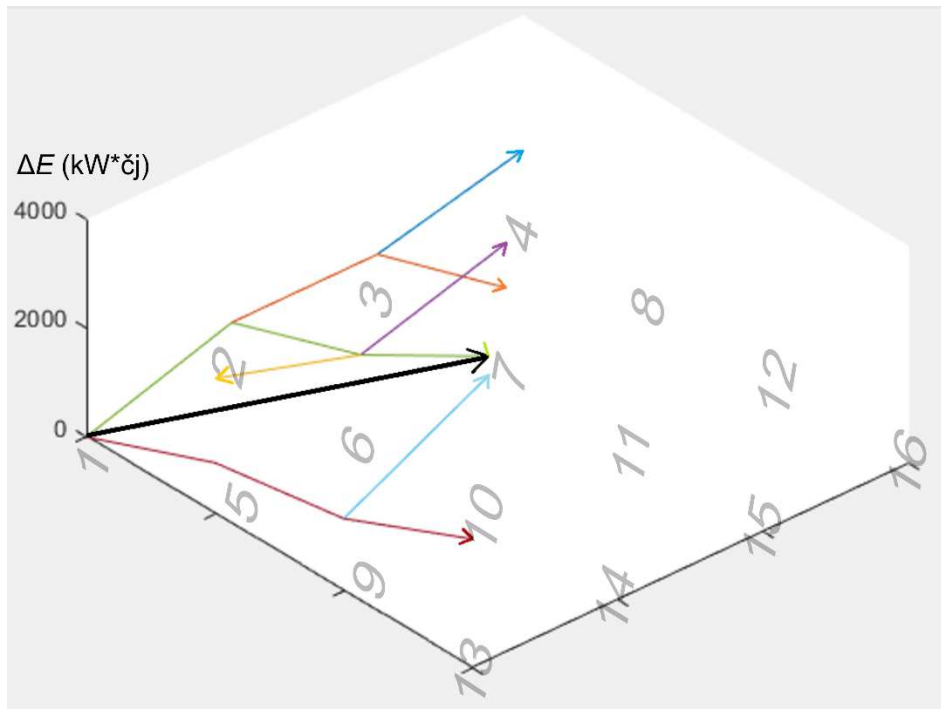
$$\Delta E_i = \sum_{t=T_{si}}^{T_k} P_i(t) \cdot \Delta t \quad , \quad (6)$$

kde T_{si} je čas připojení uzlu i k napájení, T_k je čas konce sledovaného období (pro místní příklad je $T_k = 23$, protože data standardního a očekávaného vývoje odběru činného výkonu v jednotlivých uzlech končí daty popisujícími odběry ve 23. hodině), $P_i(t)$ je časová řada hodnot průběhu standardního a očekávaného vývoje odběru činného výkonu v uzlu i a Δt je nějaká obecná časová jednotka. Čas T_{si} je definován vztahem

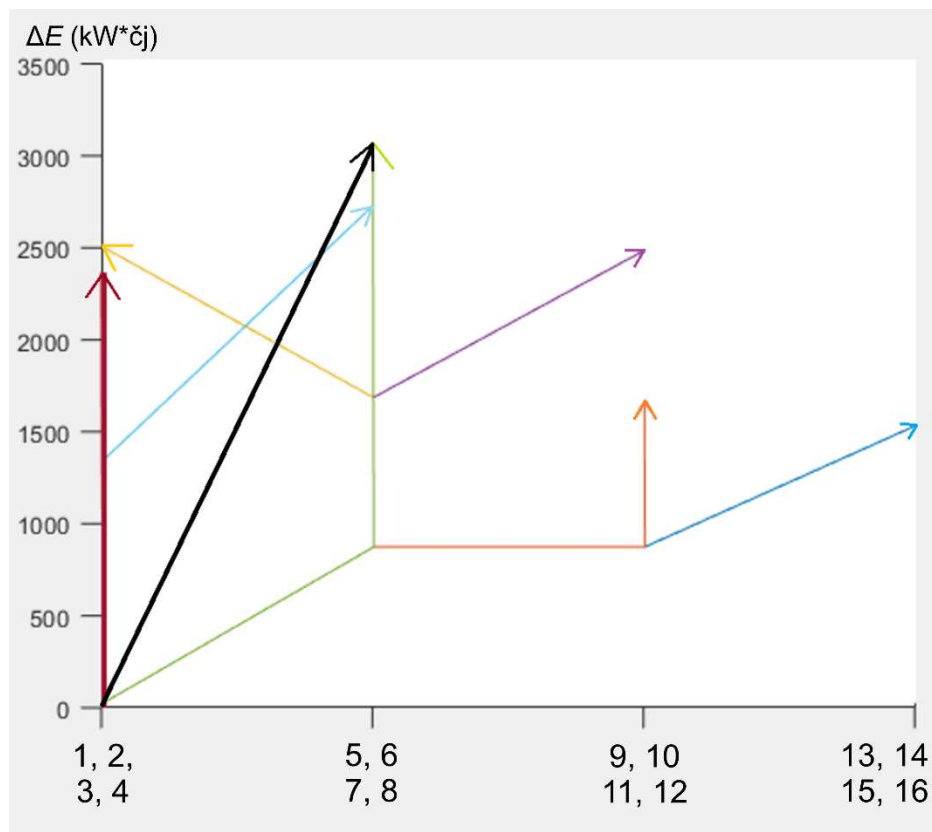
$$T_{si} = T_{hl} + l_i \quad , \quad (7)$$

kde T_{hl} je čas definovaný počtem průchodů hlavní smyčkou algoritmu a l_i je vzdálenost uzlu i od daného napájeného uzlu. Algoritmus sčítá navýšení dodané energie odběratelům skrze jednotlivé sousední uzly v rámci dříve nalezených cest a tyto součtové hodnoty jsou pak reprezentanty jednotlivých cest k sousedním uzlům nalezeným pro ten jeden daný napájený uzel. Konkrétně tak nalezená cesta uzlů A-B-C-D (kde A je ten napájený uzel) bude reprezentována energetickými zisky 0 ; ΔE_B ; $\Delta E_B + \Delta E_C$; $\Delta E_B + \Delta E_C + \Delta E_D$. Grafy na Obr. 20 a 21 zobrazují navýšení dodávek energie u sedmi příkladových cest nalezených pro napájený uzel, kterým zde byl uzel 1 prvotního testovacího modelu sítě. Jak je na těchto dvou grafech vidět, všechny cesty začínají v uzlu 1, a třebaže některé cesty sdílejí část své trasy s jinou nalezenou cestou, žádné dvě cesty nekončí ve stejném uzlu.

Fáze experimentální



Obr. 20: Standardní a očekávaný vývoj odběru činného výkonu v jednotlivých uzlech prvotního testovacího modelu sítě



Obr. 21: Standardní a očekávaný vývoj odběru činného výkonu v jednotlivých uzlech prvotního testovacího modelu sítě

Jakmile algoritmus dokončí výpočet navýšení dodávek energie u všech cest nalezených pro daný napájený uzel, vybere ze všech těchto cest tu jednu, na jejímž konci byl nalezen nejvyšší energetický zisk. Hodnota navýšení dodávky energie u jednotlivých uzlů této cesty a indexy těchto uzlů jsou výstupem této části algoritmu a reprezentantem daného napájeného uzlu ve zbytku iterace dané hlavní smyčky optimalizačního algoritmu. Iterace hlavní smyčky pokračuje hledáním cest sousedních uzlů a jejich navýšeními dodávky energie pro další nalezené základní uzly, tedy pro další uzly z množiny uzlů aktuálně již napájených. A jakmile jsou popsány energetické zisky všech cest u všech aktuálně napájených uzlů, algoritmus z nich vybere tu jednu cestu, která umožní nejvyšší navýšení dodávky energie. Jak proces obnovování provozu úseků sítě postupuje, oblasti nenapájených uzlů se zmenšují, až se zmenší natolik, že nějaký základní uzel už kolem sebe má nenapájené uzly jen na vzdálenost dva, případně jen na vzdálenost jedna. Reprezentující cesta sousedních uzlů k tomuto základnímu uzlu tedy má nyní délku menší než tři úseky vedení. Pokud tedy některý ze základních uzlů v rámci dané iterace hlavní smyčky optimalizačního algoritmu má reprezentující cestu sousedních uzlů kratší než tři úseky vedení, pak je při hledání cesty dávající nejvyšší nárůst dodávky energie sledována hodnota navýšení dodávky u toho prvku cest odpovídajícího vzdálenosti dle nejkratší cesty nalezené v dané iteraci. Na základě nalezené cesty s nejvyššími energetickými zisky je pak obnoven provoz toho úseku vedení, který začíná prvním uzlem dané cesty (tedy základním uzlem dané cesty) a končí druhým uzlem dané cesty (tedy uzlem přímo sousedícím se základním uzlem). Po výběru toho nejlepšího úseku vedení pro obnovu zdejšího provozu v daném časovém okamžiku se dostává optimalizační algoritmus na konec hlavní smyčky. Jakmile se tam algoritmus dostane, začíná další iteraci této smyčky s časem posunutým o jednu časovou jednotku.

Po deseti průchodech hlavní smyčkou optimalizační algoritmus končí popis obnovovacího procesu, tak jak bylo definováno v zadání úlohy.

Výstupem optimalizačního algoritmu je tedy popis obnovovacího procesu (tj. řada úseků vedení, u kterých je postupně prováděna obnova provozu) a celkový energetický zisk.

Příkladová úloha definovaná v úvodu této kapitoly byla tímto optimalizačním algoritmem vyřešena s následujícím výsledkem.

Optimální obnovovací proces zde je:

1. úsek vedení mezi uzly 1 a 2,
2. úsek vedení mezi uzly 1 a 5,
3. úsek vedení mezi uzly 2 a 6,
4. úsek vedení mezi uzly 6 a 10,
5. úsek vedení mezi uzly 8 a 7,
6. úsek vedení mezi uzly 5 a 9,
7. úsek vedení mezi uzly 9 a 13,
8. úsek vedení mezi uzly 15 a 11,
9. úsek vedení mezi uzly 8 a 4,
10. úsek vedení mezi uzly 15 a 16.

A celkové navýšení dodávky elektrické energie místním odběratelům díky postupnému obnovování provozu na výše uvedených úsecích vedení je 7265 kW*čj.

Fáze experimentální

Programový kód první verze algoritmu pro optimalizaci nastavení modelu elektrické sítě nacházející se v provozním stavu poruchovém řešící tu výše popsanou optimalizační úlohu je uveden v příloze VII.

3.10 Tvorba prvotní verze správce kontingentních jevů

Dalším krokem řešení této disertační práce byla tvorba tzv. správce kontingentních jevů. Jako správce kontingentních jevů zde označuji softwarový modul rozšiřující Optimalizační software, jehož funkcí je pomáhat jádru Optimalizačního softwaru překonat výskyt různých kontingentních jevů. Kontingentní jev je obecně nějaký jev, jehož výskyt je možný s určitou pravděpodobností, která se však nerovná 0 či 1, tedy výskyt tohoto jevu není nemožný, ani není jistý. Ve zdejších případech jsou kontingentní jevy události, které se můžou vyskytnout ve zdejší řízené distribuční síti.

Tématu analýzy kontingentních jevů v elektroenergetických systémech bylo v posledních letech věnováno mnoho odborných publikací. Je tomu tak zjevně z toho důvodu, že s moderními elektroenergetickými systémy vybavenými vlastními intermitentními zdroji elektrického výkonu a lokálním trhem s elektřinou je spojeno velké množství kontingentních jevů, jejichž výskyt změnil různé parametry místního elektroenergetického systému v tak velkém rozsahu, že udržení tohoto systému v normálním provozním stavu není dosažitelné pomocí prostého provedení nového chodu místního optimalizačního algoritmu a to z důvodů nadměrné výpočetní náročnosti (tedy udržení není dosažitelné v čase dostatečně krátkém z pohledu řízení elektroenergetického systému v čase blízkém reálnému). Pokud si tvůrci softwaru řídicího nějaký systém jsou vědomi všech jevů, které se v daném systému můžou vyskytnout a můžou výrazněji změnit jeho parametry, pak oni můžou zanalyzovat dopady všech těchto jevů ještě před místní instalací daného řídicího softwaru a z výsledků těchto analýz vytvořit databázi typu „Když se stane jev A, pak udělej B“. Tuto tabulku pak integrují do řídicího softwaru tak, aby řídicí systém při výskytu daného kontingentního jevu reagoval okamžitě reakcí dle zmíněné databáze a až pak by byl případně spuštěn chod optimalizačního algoritmu.

Dle stejné filozofie jsem vytvořil místního správce kontingentních jevů. První verze tohoto správce je databáze shrnující výsledky analýzy dopadu přerušení jednotlivých úseků vedení v prvotním modelu elektrické sítě na parametry normálního chodu tohoto modelu sítě. Konkrétně jsem při této analýze postupoval následovně:

1. V modelu sítě jsem vypnul první úsek vedení.
 - a. Pro první zdejší odběrový uzel
 - i. jsem zdvojnásobil místní hodnotu odběru činného výkonu (důvod k tomuto kroku je uveden zde na konci postupu),
 - ii. provedl jsem řešení úlohy popisu ustáleného chodu modelu sítě,
 - iii. vektor obsahující hodnoty relativního proudového zatížení všech místních úseků vedení a transformátorů jsem vyexportoval do souboru a
 - iv. hodnotu odběru činného výkonu v tomto odběrovém uzlu jsem vrátil na původní zdejší hodnotu.
 - b. Poté jsem pokračoval u 2., 3. atd. až 10. místního odběrového uzlu dle postupu analogického postupu uvedeného u zdejšího bodu a).
2. Nyní byla analýza dopadů přerušení prvního úseku vedení dokončena a tento úsek vedení jsem v modelu sítě opětovně zapnul. Následně jsem pokračoval analýzou dopadů přerušení 2., 3. atd. až 24. úseku vedení dle postupu analogického postupu uvedeného u zdejšího bodu 1.
3. Data uložená v souboru výsledků výše popsané analýzy jsem poté statisticky zpracoval. Z výsledků výše popsané analýzy vznikl datový soubor obsahující dvě skupiny dvourozměrných

matic. Každá z těchto skupin obsahovala 24 matic, kde každá jedna matice obsahovala výsledky řešení popisu ustáleného chodu modelu sítě s jedním i -tým úsekem vedení vypnutým. Každá tato matice měla 10 sloupců, kde n -tý sloupec obsahoval hodnoty pro topologii sítě, ve které n -tý odběrový uzel odebíral činný výkon o hodnotě dvojnásobné ve srovnání se zdejší základní hodnotou. Každá matice z první skupiny měla 24 řádků, kde j -tý řádek obsahoval hodnoty relativního proudového zatížení j -tého úseku vedení. A každá matice z druhé skupiny měla 3 řádky, kde k -tý řádek obsahoval hodnoty poměru velikosti zdánlivého výkonu přenášeného přes k -tý transformátor a velikosti jmenovitého zdánlivého výkonu tohoto transformátoru. Prvním krokem zpracování těchto dat bylo odstranění jednoho řádku z každé matice první skupiny a to toho řádku, který obsahoval hodnoty relativního proudového zatížení toho úseku vedení, který byl v rámci topologií příslušejících této matici vypnutý – jednalo se tedy o řádek vyplněný nulami. Následně jsem v každé matici z každého zdejšího řádku vybral zdejší maximum. Získal jsem tak skupinu vektorů složených z maxim řádků matic. V každé skupině jsem tak nyní měl 24 vektorů a každá skupina se nyní pro mne stala datovým souborem pro vynesení krabicového grafu (hodnoty z jednoho vektoru se zde staly jednou datovou řadou pro vykreslení jednoho sloupce tohoto grafu).

Důvodem, proč jsem v rámci této analýzy postupně zvyšoval jednotlivé zdejší odběry činného výkonu na dvojnásobek jejich základní hodnoty, byla úvaha, že historická data z provozu dané sítě ukazují, že ta dvojnásobná hodnota je nejvyšší hodnotou, která se zde vyskytla nebo se zde může vyskytnout. Při přenesení této analýzy na model nějaké jiné sítě by samozřejmě bylo potřeba volit tato maxima odběrů na základě zkušenosti z provozu té dané modelované sítě.

Před započítáním výše popsané analýzy jsem v prvotním modelu elektrické sítě provedl malou úpravu jeho parametrů. Vzhledem k tomu, že relativní proudové zatížení některých úseků vedení tohoto modelu bylo blízko hodnoty 100 % již ve svém základním stavu, zvýšil jsem hodnotu maximální proudové zatížitelnosti jednotlivých zdejších úseků vedení o 50 % hodnoty původní. Malou úpravu jsem provedl také u zdejších transformátorů: velikost jejich jmenovitých zdánlivých výkonů jsem zvýšil o 15 %.

Nyní představím výsledky analýzy dopadů výskytu kontingentních jevů, konkrétně přerušení jednotlivých úseků vedení, v prvotním testovacím modelu. Obr. 22 ukazuje rozložení maximálních hodnot relativního proudového zatížení jednotlivých úseků vedení tohoto modelu sítě při jednom vypnutém úseku vedení (konkrétní vypnutý úsek vedení je zde veličinou osy x). Informací, kterou jsem se z této statistiky snažil získat především, bylo to, přerušení kterého úseku vedení může s určitou pravděpodobností (danou vývojem odběru výkonu v jednotlivých odběrových uzlech modelu v čase) vést k překročení maximální dovolené hodnoty relativní proudové zatížitelnosti některého jiného úseku vedení tohoto modelu sítě. Zde uvažuji, že touto maximální dovolenou hodnotou je 100 % a dle grafu na Obr. 22 se překročení této hodnoty v modelu sítě objevuje při přerušení úseků vedení 1-2, 1-5 a 14-15.

Obr. 23 pak ukazuje rozložení maximálních hodnot relativního výkonového zatížení (tj. poměru mezi velikostí přenášeného zdánlivého výkonu a velikostí jmenovitého zdánlivého výkonu) jednotlivých transformátorů modelu sítě při jednom vypnutém úseku vedení (konkrétní vypnutý úsek vedení je i zde veličinou osy x). Informací, kterou jsem se z této statistiky snažil získat především, bylo

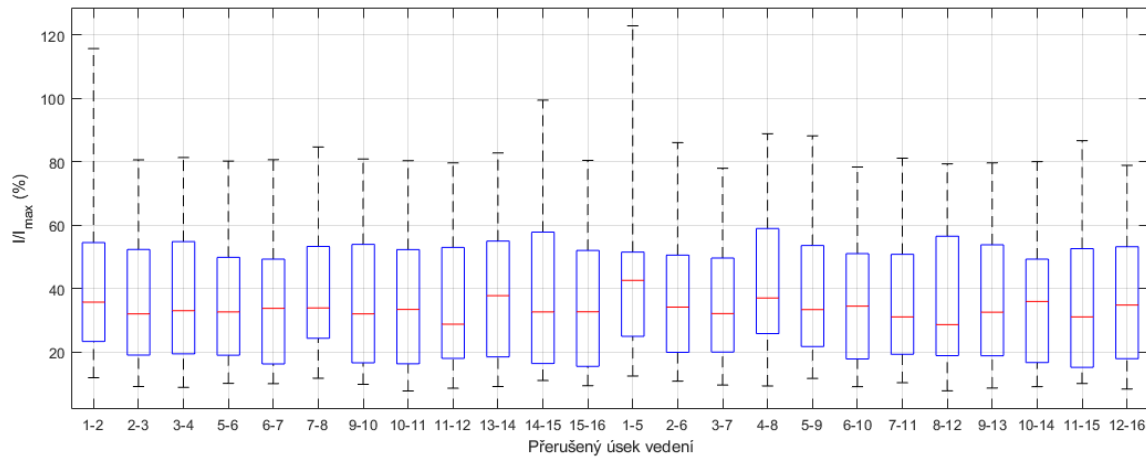
to, přerušení kterého úseku vedení může s určitou pravděpodobností vést k překročení maximální dovolené hodnoty relativní výkonové zatížitelnosti některého z místních transformátorů. I zde uvažuji, že touto maximální dovolenou hodnotou je 100 % a dle grafu na Obr. 23 se překročení této hodnoty v modelu sítě objevuje při přerušení úseků vedení 1-2, 1-5 a 14-15. Možné přetížení transformátorů tak zde bylo určeno při přerušení stejných úseků vedení jako v rámci analýzy možných přetížení úseků vedení. Výskyt přetížení místních transformátorů považuji za vysoce pravděpodobný především v případě přerušení úseku vedení 1-2 a to v návaznosti na vysokou střední hodnotu zdejší datové řady v grafu na Obr. 23. Naopak v případě přerušení úseku vedení 14-15 pozoruji nízkou střední hodnotu zdejší datové řady, a tak považuji pravděpodobnost výskytu přetížení některého z místních transformátorů za nízkou.

Závěrem této analýzy tedy je, že při přerušení úseku vedení 1-2 nebo 1-5 je vysoká pravděpodobnost výskytu přetížení některého z prvků prvotního testovacího modelu sítě. Subjekt, který tuto síť řídí, by měl ve svých postupech reflektovat závěry zdejší analýzy a v této síti provést zásah okamžitě po získání informace o přerušení daných úseků vedení, aby udržel síť v normálním provozním stavu. Pokud by totiž řídicí zásah zde přišel až jako reakce na zhoršování hodnot systémových veličin, mohla by se řízená síť mezitím dostat do stavu nouzového, případně by dokonce z důvodu akutního přetížení síťových prvků mohlo dojít k poškození těchto prvků či kolapsu části či celé řízené sítě. Analýza dopadů kontingentních jevů a analýza dopadů zavedených nápravných opatření zpracované již ve fázi přípravy dané sítě přináší rychlé a efektivní potlačování dopadů těchto kontingentních jevů. Ve zdejších případech je vhodným nápravným opatřením snížení odběru činného výkonu ve všech zdejších odběrových uzlech na 90 % základní hodnoty. Akční zásah v tomto rozsahu uvede prvotní testovací model sítě do stavu, kdy při jeho ustáleném chodu již žádný z jeho síťových prvků není přetížen. Tuto skutečnost jsem si ověřil skrze řešení úlohy popisu ustáleného chodu pro zdejší model sítě nejprve pro topologii s vypnutým úsekem vedení 1-2 a poté pro topologii s vypnutým úsekem vedení 1-5.

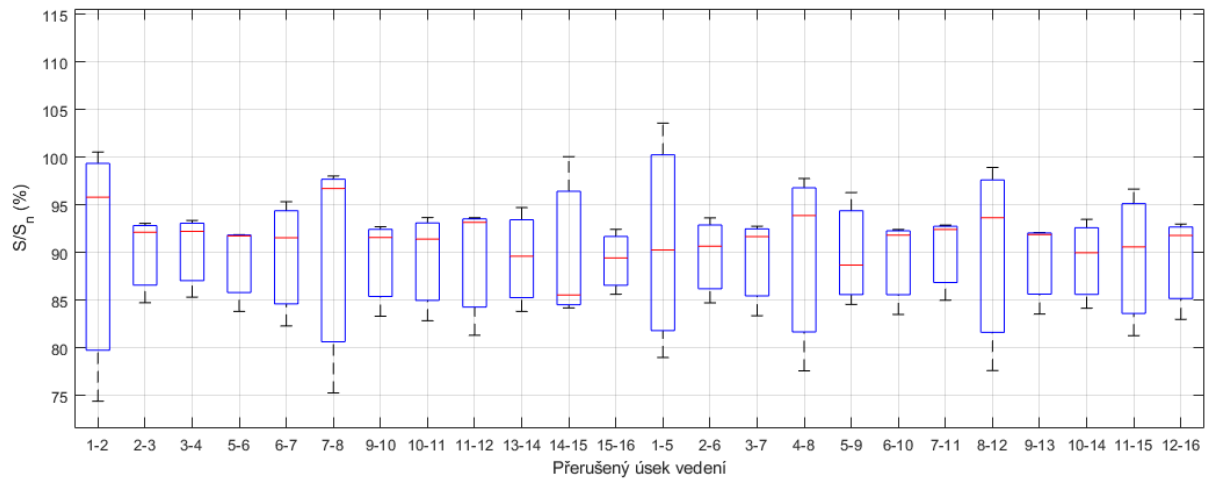
Software spojený se zdejšími analýzami, tedy prvotní verze správce kontingentních jevů, jsem nyní ještě nezpracovával do Optimalizačního softwaru. Spojení Správce kontingentních jevů s Optimalizačním softwarem bude provedeno v kapitole 4.7 této disertační práce.

Skript pro tvorbu dat pro zde popisovanou analýzu a skript pro analýzu účinnosti opatření pro zmírnění dopadů přerušení úseku vedení 1-2 a pro zmírnění dopadů přerušení úseku vedení 1-5 jsou uvedeny v příloze VIII.

Fáze experimentální



Obr. 22: Rozložení maximálních hodnot relativního proudového zatížení jednotlivých úseků vedení prvotního testovacího modelu sítě při přerušení jednotlivých úseků vedení tohoto modelu



Obr. 23: Rozložení maximálních hodnot relativního výkonového zatížení jednotlivých transformátorů prvotního testovacího modelu sítě při přerušení jednotlivých úseků vedení tohoto modelu

3.11 Definice obecných vlastností místní měřicí a komunikační infrastruktury a tvorba datového modelu

Posledním procesem experimentální fáze řešení disertační práce byla tvorba datového modelu a s tím spojený popis očekávaných vlastností měřicí a komunikační soustavy, která popíše aktuální stav sledované elektrické distribuční sítě pomocí vhodných dat a provede jejich přenos od místa vzniku (tj. od uzlu, kde je instalováno zařízení, které daná data vytvořilo pomocí měření určitých veličin) do místa, kde bude instalován centrální datový počítač. Centrální datový počítač přijme veškerá data od všech připojených měřicích zařízení, dle přesně definovaného postupu všechna ta data spojí do jednoho souboru a ten nějakým vhodným způsobem jednou za sekundu předá speciálnímu softwaru spuštěnému na řídicím počítači. Data popisující aktuální stav sledované sítě tedy vstoupí do řídicího počítače skrze tento software, ten je zpracuje a ta zpracovaná data pak předá Optimalizačnímu softwaru spuštěnému na stejném počítači. Optimalizační software na základě těchto dat určí, jaký je aktuální stav sledované elektrické sítě (tzn. určí, zda je sledovaná síť v normálním či poruchovém provozním stavu), a definuje akční zásah, který by měl být nyní ve sledované síti proveden.

Základní parametry datového modelu vychází hlavně z mých zkušeností získaných při tvorbě výstupů projektu TJ02000157 a při související komunikaci se zdejším aplikačním garantem, spol. EGD. Konkrétní popis datového modelu je tedy následující:

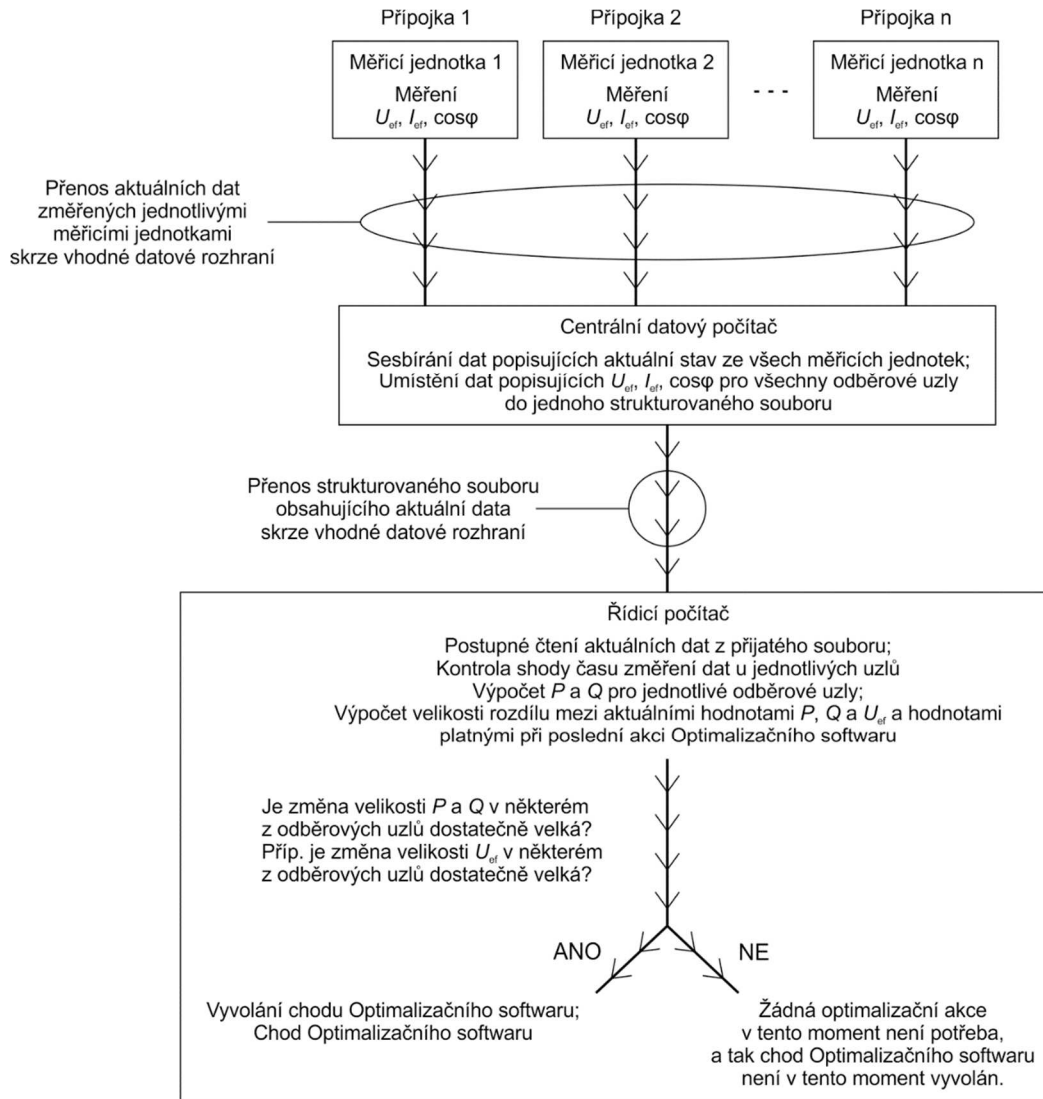
- Na vstupu datového modelu bude skupina zařízení, které jednou za sekundu změří aktuální efektivní hodnotu elektrického napětí a elektrického proudu a vypočtou hodnotu účinníku. Každé jednotlivé měřicí zařízení tyto hodnoty změří a vypočte pro to konkrétní místo, kde ta daná měřicí jednotka bude instalována. Těmito místy budou přípojky jednotlivých entit odebírajících elektrický výkon ze sledované elektrické sítě (měřicí zařízení tedy změří aktuální hodnotu fázoru napětí v uzlu připojení dané přípojky k sledované síti, aktuální hodnotu fázoru proudu tekoucího skrze danou přípojku, z těchto dvou fázorů určí aktuální efektivní hodnotu napětí a proudu a z hodnoty úhlu mezi těmito fázory vypočte aktuální hodnotu účinníku). Vzhledem k tomu, že v této disertační práci uvažuji, že sledovaná elektrická síť je symetrická jak z hlediska jednotlivých zdrojů napájení, tak z hlediska impedancí jednotlivých síťových prvků a jednotlivých odběrů elektrického výkonu ze sítě, stačí sledovat hodnotu zmíněných veličin pouze v jediné fázi jednotlivých přípojek.
- Následně budou všechna ta změřená data popisující aktuální stav sledované elektrické sítě přesunuta do centrálního datového počítače. Během tohoto datového transferu budou změřená data v nějaké vhodné elektronické digitální formě a datový transfer bude proveden skrze nějaké vhodné datové rozhraní pro přenos dat v této formě. Toto datové rozhraní musí být zvoleno tak, aby umožňovalo rychlý a spolehlivý přenos dat v elektronické formě na velké vzdálenosti a aby umožňovalo spojení zvolených měřicích zařízení a centrálního datového počítače.
- Speciální software spuštěný na centrálním datovém počítači přijme data ze všech měřicích zařízení instalovaných ve sledované síti a tato data vloží dle jasně definovaného, neměnného postupu do jednoho společného souboru. K datům popisujícím změřené elektrické veličiny ještě připojí čas jejich změření. Formát změřených dat zapsaných v tomto souboru tak bude v čase neměnný. Konkrétní typ tohoto souboru a konkrétní formát zde zapsaných změřených

dat bude určen později při praktické realizaci tohoto datového modelu. Preferovány jsou však typy souborů běžně používané pro přenos dat a s pevně danou strukturou, jako je typ souboru XML či CSV.

- Soubor obsahující všechna data popisující aktuální stav sledované elektrické sítě pak bude pomocí vhodného komunikačního rozhraní jednou za sekundu předán speciálnímu softwaru spuštěnému na řídicím počítači. Jako komunikační rozhraní pro přenos zmíněného souboru bude použito to rozhraní, které bude zaručovat, že přenos zde bude rychlý a spolehlivý a jak centrální datový počítač, tak řídicí počítač se k němu budou schopny snadno připojit.
- Speciální software spuštěný na řídicím počítači přijme soubor obsahující data popisující aktuální stav sledované elektrické sítě. Data pro jednotlivé uzly sledované sítě postupně ze souboru vyjme, pomocí těchto dat vypočte hodnotu činného a jalového výkonu aktuálně odbíraného v daném odběrovém uzlu a tyto vypočtené hodnoty zapíše do datové struktury s pevným formátem Elektrická síť X – i -tý odběrový uzel – hodnota odběru činného a jalového výkonu v i -tém uzlu sítě X . Softwarový interface při zapisování dat do místní datové struktury zjišťuje, jak velký je rozdíl mezi hodnotami aktuálními a hodnotami platnými v okamžiku doposud posledního vyvolání chodu Optimalizačního softwaru. Pokud zjistí, že v některém z odběrových uzlů sledované sítě došlo ke změně efektivní hodnoty napětí o více než 2 V anebo hodnoty odběru činného výkonu o více než 0,5 kW či jalového výkonu o více než 0,5 kvar, pak speciální software detekoval zásadní změnu stavu sledované sítě, a tak vyvolává chod Optimalizačního softwaru. Pokud speciální software zjistí, že žádná z těchto podmínek pro kterýkoliv uzel nebyla splněna, avšak suma odběrů činných výkonů se změnila o více než 5 kW či suma odběrů jalových výkonů se změnila o více než 5 kvar či velikost fázoru zdánlivého výkonu vzniklého jako suma fázorů zdánlivých výkonů všech místních odběrů se změnila o více než 6 kVA, pak i zde speciální software vyvolává chod Optimalizačního softwaru. Pokud speciální software zjistil, že ani tato podmínka nebyla splněna, pak ve sledované elektrické síti nedošlo k tak zásadní změně, aby bylo potřebné a ekonomicky výhodné v síti provést nějaký akční zásah.
- Pokud se speciální software rozhodl vyvolat chod Optimalizačního softwaru, pak v tento moment Optimalizačnímu softwaru předá datovou strukturu, která obsahuje zformátovaná data popisující aktuální stav sledované sítě. Toto předání bude provedeno pomocí funkcí, které jsou součástí speciálního softwaru.
- Optimalizační software přijme datovou strukturu popisující aktuální stav sledované sítě a započne svou vlastní práci.

Graf na Obr. 24 ukazuje tok dat ve výše popsaném datovém modelu.

Fáze experimentální



Obr. 24: Tok dat ve zdejším datovém modelu

4 Fáze vývojová

4.1 Tvorba matematického modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě

První krokem vývojové fáze řešení disertační práce byla tvorba matematického modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě. Zde jsem čerpal z výsledků své práce v rámci projektu TJ02000157 „Optimalizace provozních parametrů elektrické distribuční soustavy s využitím umělé inteligence“ z programu TAČR ZÉTA. V rámci tohoto projektu jsem vytvořil matematický model reálné městské mřížové elektrické distribuční sítě. Konkrétně se jedná o model nízkonapěťové elektrické sítě napájející odběratele elektrické energie na sídlišti městské části Brno-Bohunice. Stejně jako v případě zmíněného projektu, i zde jsem se rozhodnul modelovat právě tuto síť z toho důvodu, že se jedná o reálnou síť s mřížovou topologií. Vznikl zde tedy model reálné distribuční sítě (vytvářený s maximální snahou dosáhnout co největší shody parametrů prvků té reálné sítě a prvků modelu) a testování řídicích schopností optimalizačního softwaru na tomto modelu mne alespoň přibližuje aktuálně nedostupnému testování tohoto softwaru přímo na reálné infrastruktuře.

Distribuční síť sídliště městské části Brno-Bohunice má neobvyklou topologii: naprostá většina elektrických nízkonapěťových distribučních sítí v ČR má radiální topologii, někdy rozšířenou o možnost propojení konců sousedních paprsků (toto propojení je však spínáno jen v případě vzniku místní poruchy), distribuční síť Brno-Bohunice má však topologii mřížovou s vysokým stupněm vzájemného propojení jednotlivých místních větví. Tato komplikovaná topologie dělá řízení této distribuční sítě náročnější, než je řízení distribučních sítí s radiální topologií.

Pokud v elektrické síti s radiální topologií nejsou instalovány místní zdroje elektrického výkonu, jsou směr toku elektrického proudu a orientace gradientu velikosti elektrického napětí v jednotlivých částech sítě vždy známy. Pokud dojde k poruše (zkratu či přerušení vodiče) na některém z úseků vedení sítě s radiální topologií, projeví se tato porucha okamžitě poklesem velikosti napětí k nule ve všech uzlech sítě nacházejících se za místem poruchy. Tedy, v dané geografické oblasti dojde k přerušení dodávky elektrické energie a tato informace se okamžitě skrze jednotlivé aktuálně postižené odběratele dostává k provozovateli dané sítě. Použití radiální topologie pro danou distribuční síť pak dále vede k nižším zkratovým výkonům než při použití topologie mřížové, a tak lze v dané radiální síti instalovat prvky s nižší zkratovou odolností. Elektrické sítě topologie mřížové tyto vlastnosti usnadňující jejich provoz nemají, a tak je jejich řízení ve srovnání se sítěmi topologie radiální náročnější. Testování optimalizačního softwaru na modelu distribuční sítě Brno-Bohunice tak řídicí schopnosti tohoto softwaru prověřilo mnohem více než testování s modelem jakékoliv radiální sítě.

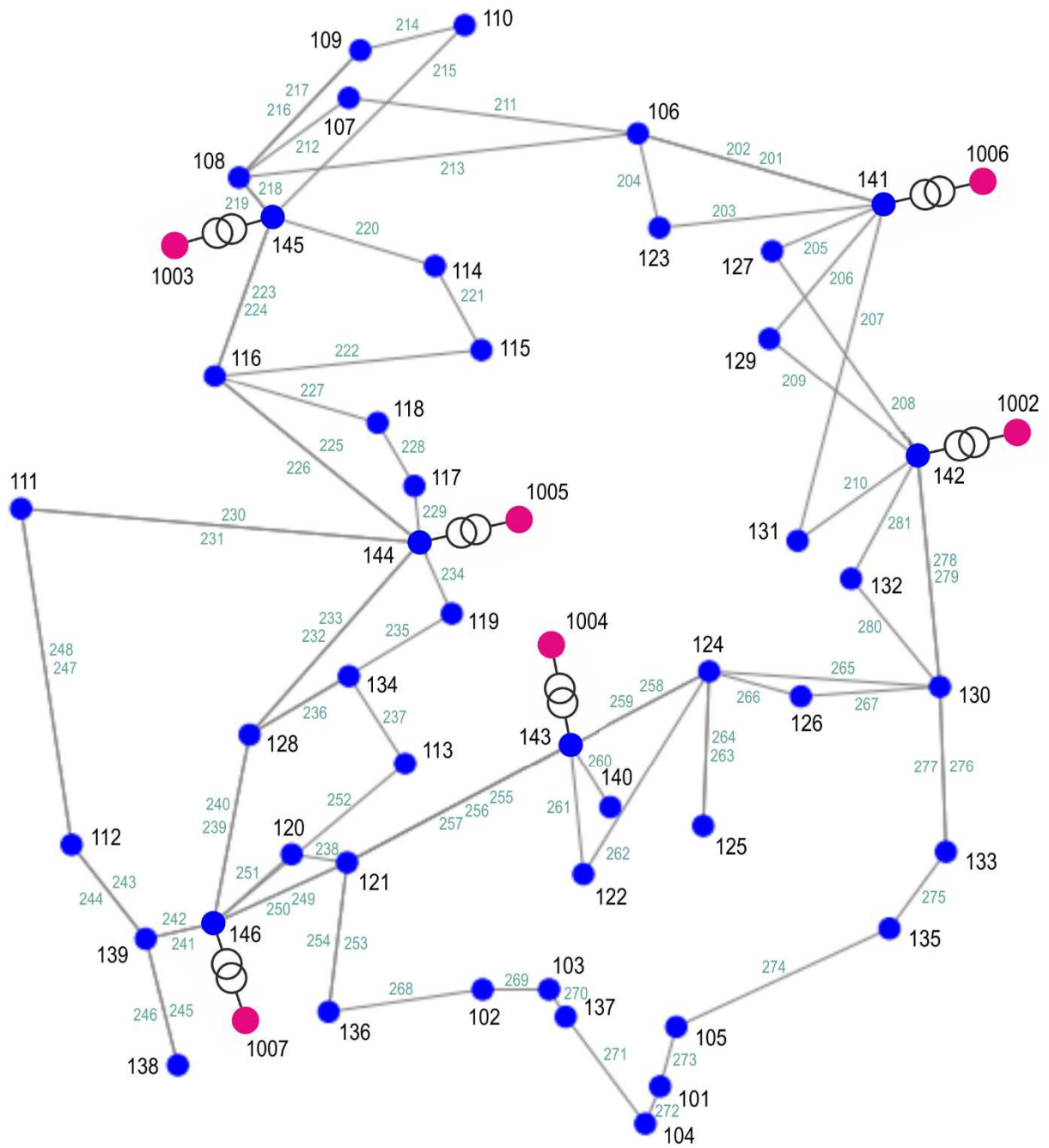
Topologie sledované sítě má také dopad na práci Optimalizačního softwaru. Jak již bylo uvedeno v předchozích kapitolách této disertační práce, zdejší algoritmus pro optimalizaci nastavení sítě za jejího normálního stavu je založen na strategii genetického algoritmu a pro určení kvality jednotlivých zdejších jedinců je využíváno výsledků řešení úlohy popisu ustáleného chodu daného modelu sítě. Náročnost řešení této úlohy je v případě modelů sítí s mřížovou topologií mnohem větší než u modelů sítí s topologií radiální. Je tomu tak proto, že v případě modelů sítí s mřížovou topologií je nutné pro nalezení řešení této úlohy použít některou z metod pro nalezení kořenu soustavy

nelineárních rovnic. V případě modelů sítí s radiální topologií je díky znalosti směru toku elektrického výkonu v každém úseku místního vedení možné použít metodu backward-forward sweep, která je sice také založena na iteračním algoritmu, nicméně v rámci jednotlivých iterací jsou prováděny jednodušší výpočty než v případě metod použitelných pro řešení úlohy popisu ustáleného chodu u modelů sítí s mřížovou topologií.

Modelovaná část distribuční sítě Brno-Bohunice se skládá z šesti vysokonapěťových (22 kV) referenčních uzlů, šesti distribučních transformátorů napájejících nízkonapěťovou část modelu a 46 nízkonapěťových (0,4 kV) uzlů (k 40 z nich je připojen nějaký odběr elektrického výkonu), které jsou vzájemně propojeny 81 úseky vedení.

Model elektrické distribuční sítě byl vytvořen v jazyce Python a to s využitím balíku funkcí pandapower. Zvolená forma tvořeného softwaru tedy zachovala konzistentnost s ostatním softwarem vytvořeným v rámci řešení této disertační práce.

Schéma elektrické distribuční sítě Brno-Bohunice, které odpovídá datům vloženým do zde popisovaného modelu, je zobrazeno na Obr. 25. Skript popisující zdejší model není k této disertační práci přiložen (na rozdíl od ostatních zdejších výtvorů). Důvodem je skutečnost, že vlastník distribuční sítě Brno-Bohunice, spol. EGD, poskytla přístup k datům popisujícím tuto síť pouze členům řešitelského týmu výše zmíněného projektu (bylo tomu tak z důvodu zajištění bezpečnosti infrastruktury spol. EGD – veřejné elektrické distribuční sítě patří mezi kritickou infrastrukturu státu).



Obr. 25: Schéma elektrické distribuční sítě Brno-Bohunice, která posloužila jako vzor pro model sítě zde vytvořený za účelem testování optimalizačního softwaru

4.2 Výpočet ustáleného chodu matematického modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě a provedení změny nastavení jednotlivých zdejších síťových prvků

Dříve vytvořený matematický model rozsáhlé elektrické distribuční sítě jsem nyní podrobil základnímu testu a tím je řešení úlohy popisu ustáleného chodu této sítě. Jelikož spol. EGD, provozovatel a vlastník té zde zmiňované distribuční sítě, poskytla řešitelskému týmu projektu TJ02000157 pouze data popisující jednotlivé prvky této sítě a jejich vzájemné vazby a neposkytla data o vývoji odběru výkonu u jednotlivých místních odběratelů, nastavil jsem tyto veličiny na hodnoty obvyklé pro odběratele nacházející se na velkém městském sídlišti. Suma odběru činného výkonu všech místních odběrů je 2,07 MW a suma odběru jalového výkonu všech místních odběrů je 0,12 Mvar.

Nyní jsem pro tento model provedl řešení úlohy popisu ustáleného chodu. Tak jako v předchozích kapitolách této disertační práce, i zde jsem použil řešič této úlohy existující v rámci balíku funkcí pandapower, přičemž se jednalo o řešič založený na Newton-Raphsonově metodě.

Řešič zde úspěšně konvergoval k výsledku, čímž bylo ověřeno, že model neobsahuje nějakou fatální chybu, která by řešiči úlohy popisu ustáleného chodu znemožňovala dosáhnout konečného řešení. Tedy bylo ověřeno, že zdejší model sítě je při dané topologii a parametrech prvků schopen ustáleného chodu. Dle výstupních dat popisu ustáleného chodu modelu byly všechny zdejší uzly napájeny. Velikost napětí v jednotlivých uzlech nízkonapěťové části modelu sítě se pohybovala od 94,3 % po 99,4 % hodnoty místního jmenovitého napětí. Relativní proudové zatížení jednotlivých místních úseků vedení se pohybovalo od 1,0 % po 109,1 % maximální dovolené hodnoty pro daný úsek vedení.

Nyní byl tedy model rozsáhlé elektrické distribuční sítě verifikován pro svůj základní stav, a tak jsem mohl přistoupit k dalšímu bodu plánu této kapitoly. Tímto dalším bodem bylo spojit tento model sítě s dříve vytvořeným softwarem pro zavádění různých změn do modelu sítě, tak aby parametry modelu odpovídaly v konečné verzi optimalizačního softwaru svými hodnotami parametrům sledované reálné elektrické distribuční sítě a také aby do modelu mohly být zaváděny návrhy změn nastavení řízených síťových prvků generované optimalizačním algoritmem.

Skript softwaru pro zavádění změn parametrů prvků modelu sítě se podařilo úspěšně spojit s modelem rozsáhlé elektrické distribuční sítě. Následuje ukázka zavedení změny některých parametrů sítě a prezentace dopadů zavedených změn na stav modelu sítě v rámci simulace jedné časové řady o třech časových okamžicích (vývoj modelu sítě v čase popisují jako chronologickou řadu jednotlivých ustálených stavů sítě, kdy každý jeden ustálený stav popisuje jeden časový okamžik).

Pomocí zaváděných změn se zde odehrává následující scénář:

- počáteční stav modelu sítě odpovídá původním hodnotám parametrů modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě; počáteční stav sítě je prvním okamžikem simulace
- mezi prvním a druhým časovým okamžikem simulace dochází ke změně aktivní odbočky vinutí všech šesti místních transformátorů z odbočky 0 na odbočku -1 (tj. snížení hodnoty převodu o 2,5 %); druhý

Fáze vývojová

časový okamžik se tak odlišuje od toho prvního pouze tak, že aktivní odbočkou vinutí všech šesti místních transformátorů je odbočka -1

- mezi druhým a třetím časovým okamžikem simulace dochází ke změně hodnoty činného a jalového výkonu odebíraného v odběrových uzlech 111 a 135:

- v uzlu 111
 - odběr činného výkonu roste z původní hodnoty 140 kW na hodnotu 200 kW
 - odběr jalového výkonu roste z původní hodnoty 6 kvar na hodnotu 100 kvar
- v uzlu 135
 - odběr činného výkonu roste z původní hodnoty 130 kW na hodnotu 200 kW
 - odběr jalového výkonu roste z původní hodnoty 3 kvar na hodnotu 100 kvar

- v třetím časovém okamžiku tak v odběrových uzlech 111 a 135 je odebírán činný a jalový výkon o následujících hodnotách:

- v uzlu 111 je odebírán činný výkon 200 kW a jalový výkon 100 kvar
- v uzlu 135 je odebírán činný výkon 200 kW a jalový výkon 100 kvar

Skript zavádějící změny dle výše popsaného scénáře je následující:

```
import pandapower
from model_rozsahle_DS import vytvor_model_rozsahle_DS

model_rozsahle_DS = vytvor_model_rozsahle_DS()

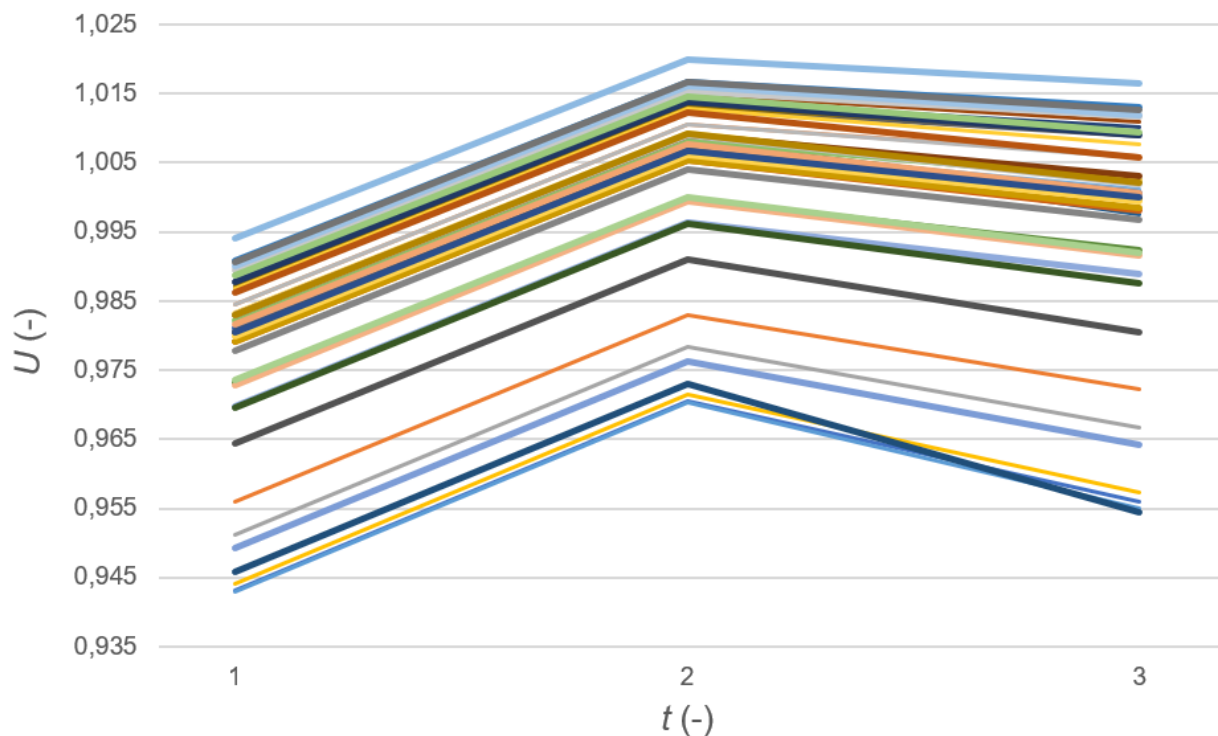
# spustí analýzu prvního okamžiku simulace (model sítě je nastaven dle popisu prvního okamžiku simulace)
pandapower.runpp(net=model_rozsahle_DS, algorithm='nr', calculate_voltage_angles='auto', init='auto',
max_iteration='auto', tolerance_mva=1e-08, trafo_model='t', trafo_loading='current', enforce_q_lims=False,
check_connectivity=True, voltage_depend_loads=False, consider_line_temperature=False)
# zapiš výsledky výpočtu ustáleného chodu sítě v prvním okamžiku simulace do příslušných datových polí
t_1_bus_vm_pu=model_rozsahle_DS.res_bus['vm_pu'].copy()
t_1_bus_va_degree=model_rozsahle_DS.res_bus['va_degree'].copy()
t_1_line_loading_percent=model_rozsahle_DS.res_line['loading_percent'].copy()
t_1_trafo_loading_percent=model_rozsahle_DS.res_trafo['loading_percent'].copy()

# nastav model sítě dle popisu druhého okamžiku simulace
model_rozsahle_DS.trafo['tap_pos'][1]=-1
model_rozsahle_DS.trafo['tap_pos'][2]=-1
model_rozsahle_DS.trafo['tap_pos'][3]=-1
model_rozsahle_DS.trafo['tap_pos'][4]=-1
model_rozsahle_DS.trafo['tap_pos'][5]=-1
model_rozsahle_DS.trafo['tap_pos'][6]=-1
# spustí analýzu druhého okamžiku simulace
pandapower.runpp(net=model_rozsahle_DS, algorithm='nr', calculate_voltage_angles='auto', init='auto',
max_iteration='auto', tolerance_mva=1e-08, trafo_model='t', trafo_loading='current', enforce_q_lims=False,
check_connectivity=True, voltage_depend_loads=False, consider_line_temperature=False)
# zapiš výsledky výpočtu ustáleného chodu sítě v druhém okamžiku simulace do příslušných datových polí
t_2_bus_vm_pu=model_rozsahle_DS.res_bus['vm_pu'].copy()
t_2_bus_va_degree=model_rozsahle_DS.res_bus['va_degree'].copy()
t_2_line_loading_percent=model_rozsahle_DS.res_line['loading_percent'].copy()
t_2_trafo_loading_percent=model_rozsahle_DS.res_trafo['loading_percent'].copy()
```


Fáze vývojová

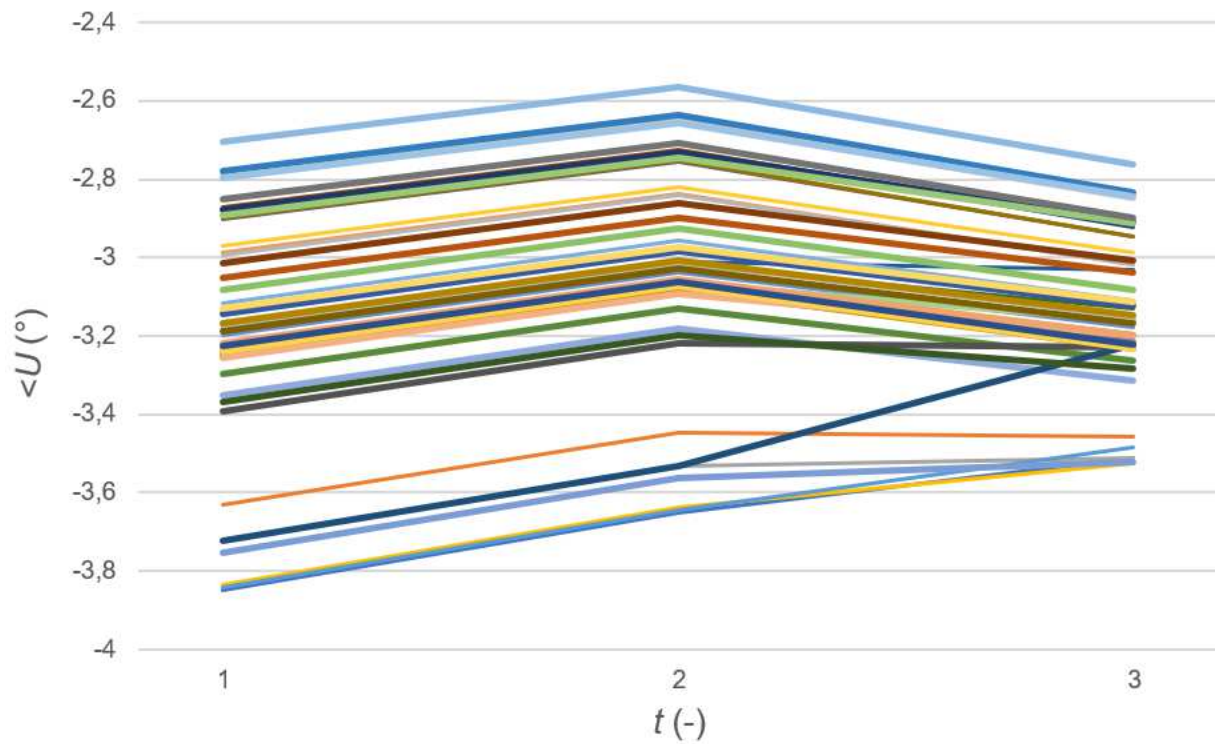
```
# nastav model sítě dle popisu třetího okamžiku simulace
model_rozsahle_DS.load['p_mw'][111]=0.200
model_rozsahle_DS.load['q_mvar'][111]=0.100
model_rozsahle_DS.load['p_mw'][135]=0.200
model_rozsahle_DS.load['q_mvar'][135]=0.100
# spusť analýzu třetího okamžiku simulace
pandapower.runpp(net=model_rozsahle_DS, algorithm='nr', calculate_voltage_angles='auto', init='auto',
max_iteration='auto', tolerance_mva=1e-08, trafo_model='t', trafo_loading='current', enforce_q_lims=False,
check_connectivity=True, voltage_depend_loads=False, consider_line_temperature=False)
# zapiš výsledky výpočtu ustáleného chodu sítě ve třetím okamžiku simulace do příslušných datových polí
t_3_bus_vm_pu=model_rozsahle_DS.res_bus['vm_pu'].copy()
t_3_bus_va_degree=model_rozsahle_DS.res_bus['va_degree'].copy()
t_3_line_loading_percent=model_rozsahle_DS.res_line['loading_percent'].copy()
t_3_trafo_loading_percent=model_rozsahle_DS.res_trafo['loading_percent'].copy()
```

Vývoj velikosti a fáze fázorů napětí v jednotlivých uzlech sítě, proudové zatížení jednotlivých úseků vedení sítě a výkonové zatížení jednotlivých místních transformátorů ukazují grafy na Obr. 26 až 29:

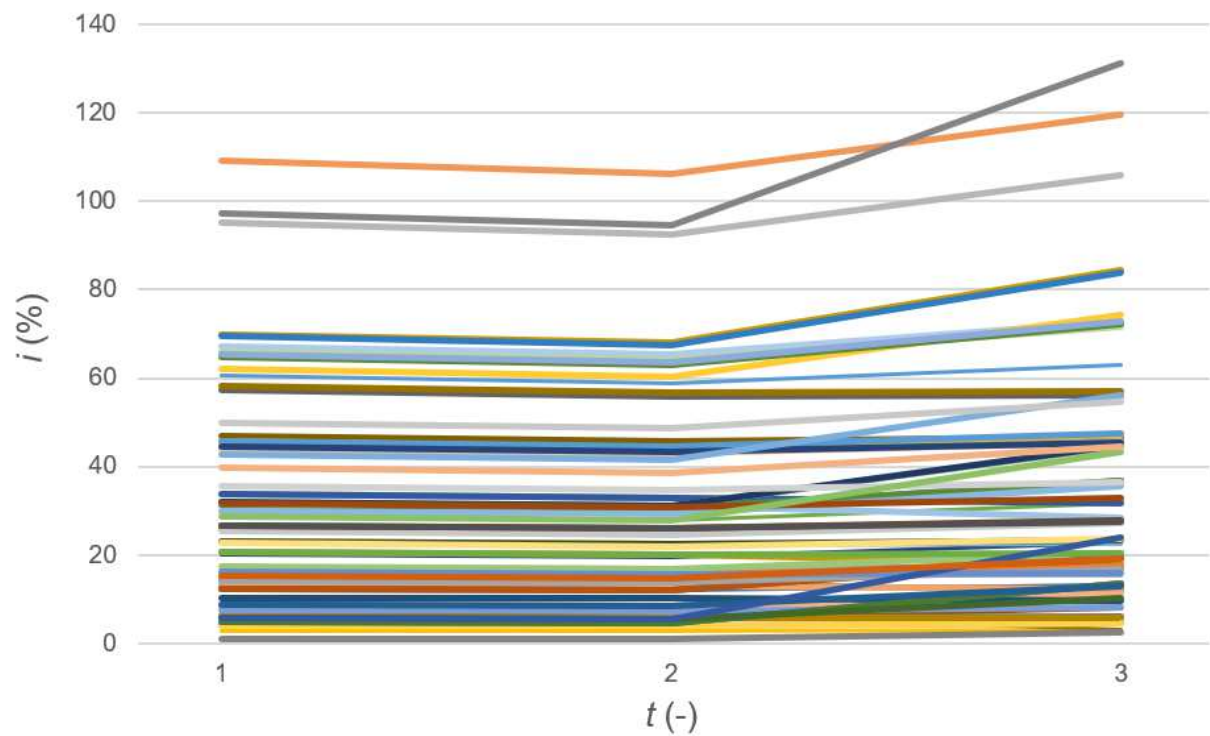


Obr. 26: Vývoj velikosti fázorů napětí v jednotlivých uzlech sítě v průběhu simulace (napětí je vyjádřeno v poměrné jednotce, kdy hodnota 1 odpovídá velikosti jmenovitého napětí daného uzlu)

Fáze vývojová

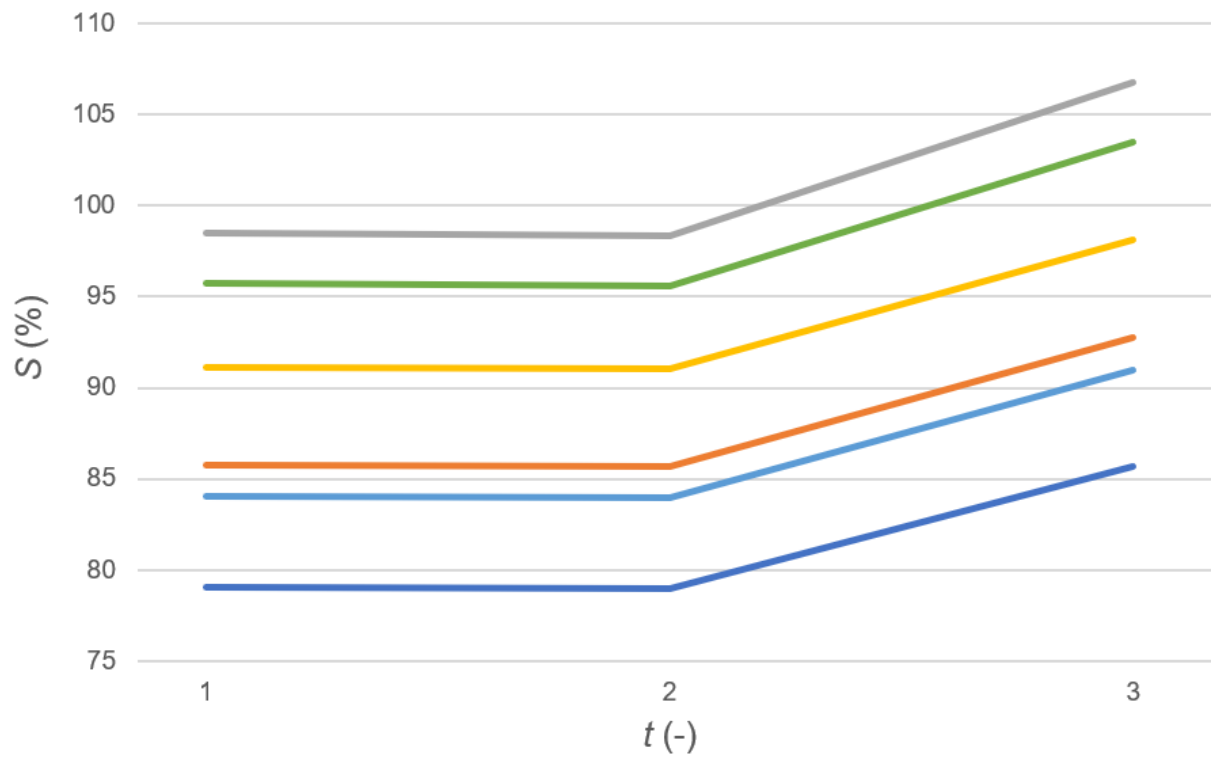


Obr. 27: Vývoj fáze fázorů napětí v jednotlivých uzlech sítě v průběhu simulace



Obr. 28: Vývoj hodnoty relativního proudového zatížení jednotlivých úseků vedení sítě (hodnota 100 % zde značí, že daným úsekem vedení protéká proud o velikosti rovné maximální dovolené velikosti proudu dlouhodobě tekoucího daným úsekem)

Fáze vývojová



Obr. 29: Vývoj hodnoty relativního výkonového zatížení jednotlivých transformátorů instalovaných v síti (hodnota 100 % zde značí, že skrze daný transformátor je přenášen zdánlivý výkon o velikosti rovné velikosti jmenovitého výkonu daného transformátoru)

4.3 Analýza jednotlivých kroků řešení úlohy popisu ustáleného chodu modelu elektrické sítě z pohledu jejich časové náročnosti a hledání cest ke zkrácení zdejší výpočetní doby

Řešení úlohy popisu ustáleného chodu modelu elektrické sítě je složeno z několika kroků, které mají různou časovou náročnost. Tato teze je platná bez ohledu na volbu řešiče řešícího tuto úlohu. Jelikož tuto úlohu řeším v rámci prostředí balíku funkcí pandapower, čítá zdejší procesní souslednost ještě více kroků, než je počet kroků samotného řešiče. V této kapitole disertační práce prezentuji výsledky měření času využitého mým počítačem pro vykonání jednotlivých kroků celého procesu řešení úlohy popisu ustáleného chodu modelu sítě.

Nejprve popíšu, skrze které kroky je v tomto celém procesu postupováno. Jako řešič úlohy popisu ustáleného chodu modelu elektrické sítě používám i v rámci prostředí funkcí pandapower Newton-Raphsonovu metodu.

Kroky celého zdejšího procesu jsou následující:

- P1 – úprava datových struktur ze struktur pandapower (vhodných k prezentaci dat uživatelům) do matic a vektorů systémových veličin přímo vstupujících do jednotlivých výpočetních vztahů Newton-Raphsonovy metody
- P2 – řešení pomocí Newton-Raphsonovy metody
- P3 – úprava datových struktur z formy matic a vektorů systémových veličin přímo vystupujících z jednotlivých výpočetních vztahů Newton-Raphsonovy metody do formy datových struktur pandapower (vhodných k prezentaci dat uživatelům)

Provedl jsem také měření času spotřebovaného při provádění jednotlivých kroků Newton-Raphsonovy metody. Hlavním krokem algoritmu Newton-Raphsonovy metody je řešení následující maticové rovnice:

$$[\mathbf{J}] \Big|_{\substack{U_j=U_j^k \\ \delta_j=\delta_j^k}} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{U}^k \\ \Delta \boldsymbol{\delta}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P}^k \\ \Delta \mathbf{Q}^k \end{bmatrix}, \quad (8)$$

kde vektory $\Delta \mathbf{U}^k$ a $\Delta \boldsymbol{\delta}^k$ jsou zdejší neznámé, jejichž hodnoty jsou počítány (jednotlivé elementy těchto dvou vektorů představují změnu velikosti napětí a fáze v jednotlivých uzlech modelu elektrické sítě) a matice \mathbf{J} je jakobián, tedy matice složená z prvních derivací dle jednotlivých neznámých vyskytujících se v rovnici. Elementy vektorů na pravé straně rovnice, $\Delta \mathbf{P}^k$ a $\Delta \mathbf{Q}^k$, představují rozdíl hodnot činných a jalových výkonů zadaných pro jednotlivé uzly modelu sítě a hodnot vypočtených pomocí rovnic uzlových výkonů, kde byly použity hodnoty velikosti a fáze fázorů napětí vypočtené v poslední dokončené iteraci (v případě prvního průchodu iterační smyčkou jsou zde používány hodnoty zvolené jako počáteční hodnoty systémových proměnných Newton-Raphsonovy metody).

Algoritmus Newton-Raphsonovy metody lze pak popsat jako opakované provádění následujících pěti kroků:

Fáze vývojová

- P2a: výpočet pravé strany rovnice (7)
- P2b: výpočet jakobiánu
- P2c: výpočet hodnot neznámých maticové rovnice (7)
- P2d: výpočet hodnot velikosti a fáze fázorů napětí pro jednotlivé uzly modelu sítě
- P2e: kontrola konvergence a test dosažení cílové tolerance

Pro popis těch jednotlivých časů jsem vytvořil speciální měřicí softwarové prostředí. Výsledky tohoto měření při spuštění řešení zdejší úlohy na mém počítači jsou následující:

- Vnější proces:
 - P1: 6,32 ms
 - P2: 1,10 ms
 - P3: 4,45 ms
- Aplikace Newton-Raphsonovy metody:
 - P2a: 0,15 ms
 - P2b: 0,83 ms
 - P2c: 0,02 ms
 - P2d: 0,05 ms
 - P2e: 0,02 ms

Ze změřených hodnot času je patrné, že doba připadající na transformace datových struktur před začátkem a po dokončení řešení úlohy popisu ustáleného chodu modelu sítě je přibližně desetinásobná ve srovnání s dobou práce samotného řešiče. Příčinou této vysoké spotřeby času všemi místními datovými transformacemi je to, že zde dochází k několikanásobné transformaci a to velkého množství dat. Autoři balíku funkcí pandapower zavedli do funkce řešení úlohy popisu ustáleného chodu modelu sítě takto složitý datový proces s cílem dosáhnout maximální univerzálnosti této funkce a jejího snadného rozšiřování o navazující funkce. Jak je z měření časů zřejmé, obětí za tuto univerzálnost je nízká výpočetní výkonnost celé funkce pro řešení ustáleného chodu. Nicméně, některé datové transformace je možné z této funkce v mém případě odstranit a takto lze výrazně snížit množství zde potřebného výpočetního času.

Po dokončení výše popisovaného měření jsem se věnoval právě té problematice snižování celkové spotřeby času pandapower funkcí pro řešení úlohy popisu ustáleného chodu elektrické sítě. Odstranil jsem některé datové transformace jako toho hlavního spotřebitele času, nicméně množství potřebného výpočetního času jsem se snažil snížit i skrze možnosti úpravy algoritmu samotného řešiče této úlohy. Zde použitý řešič, Newton-Raphsonova metoda, ve svém standardním nastavení uvažuje na počátku svého chodu systémové veličiny (tj. velikost fázoru napětí a jeho fáze) nabývající hodnoty $U_{pu} = 1 < 0^\circ$. V rámci jednotlivých svých iterací tuto počáteční hodnotu různě upravuje až dokonverguje k řešení místní soustavy rovnic. Pokud však software disponuje řešením úlohy popisu ustáleného chodu pro zadání blízké zadání novému, je vysoce pravděpodobné, že použití toho předchozího řešení jako množina vstupních počátečních hodnot řešení toho aktuálního zadání úlohy popisu ustáleného chodu modelu sítě přinese výrazné zkrácení výpočetní doby spotřebované zdejším řešičem. Pravdivost této myšlenky jsem otestoval na následujícím příkladu.

Příklad opět uvažuje analýzu se zdejší modelem rozsáhlé elektrické distribuční sítě. Vytvořil jsem scénář složený ze čtyř za sebou jdoucích ustálených stavů, kdy každý následující ustálený chod uvažuje hodnoty odběrů činného a jalového výkonu u některých zdejších odběrů změněné o malý rozdíl. Vytvořil jsem dvě simulace tohoto scénáře, kdy jediný rozdíl mezi těmito simulacemi byl způsob volby počátečních hodnot systémových veličin při řešení úlohy popisu jednotlivých zdejších ustálených stavů. První simulace začínala řešení každé zdejší úlohy popisu ustáleného chodu modelu sítě na hodnotě $U_{pu} = 1 < 0^\circ$ pro všechny místní systémové proměnné. Druhá simulace pak začínala řešení zdejší úlohy popisu ustáleného chodu modelu sítě na hodnotě $U_{pu} = 1 < 0^\circ$ pro všechny místní uzly pouze při popisu prvního časového okamžiku simulace, kdy software předtím žádné řešení úlohy popisu ustáleného chodu neprováděl, a tak neměl žádné hodnoty, ze kterých by mohl vyjít. Při popisu následujících tří časových okamžiků však již místní řešič vycházel z výsledků řešení této úlohy pro předchozí časové okamžiky (uvažuji, že jeden ustálený stav popisuje jeden časový okamžik).

Konkrétní podoba zdejšího scénáře byla následující:

- stav modelu sítě v prvním okamžiku simulace odpovídá původním hodnotám parametrů modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě;

- mezi prvním a druhým časovým okamžikem simulace došlo ke změně hodnoty činného a jalového výkonu odebíraného v odběrových uzlech 111 a 135:

- v uzlu 111
 - odběr činného výkonu roste z původní hodnoty 140 kW na hodnotu 200 kW
 - odběr jalového výkonu roste z původní hodnoty 6 kvar na hodnotu 100 kvar
- v uzlu 135
 - odběr činného výkonu roste z původní hodnoty 130 kW na hodnotu 200 kW
 - odběr jalového výkonu roste z původní hodnoty 3 kvar na hodnotu 100 kvar

- mezi druhým a třetím časovým okamžikem simulace dochází ke změně hodnoty činného a jalového výkonu odebíraného v odběrových uzlech 101 a 103:

- v uzlu 101
 - odběr činného výkonu roste z původní hodnoty 30 kW na hodnotu 200 kW
 - odběr jalového výkonu roste z původní hodnoty 0,2 kvar na hodnotu 100 kvar
- v uzlu 103
 - odběr činného výkonu roste z původní hodnoty 200 kW na hodnotu 300 kW
 - odběr jalového výkonu roste z původní hodnoty 100 kvar na hodnotu 200 kvar

- mezi druhým a třetím časovým okamžikem simulace dochází ke změně hodnoty činného a jalového výkonu odebíraného v odběrových uzlech 105 a 137:

- v uzlu 105
 - odběr činného výkonu roste z původní hodnoty 200 kW na hodnotu 300 kW
 - odběr jalového výkonu roste z původní hodnoty 100 kvar na hodnotu 200 kvar
- v uzlu 137
 - odběr činného výkonu roste z původní hodnoty 200 kW na hodnotu 300 kW
 - odběr jalového výkonu roste z původní hodnoty 100 kvar na hodnotu 200 kvar

Fáze vývojová

Výsledná doba řešení jednotlivých úloh popisu ustáleného chodu tvořících simulací byla následující:

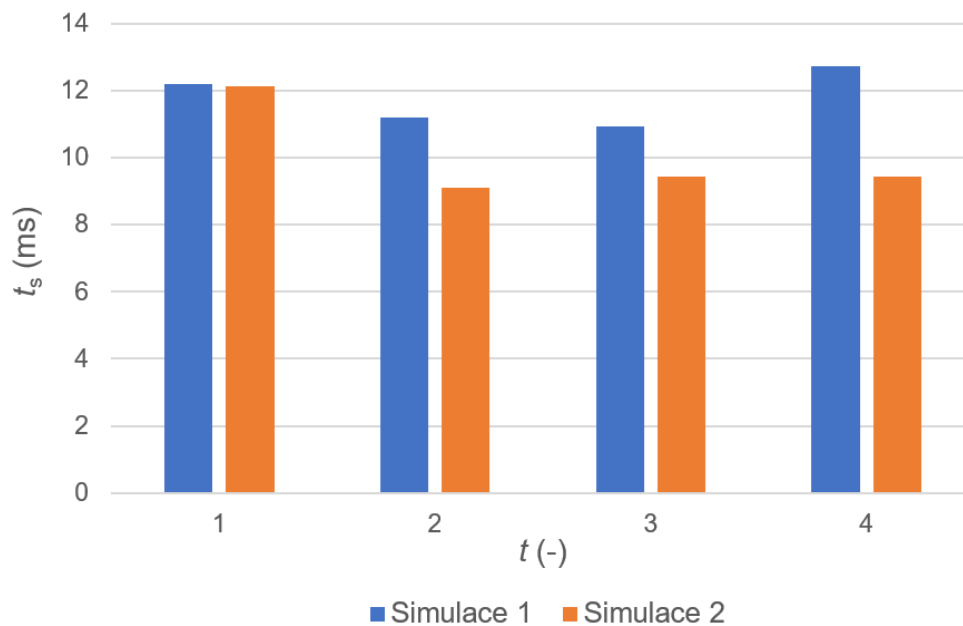
Simulace 1 – počáteční hodnota všech fázorů napětí je pro všechny časové okamžiky hodnota základní, tedy $U_{pu} = 1 < 0^\circ$:

1. 12,18 ms
2. 11,19 ms
3. 10,94 ms
4. 12,72 ms

Simulace 2 – počáteční hodnota všech fázorů napětí je rovna hodnotě základní pouze pro první časový okamžik, při popisu okamžiků následujících je již využíváno výsledků popisu okamžiků předchozích:

1. 12,13 ms
2. 9,11 ms
3. 9,42 ms
4. 9,43 ms

Tyto výsledky jsou také zobrazeny ve sloupcovém grafu na Obr. 30. Z grafu je zřejmé, že zatímco čas spotřebovaný pro popis prvního časového okamžiku byl přibližně stejný u obou simulací, čas spotřebovaný pro popis následujících časových okamžiků byl u Simulace 2 výrazně kratší.



Obr. 30: Doba řešení úlohy popisu jednotlivých ustálených stavů tvořících Simulaci 1 a Simulaci 2

Skript zavádějící změny dle výše popsaného scénáře je uveden v příloze IX.

4.4 Propojení testovacího genetického algoritmu s modelem rozsáhlé elektrické distribuční sítě a otestování optimalizačních schopností genetického algoritmu při těchto nových podmínkách

Nyní, když jsem vytvořil a otestoval model rozsáhlé elektrické distribuční sítě, testovací optimalizační algoritmus využívající strategii genetického algoritmu a skript pro nastavování parametrů prvků modelu elektrické sítě, jsem měl vytvořeny všechny části potřebné pro složení finální verze té části optimalizačního softwaru, která má za úkol nalézt optimální nastavení prvků elektrické distribuční sítě za jejího normálního provozního stavu. Dalším krokem procesu řešení této disertační práce tedy bylo složení zmíněných tří částí dohromady a vznik finální verze zmíněné části optimalizačního softwaru. Tato kapitola disertační práce popisuje spojení optimalizačního algoritmu pro optimalizaci elektrické distribuční sítě nacházející se v normálním provozním stavu a modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě a otestování optimalizačních schopností optimalizačního algoritmu pomocí řešení jednoduché optimalizační úlohy.

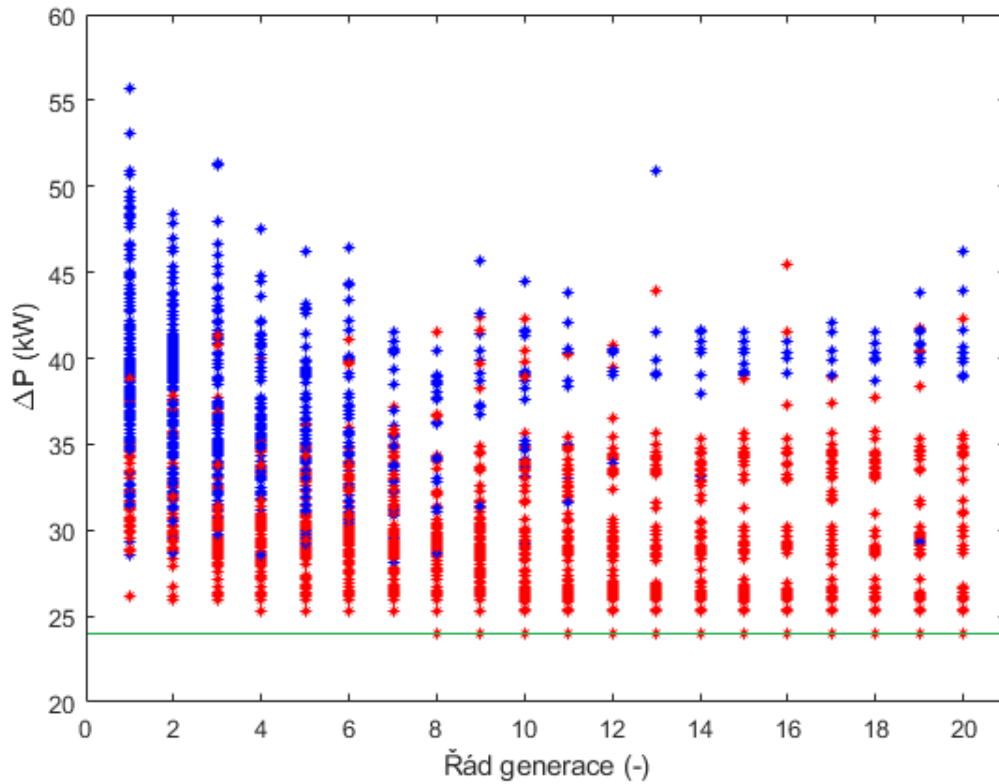
V rámci spojování optimalizačního algoritmu s modelem rozsáhlé elektrické distribuční sítě byly v optimalizačním algoritmu provedeny některé změny, a tak se podoba tohoto algoritmu v malé míře liší od jeho podoby z kapitoly 3.7. Zdejší úpravy reflektují jak spojení s modelem elektrické sítě, která je rozsáhlejší oproti síti z kapitoly 3.7, tak charakteristiky optimalizační úlohy, která byla v rámci této kapitoly disertační práce řešena. Zde řešená úloha má stejné znění jako ta řešená v kapitole 3.7: najdi takové nastavení odboček vinutí jednotlivých místních transformátorů, že suma ztrát činného výkonu na jednotlivých prvcích sítě (tedy transformátorech a úsecích vedení) bude nabývat minimální možné hodnoty, přičemž hodnota relativního proudového zatížení žádného z místních transformátorů a úseků vedení nesmí být větší než 100 %.

První úpravou ve skriptu optimalizačního algoritmu bylo rozšíření celkového počtu jedinců tvořících jednu generaci na hodnotu 200. Tato úprava reflektuje nárůst počtu kombinací nastavení zdejších řízených prvků: v úloze z kapitoly 3.7 byla síť napájena třemi transformátory, kdy každý z nich byl vybaven pěti odbočkami vinutí, tedy celkový počet možných kombinací nastavení odboček vinutí těchto tří transformátorů tam byl 125; ve zdejší úloze byla síť napájena šesti transformátory, kdy každý z nich byl opět vybaven pěti odbočkami vinutí, tedy celkový počet možných kombinací nastavení odboček vinutí těchto šesti transformátorů byl 15 625. Také došlo k úpravě počtu elitních jedinců, tedy nejkvalitnějších jedinců v generaci, kteří jsou přímo kopírováni do generace následující: v řešení zdejší úlohy jich bylo 30. Maximální možný počet zde vytvořených generací byl nastaven na hodnotu 20, přičemž chod algoritmu mohl být ukončen dříve než po dokončení analýzy 20. generace a to tehdy, pokud parametry dosud nejlepšího nalezeného jedince po 15 za sebou jdoucích generací nezměnily své hodnoty.

Již při řešení úlohy v kapitole 3.7 byla potvrzena obecná úvaha, že změnou aktivní odbočky vinutí transformátoru na odbočku s hodnotou nižší (tedy snížením hodnoty přenosu transformátoru) dojde při zachování konstantní hodnoty odběru elektrických výkonů v jednotlivých uzlech sítě k poklesu velikosti proudů tekoucích jednotlivými prvky sítě, a tedy také k poklesu velikosti ztrát činného výkonu na těchto prvcích. Proto jsem také u zdejší úlohy očekával, že jejím skutečným

konečným řešením bude kombinace nastavení odboček vinutí transformátorů (-2; -2; -2; -2; -2; -2). Pravdivost této teze jsem zkoumal pomocí řešení zdejší úlohy hrubou silou a výstupy tohoto procesu ukázaly, že kombinace (-2; -2; -2; -2; -2; -2) je opravdu skutečným konečným řešením zdejší úlohy. Nicméně zde neplatí, že každé přepnutí aktivní odbočky vinutí některého z místních transformátorů na hodnotu nižší přináší nižší celkové ztráty činného výkonu. Nižších ztrát činného výkonu je dosaženo pouze při snížení hodnoty aktivní odbočky vinutí na všech zdejších transformátorech současně. Pokud dojde ke snížení hodnoty aktivní odbočky pouze u části z místních transformátorů, pak v místním modelu sítě dojde k výskytu vyrovnávacích proudů. Vyrovnávací proudy zvětšují velikost celkového proudu tekoucího některými prvky sítě, čímž dochází k nárůstu velikosti zdejších ztrát činného výkonu. Když jsem pak již řešil zdejší úlohu pomocí mého optimalizačního algoritmu založeného na strategii genetického algoritmu, tato skutečnost byla pro genetický algoritmus velkou překážkou při hledání správného konečného řešení úlohy. V rámci několika spuštění řešení zdejší úlohy pomocí mého genetického algoritmu jsem vyzkoušel, že algoritmus velice rychle vygeneruje jako potenciálně nejlepší řešení úlohy jedince popsaného kombinací (-1; -1; -1; -1; -1; -1), avšak další posun řešiče k jedinci popsanému kombinací (-2; -2; -2; -2; -2; -2) je pro genetický algoritmus velice obtížný. Pro provedení přechodu na jedince popsaného kombinací (-2; -2; -2; -2; -2; -2) genetický algoritmus totiž potřeboval čerpat informace z jedinců s vysokým zastoupením nastavení odboček vinutí na hodnotu -2. Pravděpodobnost volby těchto jedinců do procesu tvorby potomků skrze křížení a mutace však byla výrazně nižší než u jedinců s vysokým zastoupením nastavení odboček vinutí jednotlivých transformátorů na hodnotu -1.

Optimalizační algoritmus tedy většinou jako konečné řešení zdejší úlohy určil kombinaci nastavení odboček (-1; -1; -1; -1; -1; -1). Z pohledu hodnoty nákladové funkce bylo toto řešení blízké skutečnému řešení úlohy: správné řešení úlohy vedlo k sumě ztrát činného výkonu o hodnotě 23,9 kW a ta kombinace (-1; -1; -1; -1; -1; -1) dávala sumu ztrát činného výkonu o hodnotě 25,0 kW. Najít správné řešení úlohy se optimalizačnímu algoritmu podařilo přibližně ve 30 % běhů. Graf na Obr. 31 ukazuje průběh jednoho chodu optimalizačního algoritmu, při kterém se optimalizačnímu algoritmu podařilo najít jedince odpovídajícího skutečnému řešení úlohy. V grafu jsou symbolem hvězdičky zakresleni všichni jedinci existující v jednotlivých generacích, skrze které algoritmus při tomto svém chodu prošel (celkem zde algoritmus prošel dvacet generací). Modrou hvězdičkou jsou zaznačeni nevalidní jedinci, tj. jedinci odpovídající nastavení odboček vinutí místních transformátorů vedoucí k ustálenému chodu místního modelu sítě, při kterém je na některém prvku modelu sítě porušena podmínka o maximálním proudovém zatížení nastavená na hodnotu 100 %. Červenou hvězdičkou jsou pak zaznačeni jedinci validní, tj. jedinci odpovídající nastavení odboček vinutí místních transformátorů vedoucímu k ustálenému chodu místního modelu sítě plnícímu všechny stanovené podmínky. Zelená horizontální příčka pak zde značí hodnotu nákladové funkce skutečného řešení úlohy. Z tohoto grafu je patrné, že strategie genetického algoritmu je funkční i u tohoto typu úlohy s modelem takto rozsáhlé elektrické sítě. S přibývajícím počtem vytvořených generací roste jak průměrná kvalita jedince dané generace, tak kvalita toho nejlepšího jedince dané generace a naopak dochází k poklesu počtu nevalidních jedinců.



Obr. 31: Vývoj kvality jedinců v jednotlivých generacích genetického algoritmu v rámci jednoho běhu optimalizačního algoritmu při řešení místní optimalizační úlohy

Programový kód pro řešení zdejší optimalizační úlohy pomocí té části optimalizačního softwaru, která hledá optimální nastavení prvků modelu elektrické sítě za jejího normálního stavu, je uveden v příloze X.

4.5 Zvýšení komplexnosti úlohy optimalizace nastavení prvků rozsáhlé elektrické distribuční sítě

Po úspěšném vyřešení jednoduché úlohy optimalizace nastavení rozsáhlé elektrické distribuční sítě jsem pokračoval k řešení další úlohy a to úlohy mnohem komplikovanější. Tato úloha, blíže popsána v následujících odstavcích textu, byla opět řešena pomocí té části optimalizačního softwaru sloužící k optimalizaci nastavení elektrické sítě nacházející se v normálním stavu a sledovaným modelem sítě byl opět ten model rozsáhlé elektrické distribuční sítě sledovaný v kapitolách předchozích.

Zdejší úloha se od té z předchozí kapitoly liší v několika skutečnostech. Zaprvé zde sledovaný model rozsáhlé elektrické distribuční sítě byl rozšířen o fotovoltaickou elektrárnu, tedy o intermitentní zdroj elektrického výkonu. Tato elektrárna je připojena k uzlu 115. V rámci zdejší úlohy je uvažováno, že místní pravidla vyžadují, aby směr toku činného výkonu skrze transformátory napájící tento model sítě byl vždy z vnější sítě (tj. ze sítě nadřazené, v modelu reprezentované speciálními prvky) do sledované nízkonapěťové sítě, a tak pokud výstupní výkon místní fotovoltaické elektrárny v některý okamžik překročí sumu místních odběrů činného výkonu, je výstupní výkon této elektrárny snížen na hodnotu rovnou té sumě místních odběrů činného výkonu. Jelikož však omezování produkce elektrického výkonu místní elektrárny ekonomicky poškozuje jejího vlastníka, získává zde fotovoltaická elektrárna speciální finanční kompenzaci za omezení produkce a tato kompenzace je jedním z členů místní nákladové funkce sledované optimalizačním algoritmem (zde je tato kompenzace označena jako pokuta za omezování provozu). Dále zdejší úloha přináší rozšíření skupiny řízených prvků ve sledovaném modelu sítě. Stejně jako v případě úlohy z předešlé kapitoly této disertační práce, také zde jsou nastavovány aktivní odbočky vinutí transformátorů; kromě nich však optimalizační algoritmus nastavuje také výši odběru činného výkonu v některých místních odběrových uzlech. Poslední změnou zdejší úlohy oproti té z předešlé kapitoly bylo rozšíření skupiny podmínek omezujících množinu možných řešení. Kromě hodnoty proudového zatížení jednotlivých prvků modelu sítě zdejší podmínky omezovaly také hodnotu velikosti napětí v jednotlivých uzlech modelu sítě.

Celkový počet odběrových uzlů zdejšího modelu sítě je v této úloze n_{cn} a těch řízených je n_{cc} . Množina všech řízených odběrových uzlů se zde dále dělí na dvě podmnožiny: řízené odběrové uzly první třídy a řízené odběrové uzly druhé třídy. Je uvažováno, že k řízeným odběrovým uzlům první třídy jsou připojeni odběratelé vybavení takovými spotřebiči elektrické energie, jejichž řízení okamžitého příkonu je nejjednodušší a v podstatě neomezuje okamžité potřeby místních spotřebitelů. Z těchto důvodů je řízení okamžitého příkonu v těchto odběrových uzlech nejlevnější (a tedy při potřebě regulovat výši odběru činného výkonu v modelu sítě jsou zásahy do výše odběru činného výkonu prováděny primárně zde). K řízeným odběrovým uzlům druhé třídy jsou pak připojeni odběratelé vybavení spotřebiči, u kterých je řízení okamžitého příkonu také možné, nicméně je zde spojeno již s jistým omezením okamžité potřeby místních spotřebitelů či jejich uživatelského komfortu, a tak je cena za řízení okamžitého příkonu těchto odběratelů vyšší než u řízených odběrových uzlů první třídy. Zatímco odběry výkonu, které jsou ve zdejší úloze definovány jako řízené odběrové uzly druhé třídy, byly součástí již modelu sítě z předchozí kapitoly (přičemž zdejší stav 100% odběru v těchto uzlech odpovídá hodnotám odběru činného i jalového výkonu ve stejných uzlech v modelu z té předchozí kapitoly), odběry výkonu, které jsou ve zdejší úloze definovány jako řízené odběrové uzly první třídy,

byly do zdejšího modelu sítě přidány jako zcela nové odběry. Počet řízených odběrových uzlů první třídy i řízených odběrových uzlů druhé třídy je pět, a tak celkový počet odběrových uzlů vzrostl ve zdejším modelu oproti modelu z kapitoly předchozí o pět.

Přepínač odboček vinutí místních transformátorů je vybaven celkem pěti odbočkami, kdy tyto odbočky jsou označeny od -2 do +2. Základní a neutrální odbočkou je odbočka 0. Při přepnutí aktivní odbočky z odbočky i na $i+1$ dojde u daného transformátoru k nárůstu hodnoty přenosového poměru o 2,5 % jmenovité hodnoty přenosu. U řízených odběrových uzlů je optimalizačním algoritmem nastavována zdejší hodnota odběru činného výkonu, přičemž algoritmus u každého odběrového uzlu vybírá ze dvou úrovní odběru – buď je v daném uzlu odebírán činný výkon o hodnotě 100 % nebo 85 % zdejší základní hodnoty tohoto odběru.

Cílem zdejší úlohy je najít takové nastavení řízených prvků, aby hodnota nákladové funkce s následujícím předpisem byla co nejnižší:

$$C = \sum_{i=1}^{n_{cc}} (C_{cc_i} + C_{Pcc_i}) + \sum_{j=1}^{n_{pl}} C_{\Delta Pv_j} + \sum_{m=1}^{n_{tr}} C_{\Delta Ptr_m} + \sum_{p=1}^{n_{cn}} P_{U_p} + P_{Qo} + P_{Po\acute{f}ve} \quad , \quad (9)$$

kde C_{cc_i} je cena spojená se samotnou změnou příkonu i -tého odběrového uzlu a C_{Pcc_i} je cena spojená s velikostí oné změny příkonu i -tého odběrového uzlu, $i=1, 2, \dots, n_{cc}$; $C_{\Delta Pv_j}$ je cena elektrické energie ztracené při přenosu elektrického výkonu skrze j -tý úsek vedení nízkého napětí, $j=1, 2, \dots, n_v$, kde n_v je celkový počet místních úseků vedení; $C_{\Delta Ptr_m}$ je cena elektrické energie ztracené při přenosu elektrického výkonu skrze m -tý distribuční transformátor, $m=1, 2, \dots, n_{tr}$, kde n_{tr} je celkový počet místních transformátorů; P_{U_p} je pokuta, jejíž výše je úměrná velikosti překročení limitu napětí v p -tém odběrovém uzlu, $p=1, 2, \dots, n_{cn}$ (pokud limit velikosti napětí v nějakém uzlu překročen není, pak je zde tato pokuta nulová); P_{Qo} je pokuta, jejíž výše je úměrná velikosti přetoku jalového výkonu ze sledované nízkonapěťové sítě do sítě nadřazené, tj. do referenčního uzlu (pokud zde žádný přetok jalového výkonu není, pak je tato pokuta nulová); a $P_{Po\acute{f}ve}$ je pokuta, jejíž výše je úměrná hodnotě, o kterou byl snížen okamžitý výstupní činný výkon místní fotovoltaické elektrárny – tedy tato pokuta je úměrná rozdílu hodnoty činného výkonu, který by byl produkován místní fotovoltaickou elektrárnou při daném stavu vnějšího okolí, pokud by výstupní výkon této elektrárny nebyl omezován, a hodnoty činného výkonu platné po zavedení omezení (pokud aktuální omezení produkce elektrárny je nulové, pak je tato pokuta nulová).

Jednotlivé členy nákladové funkce jsou definovány následovně:

$$C_{cc_i} = \begin{cases} C_{fcc} , i \in N_{cn1} \\ C_{scc} , i \in N_{cn2} \end{cases} \quad , \quad (10)$$

$$C_{Pcc_i} = \begin{cases} c_{fcc} \cdot \Delta P_i , i \in N_{cn1} \\ c_{scc} \cdot \Delta P_i , i \in N_{cn2} \end{cases} \quad , \quad (11)$$

$$C_{\Delta P_{v_j}} = c_{\Delta P} \cdot \Delta P_{v_j}, j \in \{1, \dots, n_v\}, \quad (12)$$

$$C_{\Delta P_{tr_m}} = c_{\Delta P} \cdot \Delta P_{tr_m}, m \in \{1, \dots, n_{tr}\}, \quad (13)$$

$$P_{U_p} = p_U \cdot |U_p - U_v|^2, p \in \{1, \dots, n_{cn}\}, \quad (14)$$

$$P_{Q_o} = \begin{cases} p_{Q_o} \cdot |Q_e|^3, & Q_e < 0 \\ 0, & Q_e \geq 0 \end{cases}, \quad (15)$$

$$P_{P_{ofve}} = \begin{cases} p_{P_{ofve}} \cdot P_{ofve}, & P_{ofve} > 0 \\ 0, & P_{ofve} = 0 \end{cases}. \quad (16)$$

Význam jednotlivých veličin výše uvedených je následující:

- C_{fcc} – cena za jednu změnu velikosti příkonu v řízeném odběrovém uzlu první třídy
- C_{scc} – cena za jednu změnu velikosti příkonu v řízeném odběrovém uzlu druhé třídy
- N_{cn1} – množina řízených odběrových uzlů první třídy
- N_{cn2} – množina řízených odběrových uzlů druhé třídy
- c_{fcc} – cena za změnu příkonu o velikosti 1 MW v řízeném odběrovém uzlu první třídy (v €/MW)
- c_{scc} – cena za změnu příkonu o velikosti 1 MW v řízeném odběrovém uzlu druhé třídy (v €/MW)
- ΔP_i – velikost změny příkonu v i -tém odběrovém uzlu
- $c_{\Delta P}$ – cena za jednotku elektrické energie ztracené v prvcích sítě přepočtená na ztrátový činný výkon 1 MW (v €/MW)
- ΔP_{pll_j} – velikost ztrát činného výkonu vzniklých při přenosu elektrického výkonu skrze j -tý úsek vedení nízkého napětí
- ΔP_{tr_m} – velikost ztrát činného výkonu vzniklých při přenosu elektrického výkonu skrze m -tý distribuční transformátor
- p_U – velikost pokuty za překročení limitu napětí v daném odběrovém uzlu o velikosti 1 V (v €/V)
- U_p – velikost napětí v p -tém odběrovém uzlu
- U_v – velikost pomocného napětí pro výpočet pokuty P_{U_p} ; jeho hodnota je definována následovně:

$$U_v = \begin{cases} U_{\max_v}, & U_p > U_{\max_v} \\ U_{\min_v}, & U_p < U_{\min_v} \\ U_p, & U_{\min_v} \leq U_p \leq U_{\max_v} \end{cases}, p \in \{1, \dots, n_{cn}\}, \quad (17)$$

- U_{\min_v} a U_{\max_v} – minimální a maximální dovolená velikost napětí v jednotlivých uzlech sledované sítě nízkého napětí z pohledu volných podmínek

- p_{Q_0} – velikost pokuty za přetok jalového výkonu ze sledované nízkonapěťové sítě do sítě nadřazené o velikosti 1 Mvar (v €/Mvar)
- Q_e – jalový výkon protékající referenčním uzlem e (tj. imaginární část uzlového zdánlivého výkonu referenčního uzlu e)
- $p_{P_{ofve}}$ – velikost pokuty za snížení okamžitého výstupního činného výkonu místní fotovoltaické elektrárny o velikosti 1 MW vůči zdejší aktuální teoreticky možné produkci činného výkonu (v €/MW)
- P_{ofve} – rozdíl mezi teoretickou hodnotou produkce činného výkonu dosažitelnou u místní fotovoltaické elektrárny za aktuálních podmínek vnějšího okolí a hodnotou skutečného aktuálního výstupního činného výkonu této elektrárny

Z pohledu podmínek vymezujících oblast možných řešení zdejší úlohy zde existují dvě kategorie podmínek: podmínky nutné a podmínky volné. Zatímco podmínky nutné musí být splněny vždy (kombinace nastavení řízených prvků vedoucí k ustálenému chodu sítě, kdy některá z těchto podmínek není splněna, není jedním z možných řešení úlohy), podmínky volné splněny být vždy nemusí (a tedy následkem jejich porušení není vynětí dané kombinace řízených prvků z množiny možných řešení úlohy), jejich porušení se však projeví navýšením hodnoty nákladové funkce, protože skrze nákladovou funkci tyto podmínky na jednotlivá možná řešení úlohy působí.

4.5.1 Podmínky nutné

Zdejší optimalizační úloha obsahuje tři podmínky nutné. Všechny tři mají formu nerovnosti. Určí maximální dovolenou hodnotu proudového zatížení úseků vedení a vinutí transformátorů ve sledovaném modelu sítě a minimální a maximální dovolenou velikost napětí v místních uzlech. Konkrétní předpis těchto podmínek je následující:

$$I_{v_i} \leq I_{v_max_i}, \quad i \in N_v, \quad (18)$$

$$I_{tr_i} \leq I_{tr_max_i}, \quad i \in N_{tr}, \quad (19)$$

$$U_{min_n} \leq U_i \leq U_{max_n}, \quad i \in N_u, \quad (20)$$

- I_{v_i} – proud protékající i -tým úsekem vedení sledované sítě nízkého napětí
- $I_{v_max_i}$ – maximální dovolené proudové zatížení i -tého úseku vedení sledované sítě nízkého napětí
- N_v – množina indexů úseků vedení sledované sítě nízkého napětí
- I_{tr_i} – proud protékající primárním vinutím i -tého transformátoru ve sledované síti nízkého napětí
- $I_{tr_max_i}$ – maximální dovolené proudové zatížení primárního vinutí i -tého transformátoru ve sledované síti nízkého napětí
- N_{tr} – množina indexů transformátorů ve sledované síti nízkého napětí
- U_i – napětí v i -tém uzlu sledované sítě nízkého napětí

- U_{\min_n} a U_{\max_n} – minimální a maximální dovolená velikost napětí v jednotlivých uzlech sledované sítě nízkého napětí z pohledu nutných podmínek
- N_u – množina indexů všech uzlů sledované sítě nízkého napětí

4.5.2 Podmínky volné

Přestože porušení volných podmínek nezpůsobí odstranění dané kombinace řízených prvků z množiny možných řešení, neplnění jednotlivých volných podmínek má obvykle velký vliv na konkrétní podobu skutečného konečného řešení optimalizační úlohy. V rámci zdejší optimalizační úlohy je uvažována pouze jedna volná podmínka. Popisuje interval, uvnitř kterého se má nacházet velikost napětí v jednotlivých uzlech modelu sítě, a tak je svou definicí blízka nutné podmínce (20). Zatímco smyslem nutné podmínky (20) je udržovat v každém okamžiku, kdy se sledovaná elektrická síť nachází v normálním provozním stavu, velikost napětí ve všech uzlech sítě v jí definovaném intervalu, smyslem zdejší volné podmínky je posunovat polohu skutečného řešení zdejší úlohy do oblasti řešení vedoucích k jen malým odchylkám velikosti napětí od jmenovité hodnoty, a tedy k provozu sítě s vysokou kvalitou dodávané elektrické energie. Zdejší volná podmínka je konkrétně definována takto:

$$U_{\min_v} \leq U_i \leq U_{\max_v}, \quad i \in N_u. \quad (21)$$

Pokud je velikost napětí v alespoň jednom uzlu modelu sítě mimo tento interval, pak se v rámci nákladové funkce objevuje nenulová pokuta za porušení volné podmínky o žádané velikosti napětí. Tato pokuta je definována následovně:

$$\sum_{p=1}^{n_{cp}} P_{U_p}. \quad (22)$$

V Tab. 2 jsou uvedeny hodnoty jednotlivých konstant, které jsou součástí předpisu nákladové funkce zdejší optimalizační úlohy.

Tab. 2: Konstanty použité v nákladové funkci zdejší optimalizační úlohy

C_{fcc} (€)	C_{scc} (€)	c_{fcc} (€/MW)	c_{scc} (€/MW)	$c_{\Delta P}$ (€/MW)	ρ_U (€/V)	ρ_{Qo} (€/Mvar)	ρ_{Pofve} (€/MW)
$15 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-3}$	0,6	0,9	1,0428	$1 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$	0,1

Hodnoty konstant c_{fcc} , c_{scc} a $c_{\Delta P}$ byly odvozeny z ceny silové elektřiny platné na české energetické burze k datu 01.10.2019 (toto odvození spočívalo v přepočtu ceny za 1 MWh na cenu elektřiny odebrané za jednu minutu při konstantním elektrickém příkonu). Hodnoty ostatních koeficientů pak byly určeny tak, aby poloha optima nalezeného v rámci řešení zdejší úlohy zohledňovala také specifické cíle operátora distribuční soustavy.

Ve zdejších nerovnostních podmínkách využíváme hodnoty konstant uvedené v Tab. 3.

Tab. 3: Konstanty použité v jednotlivých podmínkách definovaných v rámci zdejší optimalizační úlohy

$I_{v_max_j}$	$I_{tr_max_j}$	U_{min_n}	U_{max_n}	U_{min_v}	U_{max_v}
1	1	0,85	1,1	0,95	1,02

4.5.3 Numerické experimenty

Hodnoty různých parametrů optimalizačního algoritmu, které byly použity při řešení zdejší optimalizační úlohy, jsou uvedeny v Tab. 4. Při řešení zdejší úlohy nebyla uvažována možnost ukončit chod řešiče dříve než po dokončení analýzy zdejší poslední, tedy 20., generace genetického algoritmu. Dále je v rámci zdejších analýz uvažováno, že zdroj elektrického výkonu (nyní připojený k uzlu 115, reprezentující fotovoltaickou elektrárnu) může do modelu sítě dodávat okamžitý výkon až 2,2 MW a 0 var. Připomínám, že činný výkon ve výši 2,2 MW bude tento zdroj do modelu sítě dodávat, jen pokud suma místních odběrů činného výkonu bude vyšší či rovna 2,2 MW. Pokud tato suma bude nižší, okamžitý činný výkon dodávaný elektrárnou do modelu sítě bude snížen na hodnotu rovnou té sumě.

Tab. 4: Hodnoty některých parametrů optimalizačního algoritmu

Velikost jedné generace	Počet generací	Pravděpodobnost mutace	Počet elitních jedinců v jedné generaci
2400	20	9 %	240

Dříve, než jsem přikročil k řešení zdejší optimalizační úlohy pomocí mého optimalizačního algoritmu založeného na strategii genetického algoritmu, jsem tuto úlohu vyřešil pomocí řešení hrubou silou. Tzn. zanalyzoval jsem všechny možné kombinace řízených prvků a vypočetl jsem, jakých hodnot nabývá nákladová funkce při aplikaci těchto jednotlivých kombinací. V Tab. 5 jsou uvedeny některé výstupy této analýzy. Celkem zde bylo možné vytvořit 16 milionů kombinací nastavení řízených prvků, přičemž validních kombinací (tedy těch, které vedou k ustálenému chodu modelu sítě, kdy žádná z nutných podmínek není porušena) bylo při nastavení základních hodnot výkonů odebíraných v místních odběrových uzlech (tj. hodnoty uvažované při předchozích analýzách s tímto modelem distribuční sítě) a maximálního výkonu dodávaného místní elektrárnou do modelu sítě na nulu pouze 0,85 % ze všech těchto vytvořitelných kombinací. Při tomto nastavení modelu sítě nákladová funkce pro množinu možných řešení úlohy (tedy pro ty validní kombinace řízených prvků) nabývala hodnot od 0,078 € do 0,263 €. Kombinace vedoucí k minimální hodnotě nákladové funkce je ta, kde všechny transformátory ve zdejším modelu sítě mají aktivní odbočku vinutí -1 a všechny řízené odběrové uzly odebírají 100 % plánované hodnoty odběru (tedy u žádného zdejšího řízeného odběru nebylo provedeno omezení výše jejich odběru). Kombinace vedoucí k maximální hodnotě nákladové funkce je pak ta, kde transformátory 1, 2, 5 a 6 mají aktivní odbočku vinutí -2, transformátory 3 a 4 mají aktivní odbočku vinutí 2 a všechny řízené odběrové uzly odebírají 85 % plánované hodnoty odběru (tedy u všech zdejších řízených odběrů bylo provedeno omezení výše jejich odběru).

Tab. 5: Výstupy analýzy řešení zdejší úlohy hrubou silou

Počet všech možných kombinací	Počet všech validních kombinací	Globálně platné minimum ceny	Globálně platné maximum ceny
16 000 000	135 639	0,0782 €	0,2631 €

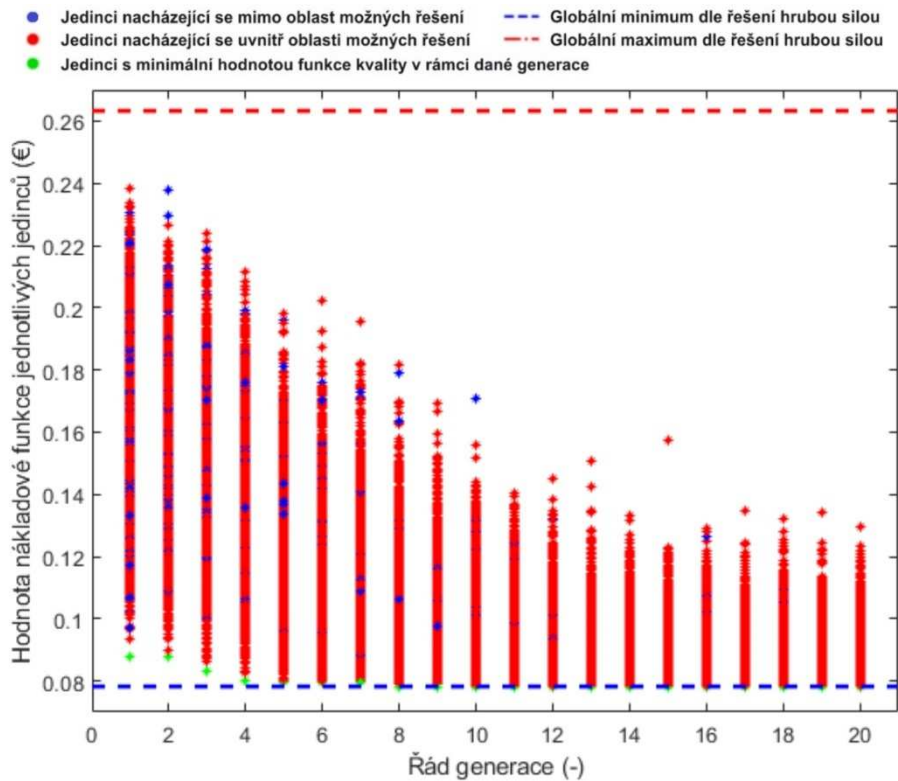
4.5.4 Analýza jednoho běhu optimalizačního algoritmu

Následně jsem již přistoupil k řešení zdejší úlohy pomocí mého optimalizačního algoritmu založeného na strategii genetického algoritmu (nyní tedy již maximální možný výkon dodávaný místní elektrárnou do modelu sítě nebyl nulový, ale byl nastaven na výše uváděnou hodnotu 2,2 MW). Vývoj jednotlivých generací v průběhu tohoto jednoho běhu optimalizačního algoritmu je prezentován číselně v Tab. 6 a grafem na Obr. 32. V tomto grafu modrá čerchovaná horizontální čára značí hodnotu nákladové funkce skutečného konečného řešení úlohy, tedy možného řešení úlohy s nejnižší hodnotou této funkce. Hodnota nákladové funkce tohoto řešení je 0,0782 €. Červená čerchovaná horizontální čára zde značí nejvyšší hodnotu nákladové funkce, která se v rámci množiny možných řešení úlohy vyskytuje. Tato nejvyšší hodnota je 0,2631 €. Červené a modré tečky v tomto grafu značí hodnotu nákladové funkce validních, popř. nevalidních jedinců zkoumaných v rámci jednotlivých generací optimalizačního algoritmu v průběhu tohoto jednoho běhu. Zelené tečky pak zde značí hodnotu nákladové funkce validních jedinců, u nichž byla tato hodnota v jednotlivých generacích nejnižší ze všech validních jedinců.

V rámci zdejšího běhu optimalizačního algoritmu bylo v rámci 20 generací zanalyzováno 48 tisíc jedinců. To znamená, že software provedl 48 tisíc řešení úlohy popisu ustáleného chodu zdejšího modelu sítě, 48 tisíc posouzení plnění sady místních nutných podmínek u výstupů těch jednotlivých řešení popisu ustáleného chodu a 48 tisíc výpočtů hodnoty nákladové funkce. Hodnota dvacet jako celkový počet generací zde byla zvolena pro dosažení dostatečně vysoké pravděpodobnosti, že doposud nejlepší nalezené řešení úlohy je skutečným konečným řešením úlohy a tedy že další provedené iterace by parametry nejlepšího nalezeného řešení úlohy již nezměnily. Doba tohoto jednoho chodu optimalizačního algoritmu byla 1 161 s.

Tab. 6: Počet validních jedinců N v jednotlivých generacích jednoho běhu optimalizačního algoritmu (P značí řád dané generace)

P	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.
N	1 972	2 158	2 226	2 255	2 278	2 295	2 298	2 321	2 334	2 330
P	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.
N	2 369	2 372	2 380	2 387	2 396	2 392	2 396	2 395	2 398	2 399

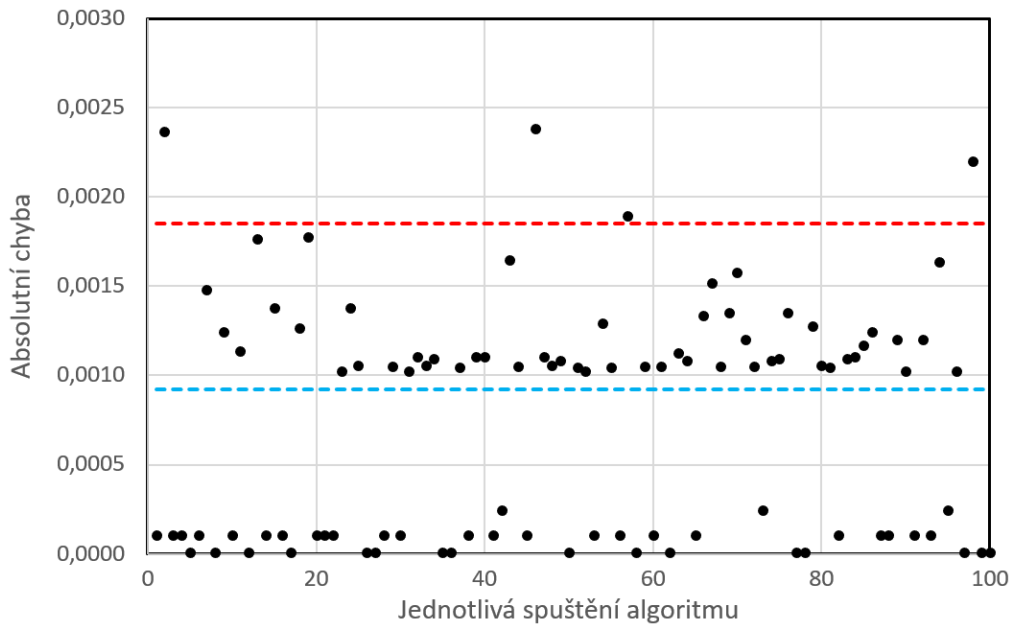


Obr. 32: Vývoj hodnoty nákladové funkce jedinců napříč generacemi v rámci jednoho běhu optimalizačního algoritmu

4.5.5 Analýza sta běhů optimalizačního algoritmu

Následně jsem pokračoval provedením dalších běhů mého optimalizačního algoritmu s cílem popsat jeho výkonnost a konvergeneschopnost. Celkem jsem provedl sto běhů tohoto optimalizačního algoritmu, přičemž počet jedinců v jedné generaci jsem výrazně snížil a to na 50. Poté jsem výstupní hodnoty tohoto souboru běhů statisticky zpracoval, konkrétně jsem zkoumal statistické charakteristiky absolutní chyby nákladové funkce nalezeného konečného řešení úlohy. Absolutní chyba nákladové funkce zde představuje rozdíl hodnoty nákladové funkce skutečného konečného řešení úlohy a hodnoty nákladové funkce nalezeného konečného řešení úlohy. Vývoj této absolutní chyby v průběhu těch sta běhů optimalizačního algoritmu je vykreslen v grafu na Obr. 33.

Fáze vývojová

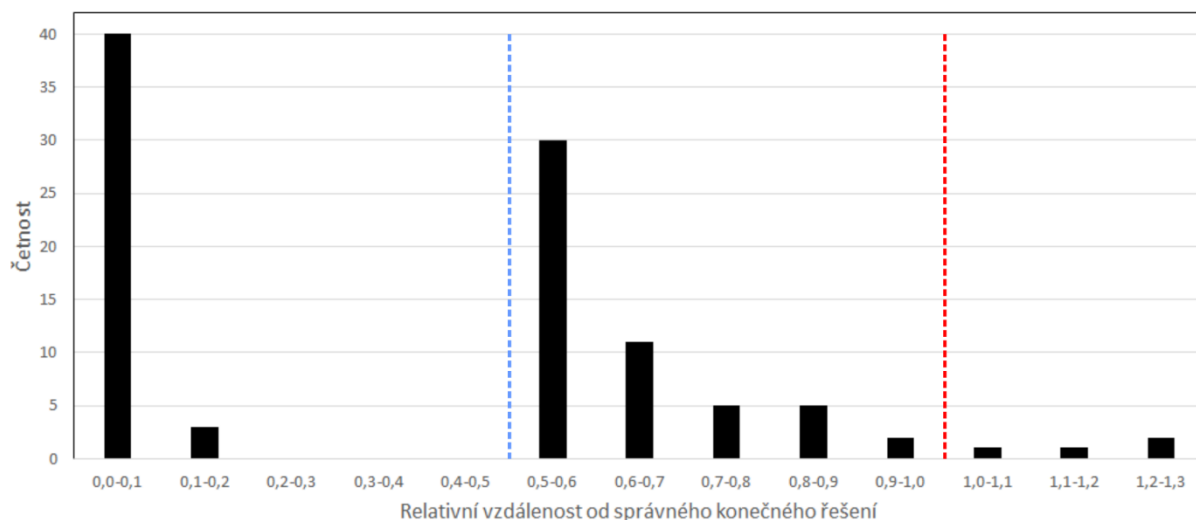


Obr. 33: Vývoj absolutní chyby nákladové funkce nalezených konečných řešení sta běhů optimalizačního algoritmu; červená čára – hranice 1% odchyly, modrá čára – hranice 0,5% odchyly

U tohoto statistického souboru sleduji také vztah jednotlivých zdejších hodnot vůči maximální možné hodnotě absolutní chyby. Maximální možná hodnota absolutní chyby představuje rozdíl mezi hodnotou nákladové funkce skutečného konečného řešení úlohy a největší hodnotou nákladové funkce ze všech možných řešení úlohy (tato největší hodnota nákladové funkce je 0,263 €). V grafu na Obr. 33 zakreslená červená přerušovaná horizontální příčka označuje hranici 1% odchyly. Všechna konečná řešení úlohy nalezená v průběhu těch sta běhů se nacházela pod touto hranicí, a tak lze na základě tohoto testu prohlásit, že můj optimalizační algoritmus dosahuje při řešení této optimalizační úlohy minimálně 90% přesnosti z pohledu nalezeného konečného řešení. Tuto přesnost nalezeného konečného řešení lze považovat za dostatečnou pro praktické použití optimalizačního softwaru vytvořeného v rámci této disertační práce. A v grafu zakreslená modrá přerušovaná horizontální příčka označuje hranici oblasti 0,5% odchyly od skutečného konečného řešení.

Oblast v grafu pod červenou přímkou je oblast 99% přesnosti řešení. Řešení, která spadají do této oblasti, lze považovat za řešení s velice malou odchylkou od skutečného konečného řešení úlohy. Histogram na Obr. 34 zobracuje rozložení hodnot nákladové funkce u všech nalezených konečných řešení úlohy v rámci těch sta běhů optimalizačního algoritmu. Jak je z tohoto histogramu patrné, optimalizačnímu algoritmu se podařilo nalézt konečné řešení úlohy spadající do oblasti 99% přesnosti v 96 případech, což ukazuje vysokou kvalitu zdejšího optimalizačního algoritmu, jeho odolnost proti uváznutí v lokálním minimu a vysokou konvergeneschopnost. Řešení úlohy spadajících do oblasti 99,5% přesnosti pak zde bylo 43.

Fáze vývojová



Obr. 34: Histogram rozložení hodnot nákladové funkce u všech nalezených konečných řešení úlohy napříč všemi sty provedenými běhy optimalizačního algoritmu; červená čára – hranice 1% odchylky, modrá čára – hranice 0,5% odchylky

Vysoká kvalita výsledků dosažených v rámci těch sta běhů je jasně vidět hlavně při porovnání tohoto souboru sta nalezených konečných řešení úlohy se souborem všech možných řešení úlohy. Těch je, jak již bylo výše v textu uvedeno, celkem 135 639. Pouze 118 možných řešení této úlohy (tedy jen 0,087 % ze všech možných řešení úlohy a jen $7,375 \cdot 10^{-4}$ % ze všech vytvořitelných kombinací nastavení řízených prvků zde sledovaného modelu sítě) dosahuje hodnoty nákladové funkce spadající do oblasti 90% přesnosti.

Následně jsem provedl také analýzu vztahu mezi hodnotou instalovaného výkonu zdejší fotovoltaické elektrárny a hodnotou nákladové funkce konečného řešení úlohy. Tuto analýzu jsem provedl pro celkem pět různých hodnot instalovaného výkonu elektrárny. Výsledky ukazuje Tab. 7.

Tab. 7: Vztah mezi hodnotou instalovaného výkonu zdejší elektrárny (P) a hodnotou nákladové funkce konečného řešení úlohy (f)

P (MW)	1,3	1,6	1,9	2,2	2,5
f (€)	0,027	0,038	0,057	0,078	0,101

Programový kód pro řešení zdejší optimalizační úlohy pomocí té části optimalizačního softwaru, která hledá optimální nastavení prvků elektrické sítě za jejího normálního stavu, je uveden v příloze XI.

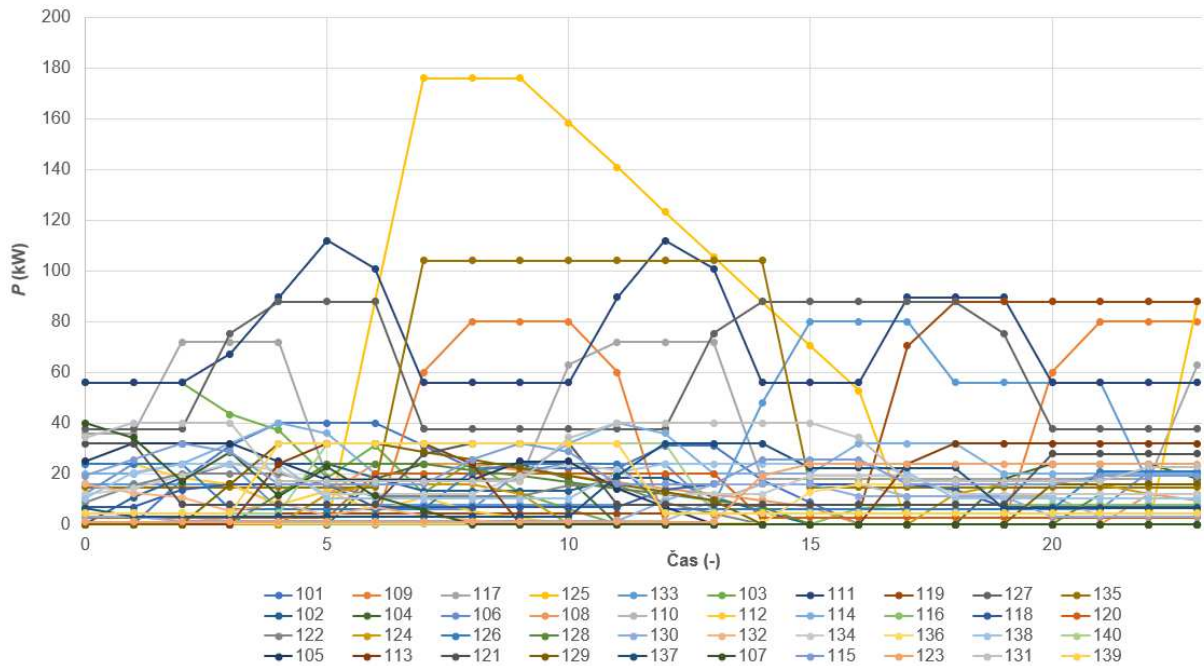
4.6 Upravení optimalizačního algoritmu pro poruchový stav řízené sítě do konečné podoby

V dalším kroku řešení disertační práce jsem upravil optimalizační algoritmus pro poruchový stav řízené sítě do jeho konečné podoby. Tato úprava spočívala v určitém zobecnění jednotlivých částí algoritmu, tak aby tento algoritmus mohl být použit pro řízení libovolného modelu elektrické distribuční sítě. Funkčnost těchto zobecnění algoritmu jsem odzkoušel nahrazením prvotního testovacího modelu elektrické sítě za model rozsáhlé distribuční sítě na vstupu tohoto algoritmu. Další úpravou tohoto algoritmu byla změna místního procesu posuzování způsobilosti jednotlivých možných cest obnovování provozu jednotlivých úseků vedení modelu sledované distribuční sítě. V první verzi tohoto algoritmu byl v rámci procesu obnovování provozu úseků vedení v časovém kroku t určen jako nejlepší kandidát pro obnovení ten úsek vedení, který byl prvním úsekem cesty složené až ze tří úseků dávající nejvyšší očekávaný energetický zisk (tj. nejvyšší zvýšení množství elektrické energie dodané místním odběratelům). Žádná další kritéria zde sledována nebyla. V upravené verzi algoritmu je jako nejlepší kandidát pro obnovení určen ten úsek, který je prvním úsekem cesty složené až ze tří úseků dávající nejvyšší očekávaný měrný energetický zisk (tj. nejvyšší hodnota poměru mezi zvýšením množství elektrické energie dodané místním odběratelům na této cestě a délkou doby obnovování všech úseků této cesty), přičemž zde musí být splněna podmínka, že po obnovení provozu všech tří úseků této cesty je v dané konfiguraci sledovaná distribuční síť provozuschopná. Tato podmínka je ve zdejší algoritmu testována tak, že je model této sítě uveden do konfigurace, kde jsou sepnuty všechny úseky vedení vybrané v předchozích krocích tohoto algoritmu v rámci obnovovacího procesu plus všechny úseky právě testované cesty. Poté je pro tento model provedeno řešení úlohy popisu jeho ustáleného chodu, a pokud výsledek této úlohy ukazuje, že žádný z prvků sítě není přetížen, pak je aktuálně posuzovaná cesta úseků vedení považována za možnou a její první úsek může být určen jako ten nejlepší pro zařazení do plánu obnovy pro aktuální časový okamžik (tak se stane, pokud algoritmus později ještě v rámci stejného iteračního kroku nenalezne nějakou jinou cestu úseků vedení dávající vyšší hodnotu měrného energetického zisku a zároveň plnící podmínku provozuschopnosti sítě v odpovídající konfiguraci). Poslední úpravou tohoto algoritmu, kterou jsem již částečně zmínil v popisu úpravy předcházející, bylo rozšíření algoritmu o tabulku délek dob obnovování provozu jednotlivých úseků vedení. Zatímco v první verzi tohoto algoritmu jsem uvažoval, že obnovení každého úseku vedení trvá právě jednu časovou jednotku (bez ohledu na jakékoli parametry úseků vedení, včetně počtu paralelních vedení tvořících daný úsek), v nové verzi algoritmu již uvažuji, že doba obnovování každého konkrétního úseku vedení je individuální. Tato doba (vyjádřená jako celočíselný násobek deseti minut) je nově součástí tabulky parametrů úseků vedení uvnitř řízeného pandapower modelu distribuční sítě, jenž je vkládán do zdejšího Optimalizačního softwaru. Pokud nějaký úsek vedení je tvořen větším počtem vedení než jedním úsekem (nebo pokud dva konkrétní uzly řízeného modelu distribuční sítě jsou přímo spojeny větším počtem úseků vedení než jedním úsekem), pak algoritmus pro daný okamžik obnovovacího procesu uvažuje současné obnovení provozu všech paralelních částí tohoto úseku vedení a celková doba obnovy provozu tohoto úseku je rovna součtu dob obnovy jednotlivých jeho částí.

Práci upravené verze tohoto optimalizačního algoritmu jsem testoval ve spojení s modelem rozšířené distribuční sítě. Pro potřeby tohoto testování jsem sestavil časový plán odběru elektrické energie, který popisuje očekávaný vývoj okamžité hodnoty elektrického výkonu odebíraného

Fáze vývojová

odběrateli ze sledované distribuční sítě. Tento plán má délku 24 hodin a je vykreslen v časovém grafu na Obr. 35. V tomto grafu je vývoj odběru elektrického výkonu v jednotlivých odběrových uzlech popsán číselným pojmenováním daného odběrového uzlu. Dále jsem specifikoval délky dob obnovení provozu jednotlivých úseků vedení modelu rozsáhlé distribuční sítě. Tyto hodnoty jsou uvedeny v Tab. 8. Rozsah obnovovacího procesu jsem v nastavení algoritmu omezil na dvacet kroků, tedy uvažuji proces, v rámci kterého dojde k obnovení provozu dvaceti úseků vedení.



Obr. 35: Plán očekávaného vývoje odběru elektrického výkonu ze sledované distribuční sítě použitý při testování optimalizačního algoritmu pro poruchový stav sítě

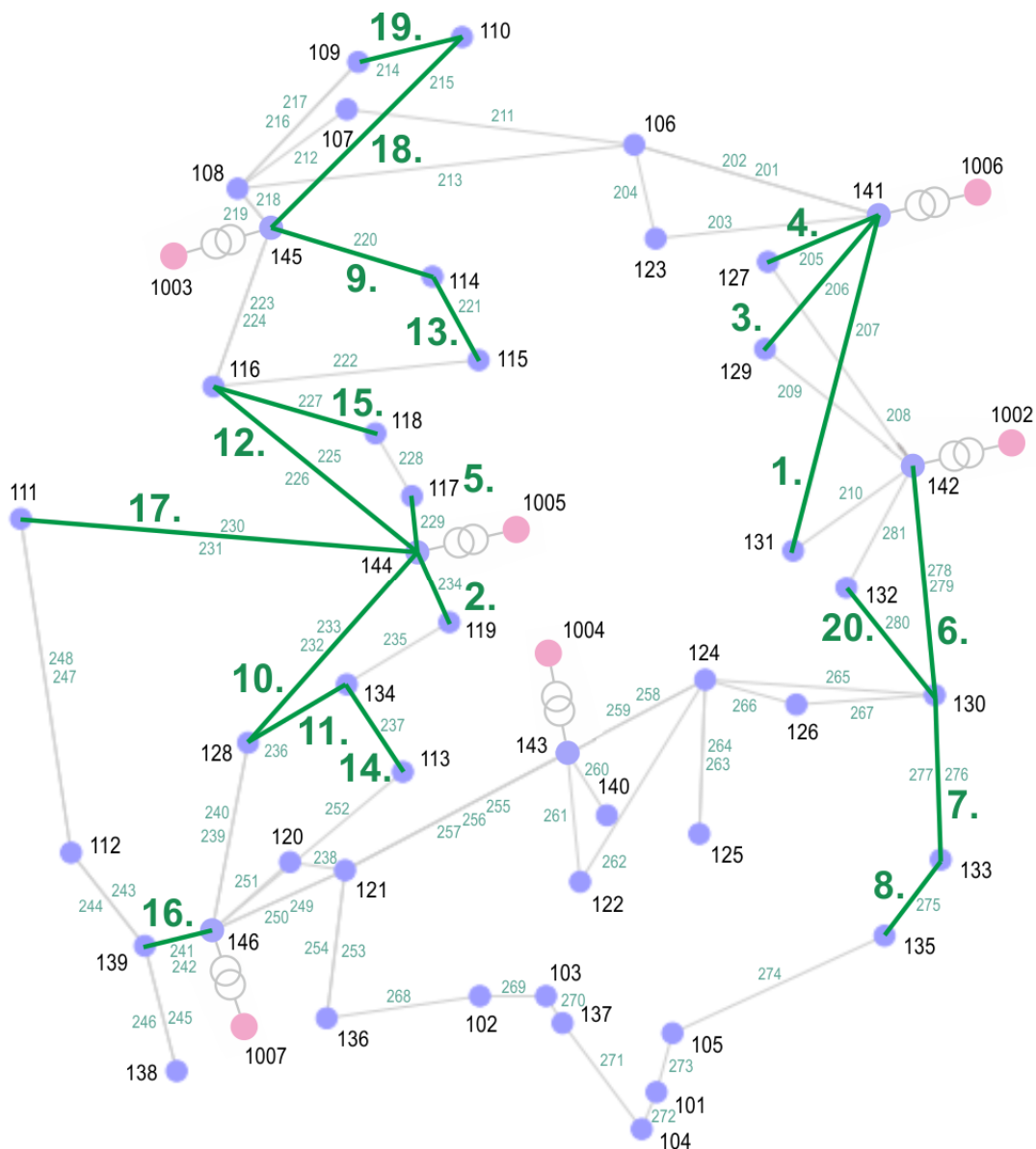
Tab. 8: Délky dob obnovy provozu jednotlivých úseků vedení sledované distribuční sítě; n – popisné číslo úseku vedení, t – délka doby obnovování provozu daného úseku vedení (min)

n	t	n	t	n	t	n	t
201	40	222	80	242	40	262	30
202	60	223	30	243	70	263	40
203	70	224	40	244	60	264	80
204	50	225	70	245	40	265	30
205	30	226	30	246	30	266	40
206	40	227	40	247	20	267	50
207	80	228	60	248	40	268	30
208	70	229	40	249	50	269	50
209	80	230	40	250	50	270	50
210	40	231	70	251	40	271	30
211	50	232	50	252	40	272	40
212	30	233	40	253	30	273	50
213	70	234	70	254	40	274	40
214	50	235	30	255	70	275	40

Fáze vývojová

215	60	236	20	256	30	276	30
216	40	237	60	257	40	277	30
217	60	238	50	258	30	278	40
218	50	239	50	259	30	279	50
219	80	240	50	260	40	280	30
220	30	241	30	261	50	281	40
221	40						

Při takovémto časovém plánu očekávaného vývoje odběru výkonu jsou výsledky testovacího chodu zde popisovaného optimalizačního algoritmu následující. Proces obnovování provozu úseků vedení sledované sítě sestavený zdejší algoritmem je zachycen graficky na schématu na Obr. 36. Celková délka doby tohoto obnovovacího procesu byla 19 hodin a 10 minut.



Obr. 36: Postup obnovování provozu jednotlivých úseků vedení sledované distribuční sítě

Fáze vývojová

Po provedení výše popsaného testu jsem zdejší algoritmus pro optimalizaci distribuční sítě za poruchových stavů zapracoval do Optimalizačního softwaru. Programový kód pro řešení výše popsané optimalizační úlohy pomocí zdejšího optimalizačního algoritmu je uveden v příloze XII.

4.7 Zapracování správce kontingentních jevů do Optimalizačního softwaru

V dalším kroku řešení disertační práce jsem do Optimalizačního softwaru zapracoval správce kontingentních jevů, jehož základní algoritmus jsem vytvořil v kapitole 3.10. Správce kontingentních jevů je do Optimalizačního softwaru z pohledu funkčního schématu instalován mezi místní rozcestník a chod optimalizačního algoritmu pro normální stav řízené elektrické sítě. Správce kontingentních jevů je tedy aktivován pouze tehdy, pokud algoritmus místního rozcestníku určí, že stav řízené elektrické sítě je normální. Úkolem správce kontingentních jevů v rámci Optimalizačního softwaru je pomocí aktuálních dat řízené elektrické sítě odhalit aktuální zdejší výskyt některého ze sledovaných kontingentních jevů a následně v této síti iniciovat vhodný akční zásah, tj. takový zásah, který dle analýz provedených dříve (konkrétně již ve fázi přípravy provozu této sítě) co nejefektivněji omezí lokální dopad působícího kontingentního jevu. Iniciovaný akční zásah je nejprve zaveden do místního modelu řízené elektrické sítě a takto upravený model je vstupem optimalizačního algoritmu. Na konci chodu algoritmu Optimalizačního softwaru pro ošetření daného časového okamžiku je tak požadavek provedení množiny akčních zásahů obsahující akční zásahy iniciované správcem kontingentních jevů a akční zásahy iniciované optimalizačním algoritmem pro normální stav řízené sítě.

Každý uvažovaný kontingentní jev musí být v řízené síti detekovatelný. Na základě různých skutečností o zdejší řízené síti, tj. distribuční síti Brno-Bohunice, jsem určil, že jediným kontingentním jevem vyskytujícím se v této síti je přerušení úseku vedení, tedy stejný kontingentní jev jako ten, jehož dopady byly analyzovány u prvotního testovacího modelu elektrické sítě při tvorbě prvotního správce kontingentních jevů. Vzhledem k tomu, že výskyt kontingentních jevů je v rámci Optimalizačního softwaru sledován jen při normálním stavu řízené sítě, tj. stavu, kdy všechny odběrové uzly sítě jsou napájeny, určování přerušení nějakého úseku vedení na základě informace o nenapájeném odběrovém uzlu nacházejícím se na jednom z konců nějakého úseku vedení je zde irelevantní. pro detekování přerušení nějakého úseku vedení tak je zde potřeba, aby správce kontingentních jevů disponoval přímo takovými daty, ze kterých lze určit, zda daným úsekem vedení nyní protéká elektrický proud o nenulové velikosti (přesněji řečeno o velikosti větší, než je velikost nabíjecího proudu daného úseku vedení). Pokud u i -tého úseku vedení je detekován tok proudu o velikosti blízké nule a pokud tato nulová hodnota není rovna hodnotě vypočtené vztahem

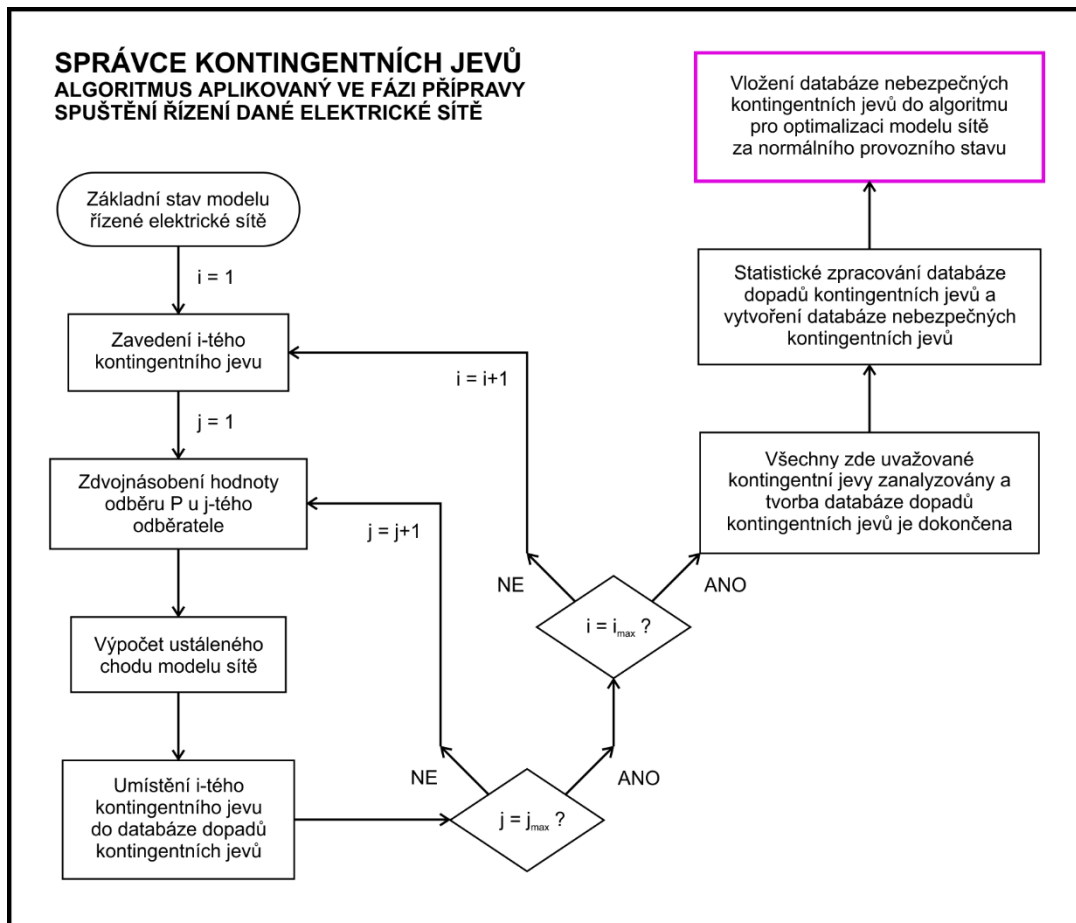
$$I_i = \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}}, \quad (23)$$

kde U_A a U_B je velikost napětí v síťovém uzlu A a B a Z_{AB} je velikost impedance mezi těmito uzly (uzly A a B zde nemusí být koncové uzly úseku vedení i – pokud úsek vedení i nezačíná a nekončí odběrovým uzlem či uzlem křížení větví sítě, pak Optimalizační software zde nezná velikost napětí v obou koncových uzlech úseku vedení i , a proto je potřeba provést výpočet (23) pro sériové spojení většího počtu úseků, kde počáteční uzel A a koncový uzel B tohoto sériového spojení úseků budou uzly odběrové či uzly křížení), pak daný úsek vedení je zde považován za přerušený.

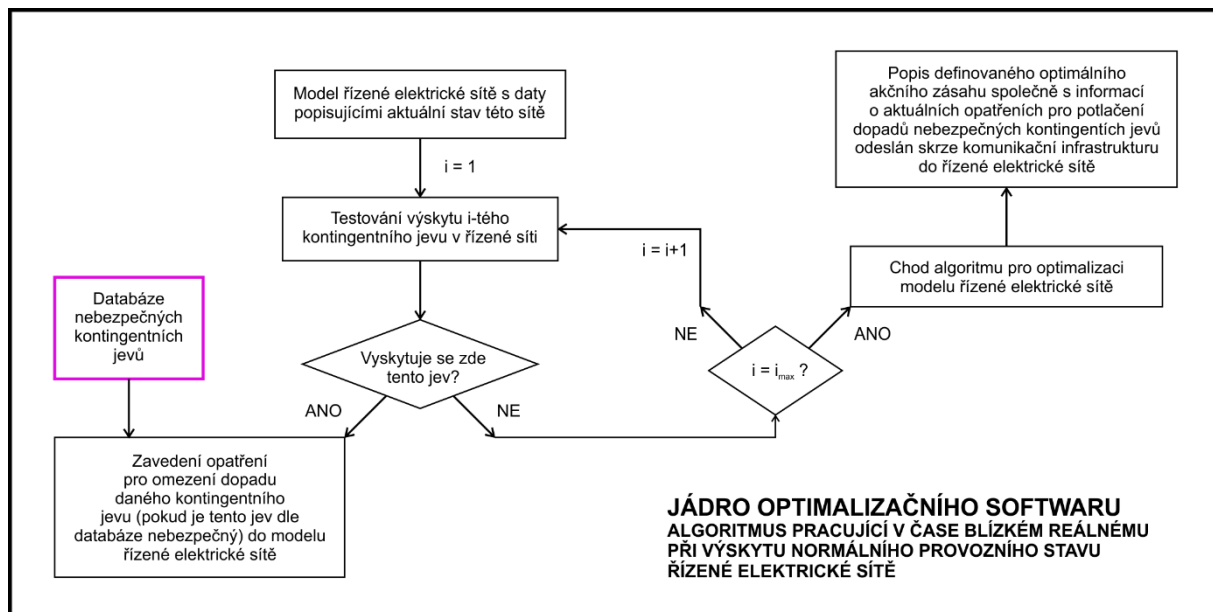
Tvorba zdejší verze správce kontingentních jevů probíhala dle postupu obdobného postupu použitému při tvorbě první verze tohoto správce. Do modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě jsem

postupně zaváděl jednotlivé zde sledované kontingentní jevy (tedy postupně jsem vypínal a zapínal jeden místní úsek vedení či druhým) a zvyšoval jsem hodnotu odběru činného výkonu v jednotlivých místních odběrových uzlech na dvojnásobek zdejší hodnoty základní. pro každé jedno nastavení modelu řízení sítě jsem provedl řešení úlohy popisu ustáleného chodu daného modelu sítě a výsledky těchto řešení jsem zapisoval do souboru. Data z tohoto souboru jsem následně statisticky zpracoval, tj. z tabulek zatížení jednotlivých zdejších úseků vedení a jednotlivých zdejších transformátorů jsem vybral maximální hodnoty a pak jsem porovnal zatížení jednotlivých síťových prvků u jednotlivých zdejších skupin (vygenerovaných pro jednotlivé přerušené úseky vedení) mezi sebou. Výsledky místních statistik jsem pak převedl do podoby databáze a ta se pak stala jádrem zdejšího správce kontingentních jevů.

Jednotlivé kroky práce správce kontingentních jevů uvnitř Optimalizačního softwaru jsou znázorněny graficky pomocí vývojového diagramu na Obr. 37 a jednotlivé kroky práce Optimalizačního softwaru při určování optimálního nastavení distribuční sítě nacházející se v normálním stavu jsou znázorněny graficky pomocí vývojového diagramu na Obr. 38.



Obr. 37: Schéma práce správce kontingentních jevů



Obr. 38: Schéma práce spojení správce kontingentních jevů a jádra Optimalizačního softwaru při normálním stavu řízení elektrické sítě

Vzhledem k tomu, že hodnoty odběrů činného a jalového výkonu v jednotlivých uzlech modelu rozsáhlé distribuční sítě jsou blízké dlouhodobým maximům odběrů v těchto uzlech, před započítáním zdejších analýz jsem provedl úpravu tohoto modelu a hodnotu odběru činného výkonu v každém zdejším odběrovém uzlu jsem snížil na 4/5 původní hodnoty. Při ustáleném chodu tohoto modelu sítě při tom novém nastavení výše činných odběrů je nejvíce zatíženým úsekem vedení z pohledu relativního proudového zatížení úsek vedení 201. Hodnota relativního proudového zatížení zde dosahuje 86,5 % zdejšího maximálního dovoleného zatížení. Druhým nejvíce zatíženým úsekem vedení je úsek vedení 202 (úsek vedení zapojený paralelně k úseku vedení 201) – jeho hodnota relativního proudového zatížení je 77,0 % zdejšího maximálního dovoleného zatížení. Při tomto novém základním stavu modelu sítě jsou tedy všechny úseky vedení daleko od svého stavu 100% zatížení. Ještě větší rezerva od bodu maximálního dovoleného zatížení je u místních transformátorů. Hodnoty relativního výkonového zatížení u zdejších šesti transformátorů nabývají hodnot od 78,4 % po 63,0 % jejich maximálního dovoleného zatížení.

V rámci místní analýzy jsem postupně zvyšoval hodnoty jednotlivých zdejších odběrů činného výkonu na 1,5násobek jejich základní hodnoty. Tento 1,5násobek považuji za hodnotu odpovídající dlouhodobým maximům jednotlivých zdejších odběrů.

Nyní tedy představím výsledky analýzy dopadů výskytu kontingentních jevů, konkrétně přerušení jednotlivých úseků vedení, v modelu rozsáhlé distribuční sítě. Obr. 39 ukazuje rozložení maximálních hodnot relativního proudového zatížení jednotlivých úseků vedení tohoto modelu sítě při jednom přerušeném úseku vedení (konkrétní přerušený úsek vedení je zde veličinou osy x). Informací, kterou se z této statistiky snažím získat především, je to, přerušení kterého úseku vedení může s určitou pravděpodobností (danou vývojem hodnoty odběru výkonu v jednotlivých odběrových uzlech modelu) vést k překročení maximální dovolené hodnoty relativní proudové zatížitelnosti některého jiného úseku vedení tohoto modelu sítě. Zde uvažuji, že touto maximální dovolenou hodnotou je 100 %, a dle grafu na Obr. 39 se překročení této hodnoty v modelu sítě objevuje

při přerušení úseků vedení 253, 254, 263, 264 a všech úseků vedení popsaných číslem od 268 po 277. Obzvláště vysoké překročení maximální dovolené zatížitelnosti jsem pozoroval u úseků vedení 268, 269 a 275 – provedená analýza ukázala, že při přerušení některého z těchto tří úseků může u některých ostatních úseků dojít k překročení jejich maximální dovolené proudové zatížitelnosti o 80 % a více.

Obr. 40 pak ukazuje rozložení maximálních hodnot relativního výkonového zatížení (tj. poměru mezi velikostí přenášeného zdánlivého výkonu a velikostí jmenovitého zdánlivého výkonu) jednotlivých transformátorů modelu rozsáhlé distribuční sítě při jednom přerušeném úseku vedení (konkrétní přerušený úsek vedení je zde veličinou osy x). Informací, kterou se z této statistiky snažím získat především, je to, přerušení kterého úseku vedení může s určitou pravděpodobností vést k překročení maximální dovolené hodnoty relativní výkonové zatížitelnosti některého z místních transformátorů. I zde uvažuji, že touto maximální dovolenou hodnotu je 100 % a dle grafu na Obr. 40 se překročení této hodnoty v modelu sítě v průběhu celé analýzy neobjevilo.

Závěrem této analýzy tedy je, že v modelu rozsáhlé distribuční sítě jsou úseky vedení, jejichž přerušení vede k vysoké pravděpodobnosti výskytu přetížení některého z ostatních úseků vedení (ale ne transformátorů). Na základě pozorovaných výsledků analýzy jsem navrhnul opatření v následující podobě:

- Při přerušení úseku vedení 253 nebo 254 bude snížen odběr činného výkonu v řízených odběrových uzlech 101, 103 a 133 na 85 % základních hodnot jejich odběru činného výkonu.
- Při přerušení úseku vedení 263 nebo 264 bude snížen odběr činného výkonu v řízeném odběrovém uzlu 125 na 85 % základní hodnoty jeho odběru činného výkonu.
- Při přerušení úseku vedení některého z úseků vedení z řady od čísla 268 po 272 bude snížen odběr činného výkonu v řízených odběrových uzlech 101, 103, 133 a 135 na 85 % základních hodnot jejich odběru činného výkonu.
- Při přerušení úseku vedení 273 nebo 274 bude snížen odběr činného výkonu v řízeném odběrovém uzlu 101 na 85 % základní hodnoty jeho odběru činného výkonu.
- Při přerušení úseku vedení 275 bude snížen odběr činného výkonu v řízených odběrových uzlech 101, 103 a 135 na 85 % základních hodnot jejich odběru činného výkonu.
- Při přerušení úseku vedení 276 nebo 277 bude snížen odběr činného výkonu v řízených odběrových uzlech 101, 133 a 135 na 85 % základních hodnot jejich odběru činného výkonu.

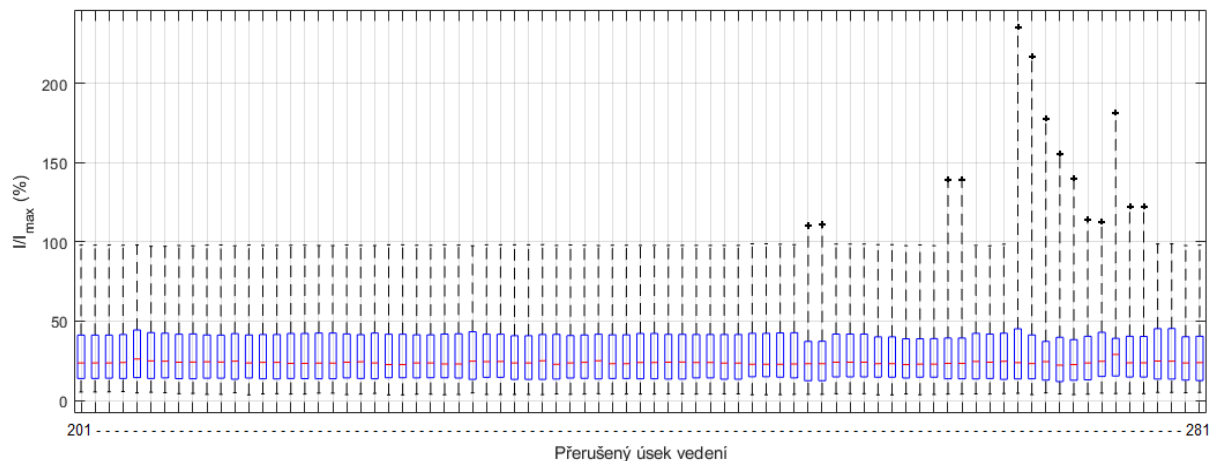
Je potřeba poznamenat, že v případě přerušení úseků vedení 268 až 272 a úseku 275 je i po zavedení zdejšího opatření pravděpodobnost výskytu přetížení některého z ostatních úseků vedení stále vysoká – vybavení řízené sítě zdejší skupinou řízených uzlů však neumožňuje provést zásah s vyšším dopadem na snížení zatížení určitých úseků vedení, než je zdejší zásah výše popsaný.

Tyto závěry analýzy jsem následně převedl do formy správce kontingentních jevů. Z pohledu skriptu Optimalizačního softwaru je správce kontingentních jevů jedna funkce, jejímž vstupem je vektor obsahující popis aktuálního stavu jednotlivých úseků vedení zde analyzované sítě (zde uvažuji, že aktuální stav úseků vedení byl změřen senzory detekujícími přerušení daného úseku). Z tohoto vektoru správce kontingentních jevů zjistí, zda je nějaký úsek vedení přerušený, a pokud je, pak který úsek je přerušený. Na základě tohoto zjištění správce kontingentních jevů vrátí hlavnímu programu

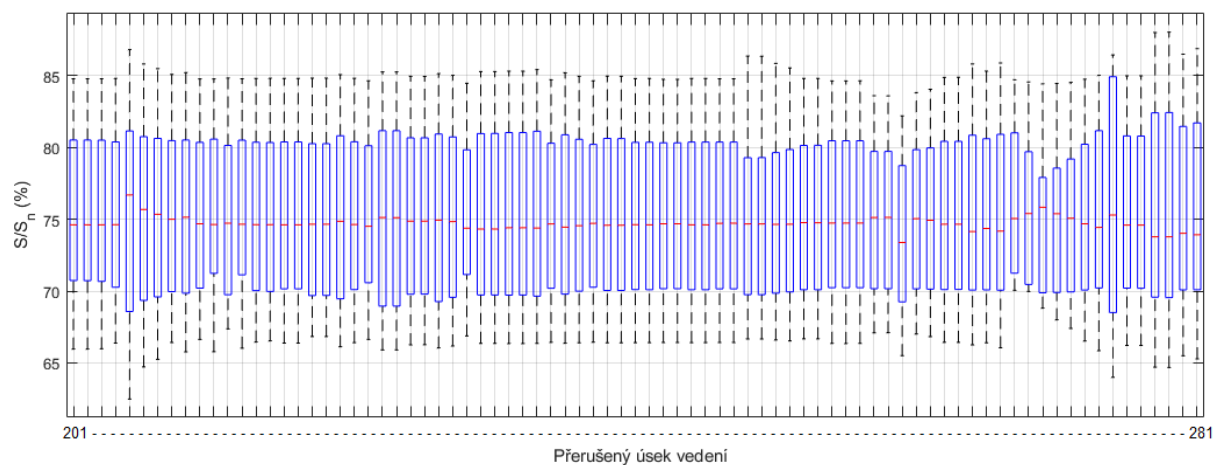
Fáze vývojová

seznam obsahující indexy řízených odběrových uzlů, jejichž odběry činného výkonu mají být sníženy na 85 % jejich základní hodnoty.

Skript pro tvorbu dat pro zde popisovanou analýzu, skript pro analýzu účinnosti opatření pro zmírnění dopadů přerušení vybraných úseků vedení a skript správce kontingentních jevů jsou uvedeny v příloze XIII.



Obr. 39: Rozložení maximálních hodnot relativního proudového zatížení jednotlivých úseků vedení modelu rozsáhlé distribuční sítě při přerušení jednotlivých úseků vedení tohoto modelu



Obr. 40: Rozložení maximálních hodnot relativního výkonového zatížení jednotlivých transformátorů modelu rozsáhlé distribuční sítě při přerušení jednotlivých úseků vedení tohoto modelu

4.8 Optimalizace vnitřních parametrů optimalizačního algoritmu pro normální stav řízené sítě

V dalším kroku řešení disertační práce jsem se zaměřil na zvýšení optimalizační výkonnosti algoritmu pro optimalizaci nastavení řízené distribuční sítě za jejího normálního stavu. Aby byl Optimalizační software schopen určovat v dostatečně krátkém čase optimální řídicí zásahy i při řízení velice rozsáhlých a komplexních elektrických systémů, je nutné, aby byl co nejvýkonnější. Výkonnější software je zde takový, který při využití stejného výpočetního výkonu nalezne řešení nějaké úlohy v kratším časovém období. Nebo je to takový software, který nalezne řešení dané úlohy ve stejně dlouhém časovém období, ale s využitím menšího výpočetního výkonu hardwaru než obdobný, méně výkonný software. Výkonnější, nebo také výpočetně efektivnější software tak přináší jeho uživateli různé výhody a to v míře závislé na tom, jak je daný software využíván.

Zde jsem zvýšení optimalizační výkonnosti algoritmu pro optimalizaci nastavení řízené distribuční sítě za jejího normálního stavu dosáhl pomocí ladění vnitřních parametrů tohoto algoritmu. Cesta k tomuto navýšení optimalizační výkonnosti místního optimalizačního algoritmu je obdobná cestě použité při tvorbě správce kontingentních událostí, tedy je to úprava vnitřních parametrů tohoto algoritmu na základě zpracovaných výsledků série simulací. A stejně jako při tvorbě správce kontingentních událostí celý zdejší proces ladění vnitřních parametrů optimalizačního algoritmu proběhl již ve fázi před zahájením provozu Optimalizačního softwaru. Zdejší ladění tedy není jedním z kroků algoritmu Optimalizačního softwaru, za provozu Optimalizačního softwaru již žádné ladění vnitřních parametrů optimalizačního algoritmu neprobíhá a hodnoty těchto parametrů tou dobou již zůstávají konstantní.

Optimální hodnoty vnitřních parametrů optimalizačního algoritmu jsem zde určil následujícím postupem. Vytvořil jsem software, který nastavoval ve dříve vytvořeném algoritmu pro optimalizaci nastavení řízené distribuční sítě za jejího normálního stavu hodnoty tří vnitřních parametrů tohoto algoritmu. Těmito parametry jsou:

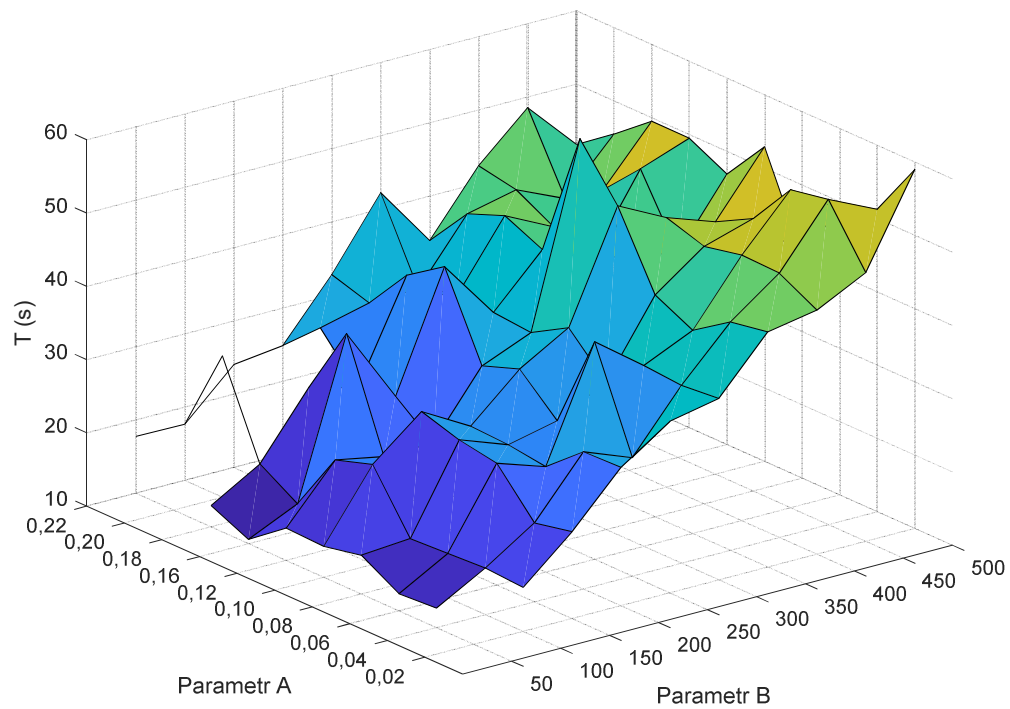
- Parametr A: poměr mezi počtem elitních jedinců a celkovým počtem jedinců v jednotlivých generacích genetického algoritmu ... zde software postupně nastavoval hodnoty z řady [0,02; 0,04; 0,06; 0,08; 0,10; 0,12; 0,16; 0,18; 0,20; 0,22]
- Parametr B: celkový počet jedinců v jednotlivých generacích genetického algoritmu ... zde software postupně nastavoval hodnoty z řady [50, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500]
- Parametr C: pravděpodobnost provedení mutace jednoho náhodně vybraného parametru popisujícího aktuální nastavení přepínače odboček vinutí transformátoru anebo jednoho náhodně vybraného parametru popisujícího aktuální nastavení výše odběru činného výkonu u řízených zátěží u náhodně vybraného jedince (pravděpodobnost mutace u obou těchto skupin parametrů zde byla popsána jediným vnitřním parametrem algoritmu) ... zde software postupně nastavoval hodnoty z řady [0,04; 0,08; 0,12; 0,16; 0,20; 0,24; 0,28; 0,32; 0,36; 0,40] – hodnoty pravděpodobnosti zde byly vyjádřeny reálným číslem z intervalu 0 až 1

Model řízené distribuční sítě byl zde ponechán skoro ve stejném nastavení, jako bylo to uvažované v kapitole 4.5 této disertační práce. Jedinou úpravou zde bylo snížení hodnoty odebíraných činných výkonů v jednotlivých neřízných odběrových uzlech na 90 % hodnoty původní.

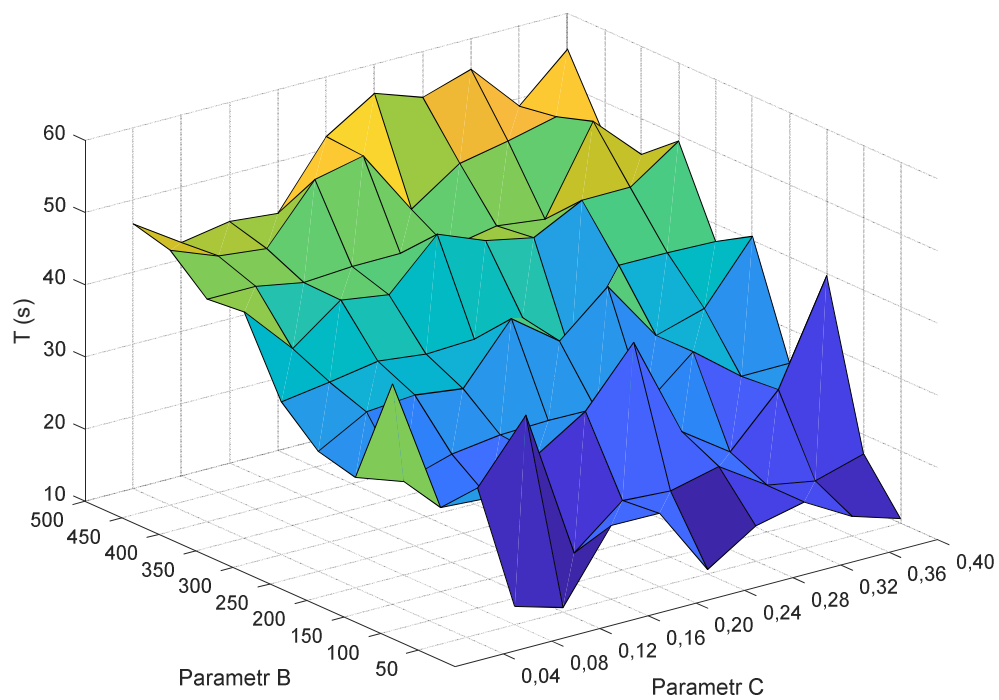
Pro každé nastavení optimalizačního algoritmu byly provedeny celkem tři běhy zdejšího softwaru. Během každého chodu algoritmu byla měřena jeho délka trvání. Z těch tří změřených hodnot pak byla vybrána hodnota prostřední (tedy medián) a ta byla uložena do souboru výsledků zdejšího softwaru. Před spuštěním zdejších simulací jsem v optimalizačním algoritmu upravil ukončovací podmínku: nyní bylo uvažováno, že dostatečně kvalitní konečné řešení úlohy bylo nalezeno, pokud nejlepší jedinec v poslední vytvořené generaci genetického algoritmu dával hodnotu nákladové funkce nižší než 0,05 € při plnění všech stanovených provozních podmínek. Maximální počet vytvořených generací byl nastaven na 50. Jeden chod genetického algoritmu tak zde byl ukončen pouze tehdy, pokud byla splněna výše uvedená ukončovací podmínka nebo pokud algoritmus došel na konec analýzy 50. generace. Pokud algoritmus došel na konec analýzy 50. generace a nepodařilo se mu najít řešení úlohy splňující místní ukončovací podmínku, pak je do souboru výsledků pro tuto kombinaci nastavení uložena hodnota 1000. Hodnota 1000 je násobně delší než délka doby chodu algoritmu zaznamenaná ve výstupních datech pro kombinace nastavení, kdy algoritmus našel řešení úlohy splňující místní ukončovací podmínku. Hodnota 1000 zde tedy jasně značí, že pro tuto kombinaci nastavení optimalizačního algoritmu řešení úlohy nebylo nalezeno.

Po provedení všech běhů optimalizačního algoritmu se všemi kombinacemi nastavení jsem výstupní data softwaru nahrál do Matlabu. Zde jsem tato data spojil do jednoho datového pole a na tomto datovém poli jsem provedl analýzu. Cílem této analýzy bylo určit vztah mezi délkou pozorované doby řešení optimalizační úlohy a aktuální kombinací nastavení vnitřních parametrů optimalizačního algoritmu. Tři nastavované parametry umožnily provést tři analýzy. V každé jedné této analýze figurovaly dva vnitřní parametry optimalizačního algoritmu jako nezávisle proměnné a řada hodnot popisující vztah třetího nastavovaného parametru a jedné ze dvojice nezávisle proměnných zde byla nahrazena jedinou hodnotou, mediánem. Ve vstupním datovém souboru se na několika pozicích objevovala hodnota 1000 (značící nedosažení řešení úlohy dle stanovené ukončovací podmínky). Po provedení zmíněných tří analýz jsem ve všech třech vzniklých maticích nahradil všechny hodnoty 1000 za NaN. Tato úprava byla potřebná pro poslední krok zdejší analýzy, kterým bylo vykreslení dat z těch tří matic pomocí 3-D grafu. Díky nahrazení hodnot 1000 za NaN se mi tyto body v těchto grafech nezobrazují (buňky obsahující NaN Matlab při vykreslování grafů ignoruje). Výsledné tři grafy jsou na Obr. 41 až 43. Tyto tři grafy zobrazují vztah mezi hodnotou mediánu pozorované doby chodu optimalizačního algoritmu a nastavením dvou vnitřních parametrů optimalizačního algoritmu. Obr. 44 až 46 pak zobrazuje vztah mezi mediánem zaznamenaného počtu nedosažení řešení úlohy dle místního ukončovacího kritéria a nastavením dvou vnitřních parametrů optimalizačního algoritmu.

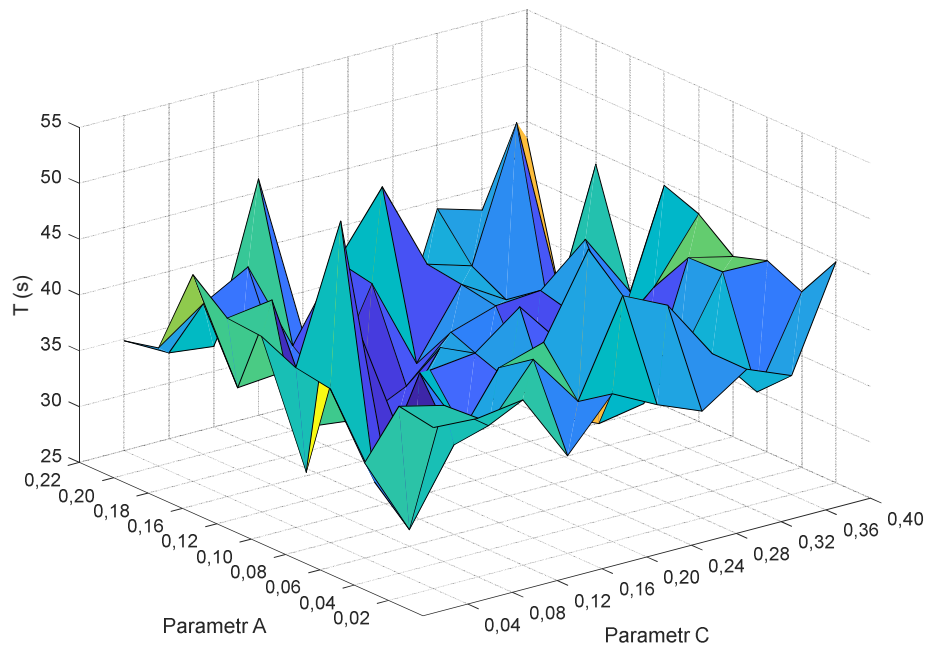
Fáze vývojová



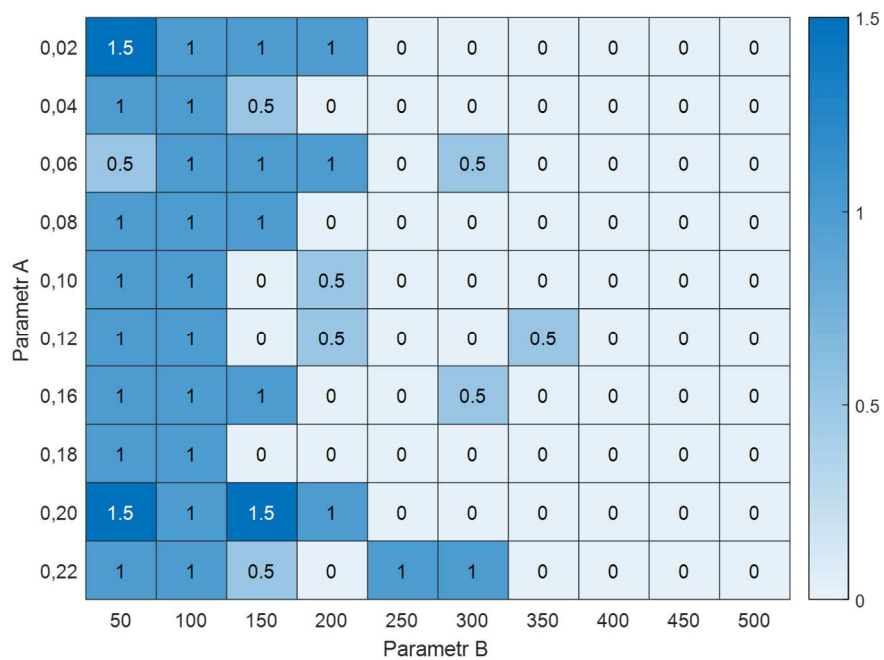
Obr. 41: Grafické vyjádření vztahu mezi délkou doby chodu optimalizačního algoritmu pro normální stav řízení sítě (tato veličina je v grafu značena T) a hodnotami parametrů A a B tohoto algoritmu



Obr. 42: Grafické vyjádření vztahu mezi délkou doby chodu optimalizačního algoritmu pro normální stav řízení sítě (tato veličina je v grafu značena T) a hodnotami parametrů B a C tohoto algoritmu

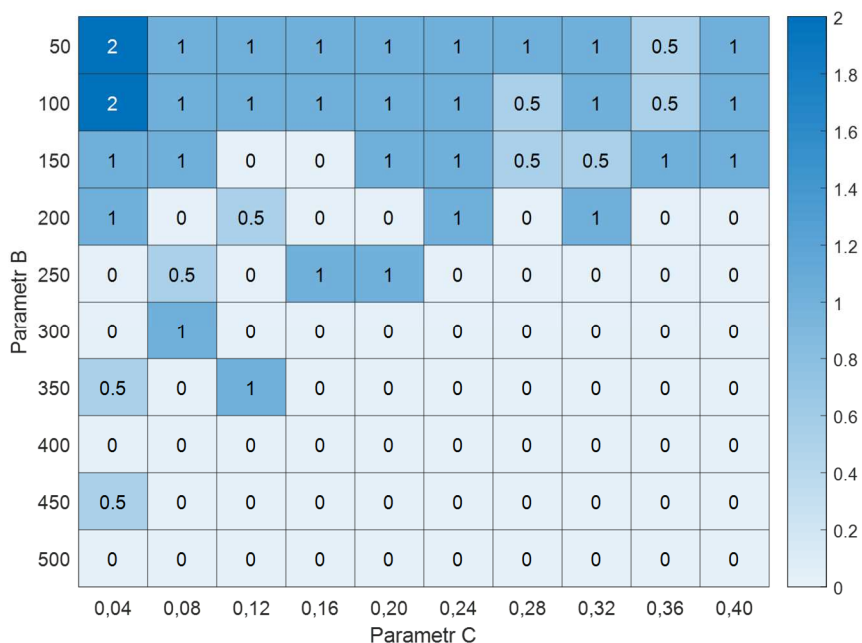


Obr. 43: Grafické vyjádření vztahu mezi délkou doby chodu optimalizačního algoritmu pro normální stav řízení sítě (tato veličina je v grafu značena T) a hodnotami parametrů A a C tohoto algoritmu

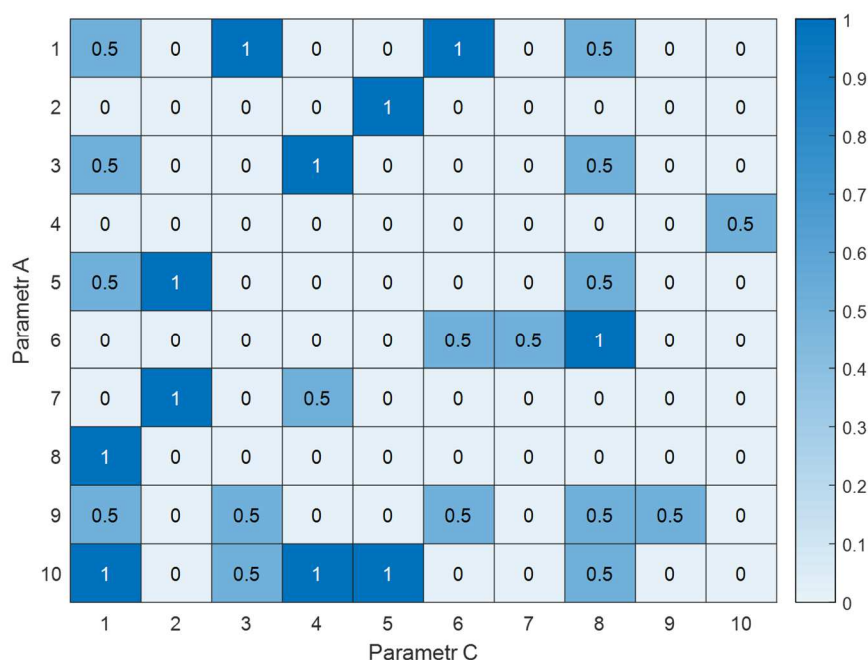


Obr. 44: Grafické a číselné vyjádření vztahu mezi počtem nedosažení konečného řešení úlohy a hodnotami parametrů A a B tohoto algoritmu

Fáze vývojová



Obr. 45: Grafické a číselné vyjádření vztahu mezi počtem nedosažení konečného řešení úlohy a hodnotami parametrů B a C tohoto algoritmu



Obr. 46: Grafické a číselné vyjádření vztahu mezi počtem nedosažení konečného řešení úlohy a hodnotami parametrů A a C tohoto algoritmu

Z grafů na Obr. 41 až 43 je patrné, že parametrem, jehož hodnota má opravdu velký dopad na výslednou délku doby chodu optimalizačního algoritmu, je parametr B, tedy celkový počet jedinců v jednotlivých generacích genetického algoritmu. S rostoucím počtem jedinců v jednotlivých generacích jednoznačně roste délka doby chodu optimalizačního algoritmu. Toto platí napříč celým rozsahem hodnot tohoto parametru sledovaným ve zdejší analýze, přesto jsem jako optimální hodnotu parametru B určil hodnotu 150 a ne 50. Rozhodnul jsem se tak proto, jelikož grafy na Obr. 44 až 46

Fáze vývojová

naznačují, že při nastavení malého rozsahu generací je zde vysoká pravděpodobnost nedosažení konečného řešení úlohy dle zdejšího ukončovacího kritéria v rámci stanoveného maximálního počtu generací. Hodnota zbylých dvou vnitřních parametrů algoritmu má v rámci rozsahů zkoumaných v analýze u těchto parametrů mnohem menší dopad na délku doby chodu algoritmu. Nicméně, na základě viděného v grafech na Obr. 41 a 42 jsem určil optimální hodnotu parametrů A a C jako hodnotu uprostřed zkoumaných rozsahů. Konkrétně tak v případě parametru A, poměru mezi počtem elitních jedinců a celkovým počtem jedinců v jednotlivých generacích genetického algoritmu, jsem určil jako optimální hodnotu 0,1 a v případě parametru C, pravděpodobnosti provedení mutace jednoho náhodně vybraného parametru popisujícího aktuální nastavení přepínače odboček vinutí transformátoru anebo jednoho náhodně vybraného parametru popisujícího aktuální nastavení výše odběru činného výkonu u řízených zátěží u náhodně vybraného jedince, jsem určil jako optimální hodnotu 0,24.

Skript pro tvorbu dat pro zde popisovanou analýzu je uveden v příloze XIV.

4.9 Praktická realizace datové a komunikační infrastruktury

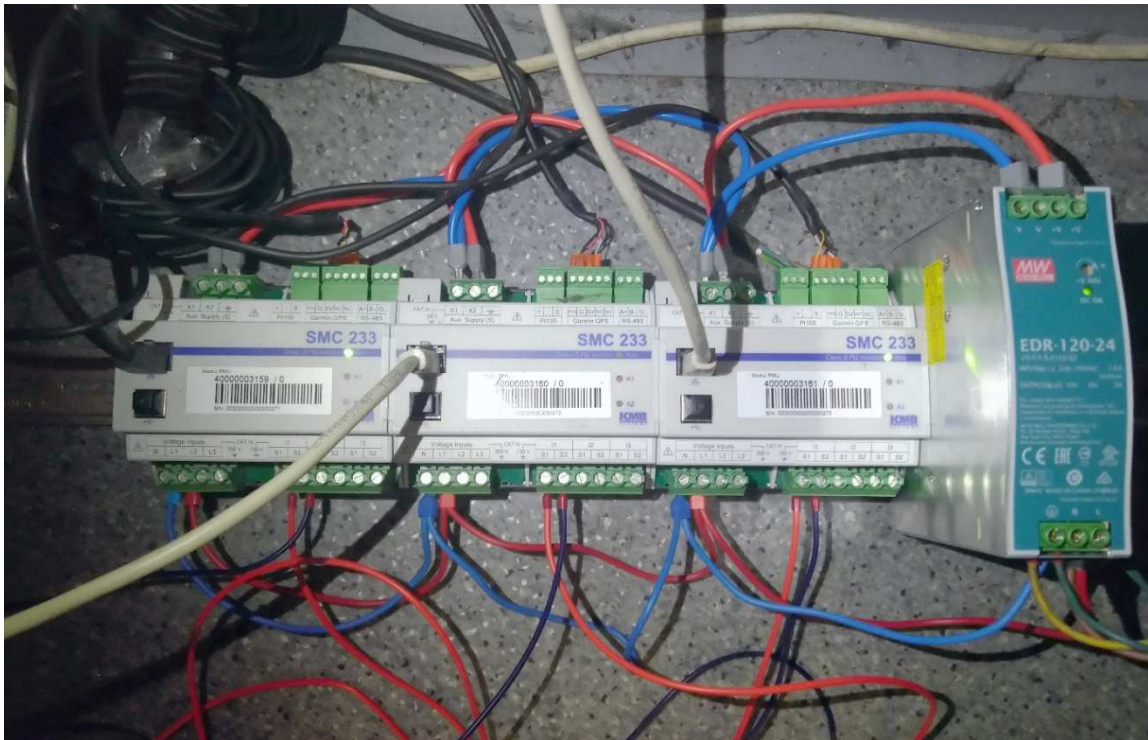
V další fázi řešení disertační práce jsem přetvářel zdejší datový model definovaný v kapitole 3.11 této práce v praktickou realizaci místní datové a komunikační infrastruktury. Navržený datový model obecně popisoval, jakými fyzikálními veličinami bude aktuální stav sledované sítě popisován, jak ten aktuální stav sledované sítě bude zachycen v datech a jak vytvořená data budou přenášena a transformována. Nyní jsem ten obecný popis přetvořil v konkrétní realizaci.

Na vstupu datového modelu se nachází skupina měřicích zařízení instalovaných ve sledované síti na jednotlivých přípojkách měřících efektivní hodnotu napětí, proudu a účinníku a to s frekvencí jedno měření za sekundu. Vzhledem k tomu, že zde nebyl žádný požadavek na mimořádně vysokou přesnost změřených hodnot zmíněných veličin, bylo zde možné použít některý z modelů standardních měřicích jednotek vhodných pro instalaci do sítě nízkého napětí. Provedl jsem průzkum trhu a z několika různých modelů jsem vybral ten, který byl prodáván za nejnižší cenu. Konkrétně se jednalo o model KMB SMC 334 od české firmy KMB Systems s.r.o. Parametry tohoto zařízení jsou následující:

- zařízení je vybaveno modulem pro měření fázorů (PMU) a pro analýzu kvality elektrické energie (PQS) a čtyř-kvadrantovým elektroměrem
- třída přesnosti zdejšího PMU modulu: M
- třída přesnosti zdejšího PQS modulu: S
- čtyř-kvadrantový elektroměr měří dle norem: ČSN EN 62053-22, EN 62053-24, IEC 61557-12
- celkový počet napěťových vstupů: 3
- standardní měřicí rozsah modulu pro měření napětí: harmonické průběhy s efektivní hodnotou 50 V až 440 V
- celkový počet proudových vstupů: 3
- standardní měřicí rozsah modulu pro měření proudu: harmonické průběhy s efektivní hodnotou 0 až 5 A
- fyzické rozměry celého zařízení: 16,7 x 9 x 6,1 cm

Třebaže tyto měřicí jednotky jsou schopny měřit elektrické napětí a proud ve všech třech fázích elektrického rozvodu, zdejší měřicí systém této možnosti nevyužívá a napětí i proud měří pouze v jediné fázi. Důvod tohoto byl již uveden v popisu datového modelu. Tedy, uvažuji, že sledovaná elektrická síť je symetrická jak z hlediska jednotlivých zdrojů napájení, tak z hlediska impedancí jednotlivých síťových prvků a jednotlivých odběrů elektrického výkonu ze sítě, a tak stačí sledovat stav zmíněných veličin pouze v jediné fázi jednotlivých místních elektrických přípojek.

Pro testování funkčnosti celého zdejšího datového řetězce byly zakoupeny tři měřicí jednotky KMB SMC 334. Obr. 47 ukazuje tyto tři jednotky během testování funkčnosti datového řetězce v laboratoři.



Obr. 47: Tři měřicí jednotky KMB SMC 334 během testování datového řetězce v laboratoři (jednotky SMC 334 jsou rozšířením jednotek SMC 233, proto je na tělech vyfotografovaných jednotek uvedeno značení SMC 233)

Přenos dat mezi jednotlivými měřicími jednotkami a centrálním datovým počítačem je proveden skrze datové rozhraní Ethernet a protokol UDP. Na centrálním datovém počítači je spuštěný software, který jednou za sekundu požádá o provedení měření hodnot výše zmíněných fyzikálních veličin všechny k němu připojené měřicí jednotky. Ty změří řadu vzorků okamžitých hodnot napětí a proudů, určí z nich aktuální hodnoty všech tří zde žádaných veličin a ty odešlou do centrálního datového počítače.

Centrální datový počítač data přijme a vyexportuje z nich samotné hodnoty jednotlivých veličin. Následně vyexportované hodnoty za všechny připojené měřicí jednotky vloží do jednoho souboru XML. V tomto souboru XML jsou veškerá data zapsána v pevné struktuře: zdejší řazení elementů odpovídá formě Kořenový element – Data příslušející *i*-tému uzlu sledované sítě – Hodnota *j*-té sledované veličiny. Kromě vnitřních elementů přísluší k datům jednotlivých uzlů také atributy obsahující informace o měřicí jednotce, která dané hodnoty změřila, a časový okamžik změření těchto dat (konkrétně se jedná o unixový čas). Za tímto odstavcem je uveden příklad obsahu tohoto souboru XML. Parametr „ip“ u jednotlivých zdejších elementů „kmb“ obsahuje IP adresu dané měřicí jednotky, tento parametr má zde tedy roli označení, ke které konkrétní měřicí jednotce tento element „kmb“ a data v něm přísluší. Tento parametr tak přímo odkazuje k jednotlivým elektrickým přípojkám, na kterých byly uvedené hodnoty změřeny.

```
<kmb>
  <kmb ip="158.196.242.140" cas="1614948005">
    <U_V>222.06</U_V>
    <I_A>4.11</I_A>
    <cosfi_ind>0.98</cosfi_ind>
  </kmb>
```

Fáze vývojová

```
<kmb ip="158.196.242.141" cas="1614948005">
  <U_V>223.56</U_V>
  <I_A>5.51</I_A>
  <cosfi_ind>0.91</cosfi_ind>
</kmb>
<kmb ip="158.196.242.142" cas="1614948005">
  <U_V>223.06</U_V>
  <I_A>2.21</I_A>
  <cosfi_ind>0.95</cosfi_ind>
</kmb>
</kmb>
```

Software, který je spuštěn na centrálním datovém počítači, je blíže popsán v podkapitole umístěné na konci tohoto popisu praktické realizace datové a komunikační infrastruktury.

Datové spojení mezi centrálním datovým počítačem a řídicím počítačem je také realizováno pomocí rozhraní Ethernet, konkrétně skrze internet. Výše popsaný XML soubor je každou jednu sekundu (v momentě dokončení zápisu aktuálních dat do tohoto souboru) nahrán na webový server. Konkrétní umístění tohoto souboru je http://seidl.cs.vsb.cz/kmb/kmb_data.xml.

Softwarový interface spuštěný na řídicím počítači si jednou za sekundu stáhne tento XML soubor. Následně z něj vyjme data pro jednotlivé uzly sledované elektrické sítě, pomocí těchto dat vypočte aktuální hodnoty činných a jalových výkonů odebíraných v jednotlivých odběrových uzlech a tyto hodnoty zapíše do datové struktury s pevným formátem Elektrická síť X – i -tý odběrový uzel – hodnota odběru činného výkonu v i -tém uzlu sítě X ; hodnota odběru jalového výkonu v i -tém uzlu sítě X . Softwarový interface při zapisování dat do místní datové struktury zjišťuje, jak velký je rozdíl mezi hodnotami aktuálními a hodnotami platnými při poslední práci Optimalizačního softwaru. Pokud interface zjistí, že v některém z odběrových uzlů sledované sítě došlo ke změně efektivní hodnoty napětí o více než 2 V anebo hodnoty odběru činného výkonu o více než 0,5 kW či jalového výkonu o více než 0,5 kvar, pak speciální software detekoval zásadní změnu stavu sledované sítě, a tak vyvolává práci Optimalizačního softwaru. Pokud speciální software zjistí, že žádná z těchto podmínek pro kterýkoliv uzel nebyla splněna, avšak suma všech odběrů činných výkonů se změnila o více než 5 kW či suma všech odběrů jalových výkonů se změnila o více než 5 kvar či velikost fázoru zdánlivého výkonu vzniklého jako suma fázorů zdánlivých výkonů všech odběrů se změnila o více než 6 kVA, pak i zde speciální software vyvolává práci Optimalizačního softwaru. Pokud softwarový interface zjistil, že ani tato podmínka nebyla splněna, pak ve sledované elektrické síti nedošlo k tak zásadní změně, aby bylo potřebné a ekonomicky výhodné v síti provést nějaký akční zásah.

Pokud se softwarový interface rozhodnul vyvolat práci Optimalizačního softwaru, pak v tento moment interface Optimalizačnímu softwaru předá datovou strukturu, která obsahuje zformátovaná data popisující aktuální stav sledované elektrické sítě. Toto předání je prováděno pomocí funkcí, které jsou součástí přímo softwarového interface.

Optimalizační software následně tu datovou strukturu popisující aktuální stav sledované elektrické sítě přijme a započne svou vlastní práci.

Následující podkapitola popisuje software řídicí práci centrálního datové počítače.

4.9.1 Software pro vyčítání dat z měřicích jednotek KMB

Software pro vyčítání surových dat z měřicích jednotek KMB byl vytvořen v programovacím jazyce C/C++ a je určen pro kompilátor g++. Pro vytvoření tohoto programu bylo použito vývojové prostředí Eclipse.

Vstupem zdejšího softwaru je IPv4 adresa jednotlivých zdejších měřicích jednotek KMB. Poté, co software zkontroluje, zdali je vložená IP adresa v pořádku, pokusí se inicializovat TCP spojení na portu 512. Pro komunikaci s měřicími jednotkami KMB je použit standardizovaný protokol Modbus/TCP. Software v nekonečné smyčce vyčítá sadu dat, které jsou specifikovány Modbus tabulkami definovanými výrobcem. Datová struktura začíná na adrese 0x4a38. Datová struktura, která je přenesena do zdejšího softwaru, vypadá následovně:

```
struct data {
    float v1;
    float v2;
    float v3;
    float v12;
    float v23;
    float v31;
    float i1;
    float i2;
    float i3;
    float inc;
    float p1;
    float p2;
    float p3;
    float _3p;
    float s1;
    unsigned int unixtime;
    bool valid;
} kmb_data_t;
```

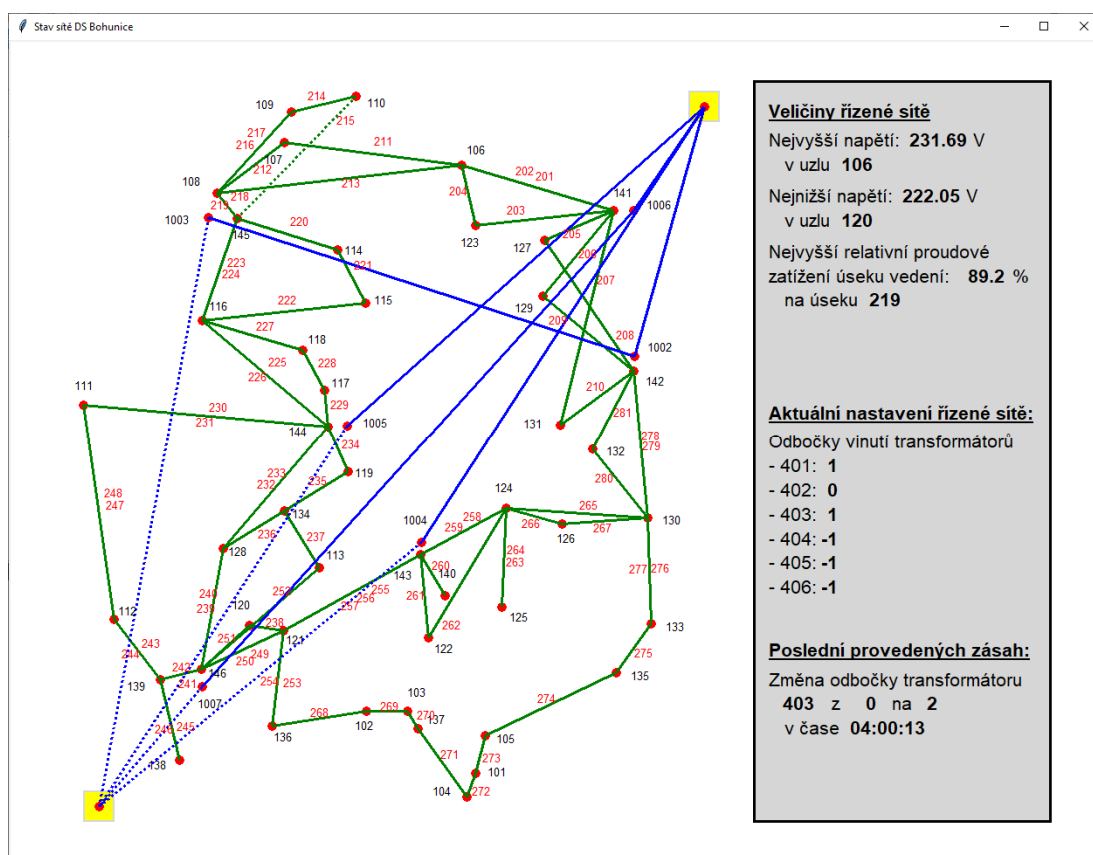
Názvy jednotlivých prvků této struktury odkazují na obsah jednotlivých místních proměnných. Do této struktury je také vložena informace o času načtení dat ve formátu unixtime a také informace, zdali jsou aktuální data validní. Data jsou zde uvažována jako validní, pokud při jejich přenosu nedošlo k nějaké chybě.

Další částí zdejšího softwaru je webový server Apache, který provádí publikaci zde vytvořeného XML soubor prostřednictvím standardního protokolu HTTP.

4.10 Vytvoření grafického uživatelského prostředí Optimalizačního softwaru

Poslední vytvářenou částí Optimalizačního softwaru v celém procesu tvorby tohoto softwaru bylo grafické uživatelské prostředí. Grafické uživatelské prostředí zde slouží k rychlému a srozumitelnému informování uživatele Optimalizačního softwaru (tedy např. operátora dané elektrické distribuční sítě) o aktuálním stavu sledované distribuční sítě. Uživatel je skrze obrazovku řídicího počítače pomocí „živého“ schématu dané distribuční sítě a informačního panelu informován o aktuálním stavu dané distribuční sítě a o posledním optimalizačním zásahu provedeném v této distribuční síti. Obsah okna grafického uživatelského prostředí je aktualizován vždy po dokončení řešení optimalizační úlohy Optimalizačním softwarem. Tedy, pokud v daném časovém okamžiku softwarový interface vyhodnotil, že ve sledované distribuční síti nedošlo k nějaké zásadní změně zdejšího stavu a chod optimalizačního algoritmu tak nyní nebyl vyvolán, pak vzhled a obsah okna grafického uživatelského prostředí zůstává v daném okamžiku nezměněn. Skrze toto grafické uživatelské prostředí je uživatel informován konkrétně o nejvyšší a nejnižší hodnotě velikosti fázového napětí v celé sledované síti, o indexech uzlů, pro které byly tyto extrémní hodnoty určeny, o nejvyšší hodnotě relativního proudového zatížení úseku vedení sledované sítě, o indexu úseku vedení, pro který byla tato extrémní hodnota určena, o hodnotách odboček vinutí, které jsou nyní aktivní u jednotlivých místních distribučních transformátorů, o posledním akčním zásahu provedeném ve sledované distribuční síti na základě výsledku posledního provedeného chodu Optimalizačního softwaru a o časovém okamžiku provedení tohoto posledního akčního zásahu. Ty extrémní hodnoty velikosti napětí v jednotlivých uzlech sítě a hodnoty relativního proudového zatížení úseků vedení software grafického uživatelského prostředí vyčítá z pandapower modelu sledované sítě, konkrétně z té části této datové struktury, kde jsou zapsány výsledky posledního řešení popisu ustáleného chodu tohoto modelu elektrické sítě.

Obr. 48 ukazuje příklad podoby okna grafického uživatelského prostředí Optimalizačního softwaru zaznamenaný během testovacího provozu Optimalizačního softwaru.



Obr. 48: Okno grafického uživatelského prostředí Optimalizačního softwaru

Stejně jako ostatní části Optimalizačního softwaru i software grafického uživatelského prostředí jsem vytvořil v programovacím jazyce Python. V programovacím jazyce Python existuje několik knihoven obsahujících funkce pro snadné vytváření grafického uživatelského prostředí. Já jsem zdejší grafické uživatelské prostředí vystavěl pomocí funkcí knihovny Tkinter (knihovna vytvářející rozhraní mezi programovacím jazykem Python a knihovnou Tk GUI vytvořenou v jazyce Tcl, viz [29]). Knihovna Tkinter poskytuje všechny grafické prvky, které jsou standardně používány pro výstavbu oken moderních počítačových programů, a také všechny grafické prvky, které jsem chtěl použít v grafickém uživatelském prostředí Optimalizačního softwaru.

Skripty generující toto grafické uživatelské prostředí jsou uvedeny v příloze XV.

5 Fáze testovací

5.1 Otestování všech funkcionalit výsledného Optimalizačního softwaru

Posledním krokem v procesu řešení této disertační práce bylo otestování jednotlivých funkcionalit výsledného Optimalizačního softwaru, kdy k tomuto softwaru je již přístupováno jako k jednomu celku. Vstupem zdejších testů byla data vstupující do Optimalizačního softwaru a to konkrétně data v podobě skupiny časových řad popisujících vývoj velikosti elektrického napětí, elektrického proudu a hodnoty účinníku v jednotlivých odběrových uzlech řízené distribuční sítě (a to konkrétně rozsáhlé distribuční sítě Brno-Bohunice, jejíž model jsem vytvořil v rámci prací kapitoly 4.1 této disertační práce), vývoj stavu jednotlivých úseků vedení řízené sítě, očekávaný vývoj velikosti odběru činného výkonu v jednotlivých odběrových uzlech řízené sítě a tabulku velikosti dob obnovy jednotlivých úseků vedení řízené sítě. Výstupem zdejších testů pak byla data vystupující z Optimalizačního softwaru a to konkrétně data v podobě časové řady popisující pozorovaný stav řízené sítě (stav normální / poruchový), časové řady příkazů k akčnímu zásahu v řízené síti a datového pole obsahujícího plán obnovování provozu jednotlivých úseků vedení při výskytu poruchového stavu řízené sítě.

Provedl jsem simulaci práce Optimalizačního softwaru při dvou scénářích. Tyto scénáře a samotnou pozorovanou práci Optimalizačního softwaru popíšu v následujících odstavcích.

První scénář je scénář bez výskytu poruchového stavu. Scénář popisuje vývoj řízené rozsáhlé distribuční sítě v období dlouhém třicet časových jednotek (zde může být uvažováno např. třicet sekund). Během těchto třiceti časových jednotek dojde ke změně velikosti odběru činného výkonu ve třech odběrových uzlech rozsáhlé distribuční sítě a to v uzlech 102, 107 a 122. Kromě toho dojde k přerušení provozu úseků vedení 263 a 273. Počáteční velikosti odběrů činného výkonu v jednotlivých odběrových uzlech sítě jsou uvedeny v Tab. 9. Počáteční nastavení říditelných prvků rozsáhlé distribuční sítě je následující: přepínače odboček vinutí všech místních transformátorů jsou nastaveny na neutrální odbočku 0 a hodnoty odběrů činného výkonu ve všech říditelných odběrových uzlech jsou nastaveny na 100 % svých základních hodnot.

Tab. 9: Hodnoty odběrů činného výkonu v jednotlivých odběrových uzlech na počátku první simulace

<i>n</i>	<i>P</i> (kW)	<i>n</i>	<i>P</i> (kW)
101	40	121	32
102	24	122	20
103	56	123	24
104	24	124	16
105	32	125	176
106	24	126	24
107	40	127	88
108	24	128	24
109	80	129	32

110	16	130	16
111	112	131	40
112	24	132	16
113	32	133	80
114	40	134	24
115	32	135	104
116	8	136	16
117	72	137	32
118	16	138	24
119	88	139	32
120	20	140	32

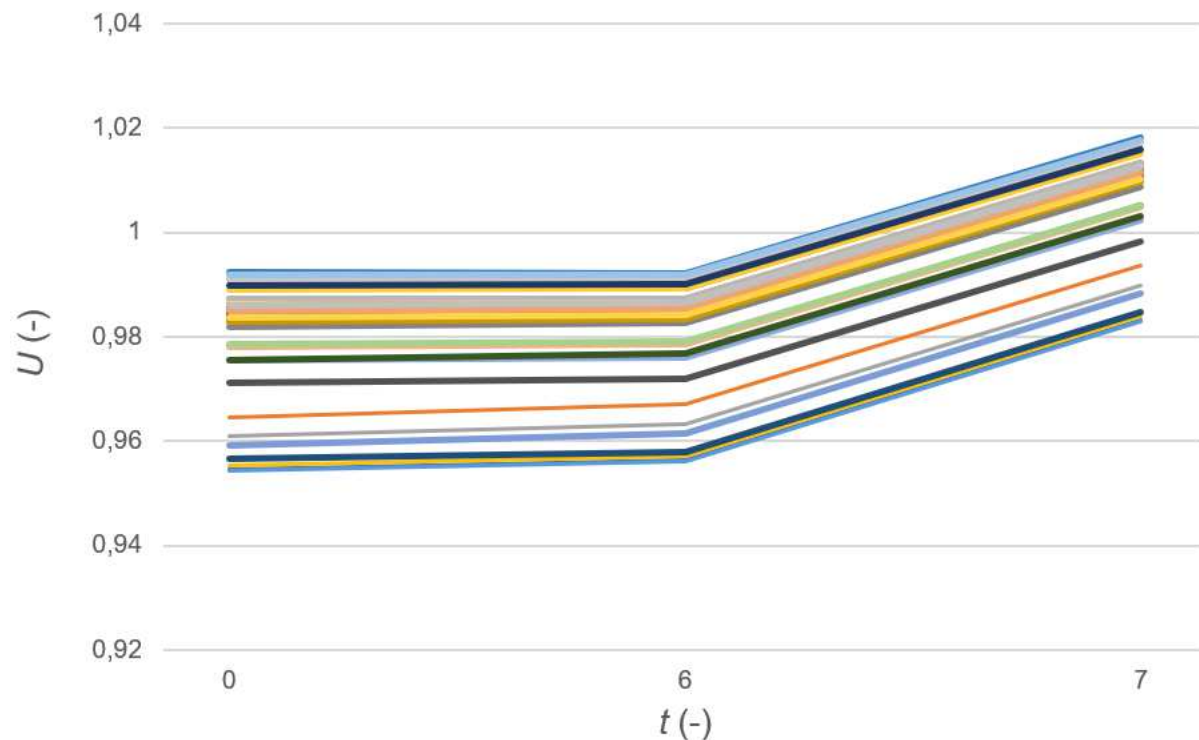
V čase simulace $t = 6$ došlo k poklesu hodnoty odběru činného výkonu v odběrovém uzlu 102 na 0 kW. V čase simulace $t = 11$ došlo k přerušení provozu úseku vedení 273. V čase simulace $t = 16$ došlo k poklesu hodnoty odběru činného výkonu v odběrovém uzlu 107 na 0 kW. V čase simulace $t = 23$ došlo k vzrůstu hodnoty odběru činného výkonu v odběrovém uzlu 122 na 50 kW a k přerušení provozu úseku vedení 263.

V prezentaci výsledků simulace se zaměřím na okamžiky simulace, kdy ve sledované síti došlo k nějaké změně hodnoty některé z místních stavových veličin. Tedy se zaměřím na okamžiky, kdy došlo k výše popsaným změnám hodnot odběrů činných výkonů a přerušení provozu úseků vedení.

Na počátku simulace toho prvního scénáře se řízená rozsáhlá distribuční síť nacházela ve stavu, kde všechny provozní podmínky byly splněny (provozní podmínky zde zůstávají stejné jako ty popsané v kapitole 4.5), nákladová funkce nabývala hodnoty 0,03244 € a celkové ztráty činného výkonu v prvcích této sítě dosahovaly hodnoty 31,11 kW. Po provedení snížení hodnoty odběru činného výkonu v odběrovém uzlu 102 v čase $t = 6$ došlo ke změnám hodnot stavových veličin sítě a výsledkem tohoto byl stav řízené sítě splňující veškeré stanovené provozní podmínky, s nákladovou funkcí nabývající hodnoty 0,03085 € a s celkovými ztrátami činného výkonu v prvcích této sítě o hodnotě 29,59 kW. Jelikož velikost celkového odběru činného výkonu všech místních odběrových uzlů se nyní změnila o více než 5 kW, byl okamžitě vyvolán chod algoritmu pro hledání optimálního nastavení sledované sítě za jejího normálního stavu. Před tím byl ještě tázán správce kontingentních jevů, zda je ten aktuálně pozorovaný stav řízené sítě takový, na který by mělo být reagováno automatickou reakcí z databáze tohoto správce. Jelikož však zdejší správce kontingentních jevů uvažuje jen jevy související s přerušením provozu určitých úseků vedení, v tomto případě tento správce nepožadoval žádný akční zásah v řízené distribuční síti. Následně byl spuštěn chod místního genetického algoritmu. Tento algoritmus určil jako optimální nastavení řízených prvků sítě pro její aktuální stav následující nastavení: přepínače odboček vinutí všech místních transformátorů jsou nastaveny na odbočku -1 a hodnoty odběrů činného výkonu ve všech říditelných odběrových uzlech jsou nastaveny na 100 % svých základních hodnot. Výsledkem aplikace tohoto optimálního nastavení na model rozsáhlé řízené distribuční sítě byl stav řízené sítě splňující veškeré stanovené provozní podmínky, s nákladovou funkcí nabývající hodnoty 0,02952 € a s celkovými ztrátami činného výkonu v prvcích této sítě o hodnotě 28,31 kW. Aktuálně zavedeným optimalizačním opatřením tak došlo k snížení velikosti ztrát činného výkonu v prvcích řízené sítě o hodnotě 1,28 kW. Vývoj velikosti napětí popsany hodnotami poměrnými

Fáze testovací

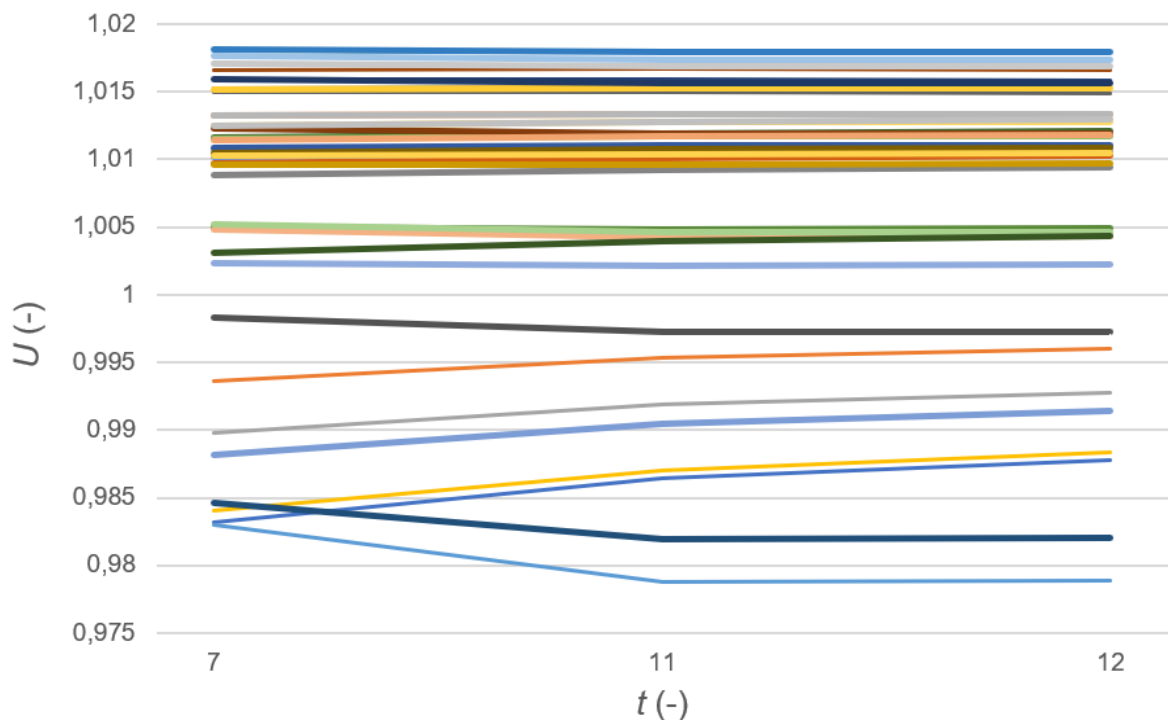
(poměřenými vůči velikosti jmenovitého napětí dané distribuční sítě) ukazuje graf na Obr. 49. Z tohoto grafu je patrné, že v rámci zdejší optimalizace došlo k zvýšení velikosti napětí napříč celou distribuční sítí.



Obr. 49: Graf zobrazující vývoj velikosti napětí v jednotlivých odběrových uzlech řízené distribuční sítě v čase $t = 6$

Další změnou vedoucí k reakci algoritmu pro optimalizaci sítě za jejího normálního stavu bylo přerušení úseku vedení 273 v čase $t = 11$. Během ošetření tohoto pozorovaného stavu Optimalizační software opět nejprve volal správce kontingentních jevů. Tentokrát však tento správce dal konkrétní doporučení – dle jeho databáze bylo nyní vhodné snížit odběr činného výkonu v odběrovém uzlu 101. Toto doporučení bylo následně dáno na vstup genetického algoritmu a ten nyní určil optimální nastavení pro daný provozní stav řízené distribuční sítě. Genetický algoritmus určil takové aktuální optimální nastavení, kde přepínače odboček vinutí všech místních transformátorů byly nastaveny na odbočku -1 a hodnoty odběrů činného výkonu ve všech říditelných odběrových uzlech, s výjimkou zmíněného uzlu 101, byly nastaveny na 100 % svých základních hodnot. V odběrovém uzlu 101 byla nastavena velikost odběru činného výkonu na 85 % zdejší základní hodnoty. Z pohledu celkového hodnocení se stav řízené distribuční sítě okolo času $t = 11$ vyvíjel následovně. Před přerušením provozu úseku vedení 273 nákladová funkce nabývala hodnoty 0,02952 € a celkové ztráty činného výkonu v prvcích této sítě dosahovaly hodnoty 28,31 kW. Po přerušení provozu úseku vedení 273 v čase $t = 11$ pozorovaný stav sítě stále splňoval veškeré stanovené provozní podmínky, nicméně hodnota nákladové funkce vzrostla na 0,02963 € a hodnota celkových ztrát činného výkonu v prvcích této sítě vzrostla na hodnotu 28,41 kW. Po aplikaci výše popsaného optimalizačního zásahu a zavedení optimálního nastavení na model místní sítě se tento model dostal do stavu, kdy veškeré stanovené provozní podmínky jsou splněny, nákladová funkce nabývá hodnoty 0,03429 € a celkové ztráty činného výkonu v prvcích této sítě dosahují hodnoty 27,99 kW. Zde je potřeba zodpovědět otázku, proč

po aplikaci řešení optimalizační úlohy na model řízené sítě došlo k nárustu hodnoty nákladové funkce. Nárůst hodnoty nákladové funkce je tvořen poplatkem za aktivaci regulace odběru činného výkonu v odběrovém uzlu 101 a poplatkem za výši této regulace. Tato regulace odběru byla doporučena již správcem kontingentních jevů a to z důvodů zachování dostatečné rezervy v přenosových kapacitách místních síťových prvků. Z pohledu celkových ztrát činného výkonu došlo po zavedení aktuálního optimalizačního opatření k snížení jejich výše a to o 0,42 kW. Vývoj velikosti napětí popsany hodnotami poměrnými (poměřenými vůči velikosti jmenovitého napětí dané distribuční sítě) ukazuje graf na Obr. 50. Z tohoto grafu je patrné, že zatímco v některých uzlech velikost napětí po přerušení úseku vedení 273 vzrostla, v jiných klesla. Avšak obecně vzato, zavedení optimalizačního zásahu nyní nemělo výrazný dopad na velikosti napětí v jednotlivých uzlech řízené sítě.

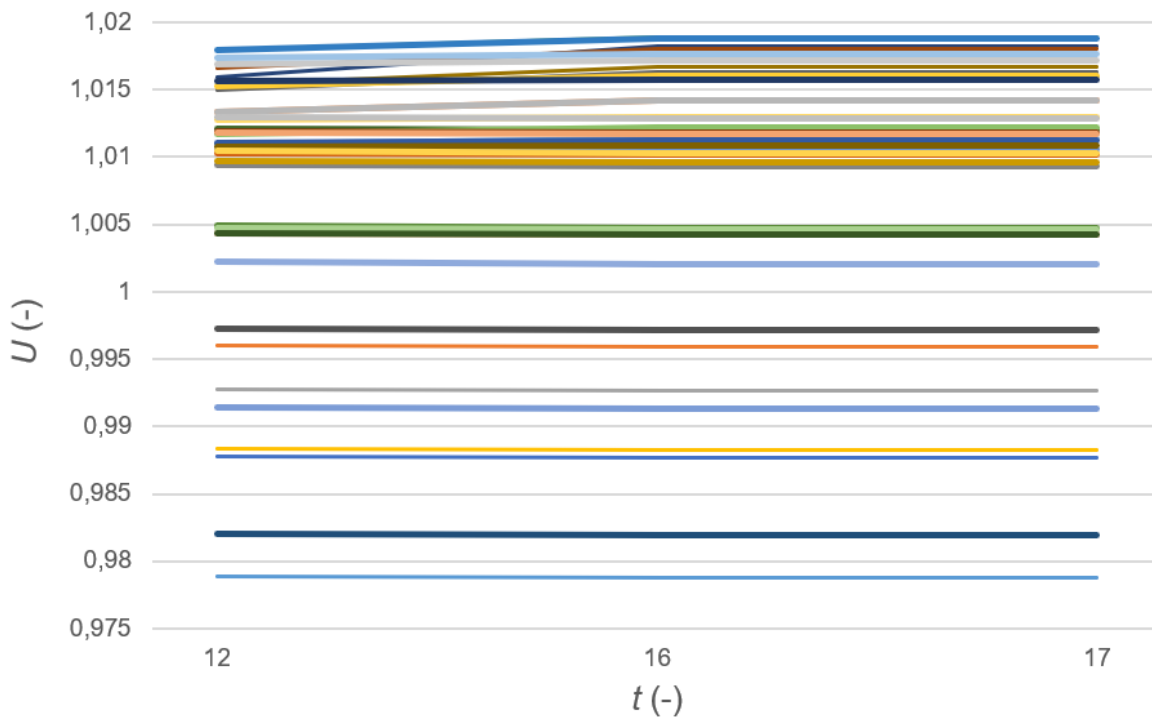


Obr. 50: Graf zobrazující vývoj velikosti napětí v jednotlivých odběrových uzlech řízené distribuční sítě v čase $t = 11$

Další změnou vedoucí k reakci algoritmu pro optimalizaci sítě za jejího normálního stavu byl pokles velikosti odběru činného výkonu v odběrovém uzlu 107 v čase $t = 16$ na hodnotu 0 kW. Během ošetření tohoto pozorovaného stavu Optimalizační software opět nejprve volal správce kontingentních jevů. Jelikož úsek vedení 273 byl nyní stále přerušený, správce kontingentních jevů stále doporučoval udržovat snížený odběr činného výkonu v odběrovém uzlu 101. Genetický algoritmus pak určil takové aktuální optimální nastavení, kde přepínače odboček vinutí všech místních transformátorů byly nastaveny na odbočku -1 a hodnoty odběrů činného výkonu ve všech říditelných odběrových uzlech, s výjimkou zmíněného uzlu 101, byly nastaveny na 100 % svých základních hodnot. V odběrovém uzlu 101 byla nastavena velikost odběru činného výkonu na 85 % zdejší základní hodnoty. Z pohledu celkového hodnocení se stav řízené distribuční sítě okolo času $t = 16$ vyvíjel následovně. Před snížením hodnoty odběru činného výkonu v uzlu 107 nabývala nákladová funkce hodnoty 0,03429 € a celkové ztráty činného výkonu v prvcích této sítě dosahovaly hodnoty 27,99 kW.

Fáze testovací

Po snížení velikosti odběru činného výkonu v uzlu 107 v čase $t = 16$ pozorovaný stav sítě stále splňoval veškeré stanovené provozní podmínky, hodnota nákladové funkce poklesla na 0,03388 € a hodnota celkových ztrát činného výkonu v prvcích této sítě poklesla na hodnotu 27,59 kW. Tentokrát genetický algoritmus určil jako optimální nastavení prvků to, které v místní síti existovalo doposud, tedy nyní Optimalizační software nežádal o žádný optimalizační zásah do modelu sítě. Hodnota nákladové funkce a hodnota celkových ztrát činného výkonu v prvcích sítě se tedy po dokončení aktuálního chodu genetického algoritmu nezměnily. Vývoj velikosti napětí popsany hodnotami poměrnými ukazuje graf na Obr. 51. Z tohoto grafu je patrné, že velikost napětí v jednotlivých uzlech řízené sítě se po poklesu velikosti odběru činného výkonu v uzlu 107 výrazně nezměnila.

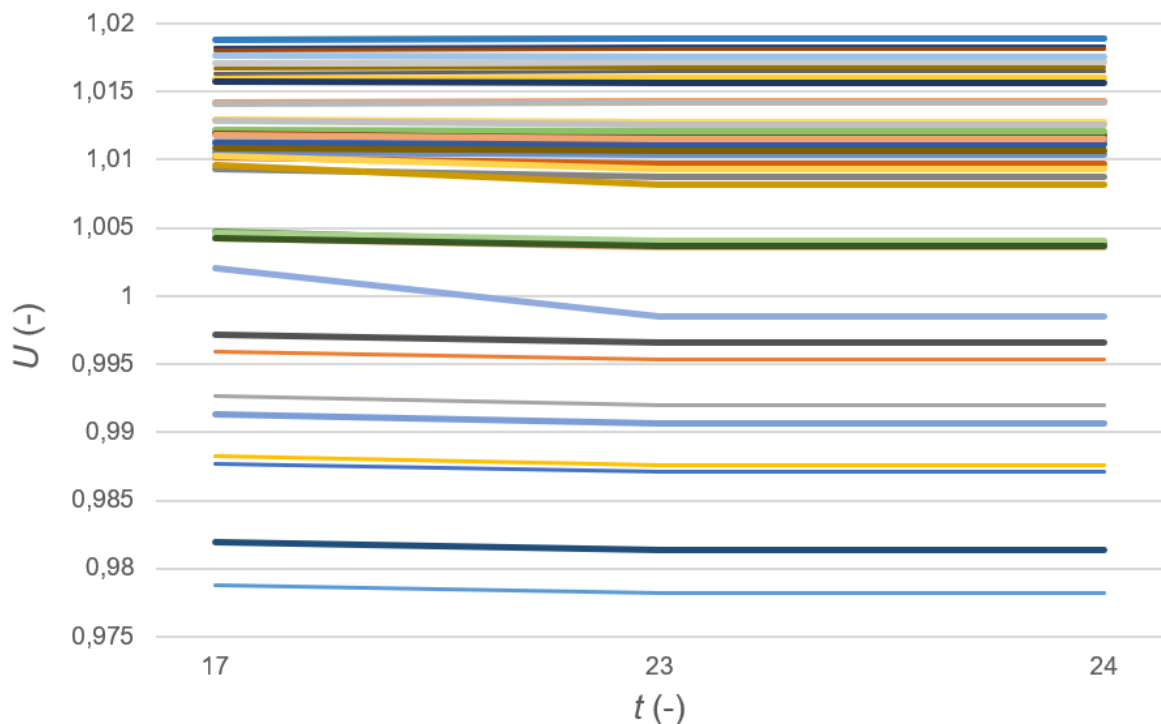


Obr. 51: Graf zobrazující vývoj velikosti napětí v jednotlivých odběrových uzlech řízené distribuční sítě v čase $t = 16$

Další změnou vedoucí k reakci algoritmu pro optimalizaci sítě za jejího normálního stavu byl pokles velikosti odběru činného výkonu v odběrovém uzlu 122 na hodnotu 0 kW a přerušení úseku vedení 263 v čase $t = 23$. Během ošetření tohoto pozorovaného stavu Optimalizační software opět nejprve volal správce kontingentních jevů. Stejně jako úsek vedení 273, který nyní stále zůstával přerušený, úsek vedení 263 je také jedním z těch, při jejichž přerušení dává správce kontingentních jevů okamžité doporučení k provedení akčního zásahu dle své databáze. Konkrétně tedy zde správce kontingentních jevů doporučuje snížit velikost odběru činného výkonu v řízeném odběrovém uzlu 125. Když poté genetický algoritmus určoval optimální nastavení řízených prvků sítě pro zdejší aktuální stav, zjistil, že i při přerušení úseku vedení 263 může odběr v odběrovém uzlu 125 odebírat činný výkon plně v rozsahu jeho aktuálních potřeb. Výsledným řešením aktuálního chodu genetického algoritmu tak byla kombinace nastavení řízených prvků, která byla ve zdejším modelu sítě platná doposud (tj. nastavení, kdy přepínače odboček vinutí všech transformátorů v řízené síti byly nastaveny na odbočku -1 a hodnoty odběru činného výkonu ve všech tamních říditelných odběrových uzlech, s výjimkou uzlu 101,

Fáze testovací

byly nastaveny na 100 % svých základních hodnot). V odběrovém uzlu 101 byla nastavena velikost odběru činného výkonu na 85 % zdejší základní hodnoty. Z pohledu celkového hodnocení se stav řízené distribuční sítě okolo času $t = 23$ vyvíjel následovně. Před zvýšením hodnoty odběru činného výkonu v uzlu 122 a před přerušením provozu úseku vedení 263 nabývala nákladová funkce hodnoty 0,03388 € a celkové ztráty činného výkonu v prvcích této sítě dosahovaly hodnoty 27,59 kW. Poté, co se aktuální události v řízené síti v čase $t = 23$ odehrály, pozorovaný stav sítě stále splňoval veškeré stanovené provozní podmínky, hodnota nákladové funkce vzrostla na 0,03519 € a hodnota celkových ztrát činného výkonu v prvcích této sítě vzrostla na hodnotu 28,85 kW. Jak již bylo uvedeno výše, výstup genetického algoritmu byl takový, že dříve platné nastavení prvků sítě má být zachováno, a tak hodnota nákladové funkce a hodnota ztrát činného výkonu již zůstaly až do konce této simulace konstantní. Vývoj velikosti napětí popsany hodnotami poměrnými ukazuje graf na Obr. 52. Z tohoto grafu je patrné, že velikost napětí v jednotlivých uzlech řízené sítě se po poklesu výše odběru činného výkonu v uzlu 107 výrazně nezměnila.



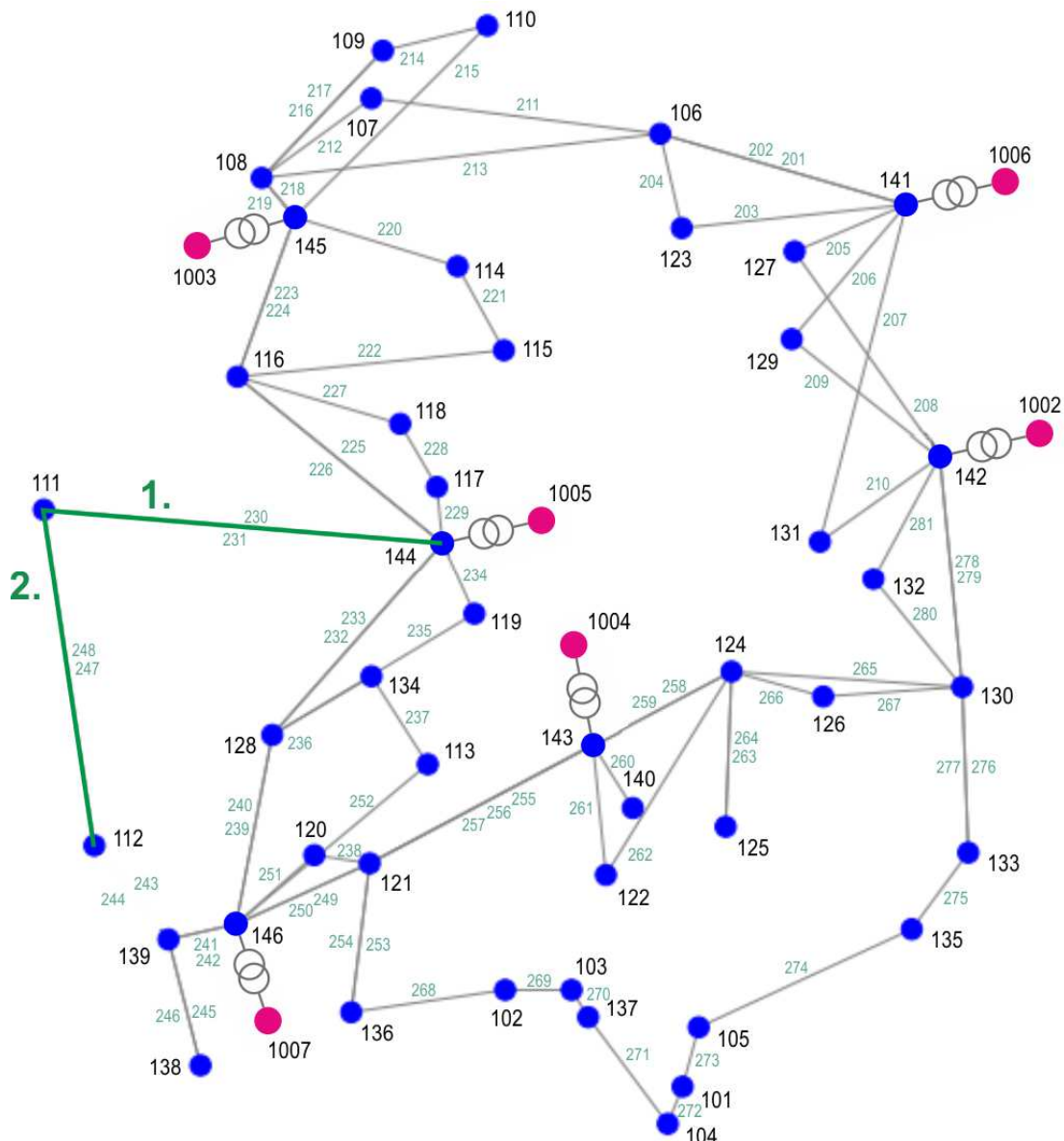
Obr. 52: Graf zobrazující vývoj velikosti napětí v jednotlivých odběrových uzlech řízené distribuční sítě v čase $t = 23$

Po provedení simulace prvního scénáře jsem provedl simulaci scénáře druhého. Tento scénář uvažuje výskyt rozsáhlé poruchy v řízené rozsáhlé distribuční síti. Při simulaci tohoto scénáře tedy byla očekávána změna stavu řízené distribuční sítě ze stavu normálního do stavu poruchového, určení plánu obnovy a realizace tohoto plánu, čímž se řízená síť navrátí do stavu normálního.

Tak rozsáhlá porucha, která byla hlavní událostí tohoto scénáře, představovala přerušení provozu celé jedné větve rozsáhlé distribuční sítě a to větve s odběrovými uzly 111 a 112. Tato větev má celkem tři úseky a každý z nich je tvořen dvojicí paralelních vodičů. K přerušení všech úseků větve došlo v jeden okamžik a to v čase simulace $t = 5$.

Simulace v podání Optimalizačního softwaru probíhala tak, jak jsem v rámci scénáře plánoval. Až do času $t = 5$ Optimalizační software opakovaně hodnotil pozorovaný stav sítě jako normální, a protože k žádné změně velikostí místních odběrů výkonu či přerušení některého z úseků vedení v období časového intervalu $t = (0 \text{ až } 4)$ nedošlo, Optimalizační software nehledal nové optimální nastavení říditelných prvků řízené distribuční sítě. V čase $t = 5$ pak Optimalizační software ze vstupních dat zjistil snížení počtu aktuálně napájených uzlů oproti předchozímu časovému okamžiku a na základě tohoto zjištění určil aktuální stav sítě jako poruchový s právě teď novou poruchou. Pokud Optimalizační software ze vstupních dat určí aktuální výskyt nové poruchy, pak je nutné v daný okamžik vygenerovat nový plán obnovy provozu přerušených úseků vedení řízené distribuční sítě. A k tomuto kroku nyní Optimalizační software přistoupil.

Dle algoritmu pro tvorbu optimálního plánu obnovy dodávek elektrické energie do místních odběrových uzlů byl optimální plán obnovy následující. Jako první měl být obnoven provoz dvojice paralelně spojených vodičů představujících úseky vedení 230 a 231. Dle tabulky dob trvání obnovy provozu jednotlivých úseků vedení bude proces obnovy těchto dvou vodičů trvat dohromady 1200 časových jednotek simulace. Po dokončení obnovy provozu tohoto úseku vedení mělo dojít k obnově dodávek výkonu do odběrového uzlu 111. Dle Optimalizačního softwaru bylo dále v rámci procesu obnovy provozu úseků vedení vhodné obnovit provoz úseku vedení složeného z paralelního spojení vodičů 247 a 248. Obnova provozu tohoto úseku vedení měla dle tabulky dob trvání obnovy provozu jednotlivých úseků vedení trvat 2400 časových jednotek simulace. Po obnovení provozu tohoto úseku vedení mělo dojít k obnovení dodávek elektrické energie do uzlu 112. Po dokončení obnovy provozu tohoto druhého úseku vedení tak měly být opět všechny uzly místní sítě napájeny. Z pohledu Optimalizačního softwaru tak s dokončením obnovy provozu tohoto úseku vedení končí proces obnovy dodávek elektrické energie odběratelům a to i přese skutečnost, že provoz úseku vedení tvořeného paralelním spojením vodičů 243 a 244 nebyl doposud obnoven. Zde je potřeba opět upozornit, že optimalizační algoritmus pro poruchový stav řízené sítě nevytváří plán obnovy provozu všech přerušených úseků vedení řízené sítě, ale tvoří plán obnovy dodávek elektrické energie do uzlů sítě postižených přerušením některých zdejších úseků vedení. Obnovovací proces navržený Optimalizačním softwarem je znázorněn ve schématu zdejší distribuční sítě na Obr. 53.



Obr. 53: Znárodnění plánu obnovy dodávek elektrické energie do odběrových uzlů zdejší řízené distribuční sítě pomocí schématu této sítě; úsek vedení 230-231 byl zapnut jako první v čase $t = 1205$ a úsek vedení 247-248 byl zapnut jako druhý v čase $t = 3605$

Po dokončení tvorby plánu obnovy Optimalizační software přistoupil k realizaci tohoto plánu. Za realizaci plánu obnovy zodpovídá v rámci Optimalizačního softwaru speciální funkce, která měří délku doby od zahájení obnovovacích prací na i -tém úseku vedení z pohledu plánu obnovy do aktuálního okamžiku. Tato funkce určí práce na i -tém úseku vedení jako dokončené v okamžiku, kdy je délka té změřené doby rovna délce doby uváděné jako doba obnovy daného úseku vedení v tabulce časů obnovy provozu jednotlivých úseků vedení. Po uvažovaném dokončení práce na i -tém úseku vedení pak tato realizační funkce požaduje provedení obnovovacích prací na úseku vedení nacházejícím se v plánu obnovy na místě $(i+1)$. V rámci testovací simulace Optimalizační software postupoval tak, jak bylo očekáváno, tedy poměřoval dosavadní délku doby realizace obnovy daného úseku vedení s dobou realizace obnovy daného úseku vedení dle tabulky časů obnovy.

Fáze testovací

Optimalizační software v rámci zdejšího testu správně setrval ve stavu poruchovém až do posledního okamžiku, kdy úsek vedení na posledním místě obnovovacího plánu ještě nebyl opětovně uveden do provozu. V čase simulace $t = 3605$ Optimalizační software ze vstupních dat zjistil, že všechny uzly řízené sítě jsou opět napájeny, a v reakci na toto zjištění přešel ze stavu poruchového do stavu normálního. Optimalizační software tedy úspěšně vytvořil a zrealizoval celý plán obnovy dodávek elektrické energie odběratelům a dostal se k obnově platnosti normálního provozního stavu řízené distribuční sítě. Dosažení stavu normálního pro mne značilo, že Optimalizační software úspěšně prošel celou touto testovací simulací.

Závěrem této kapitoly disertační práce tak můžu konstatovat, že v rámci dvou provedených testovacích simulací byly odzkoušeny všechny funkcionality Optimalizačního softwaru a to s takovým výsledkem, že vše funguje a pracuje přesně dle myšlenek představených již v tezích této disertační práce.

6 Závěr

V rámci řešení této disertační práce jsem vytvořil software pro optimální řízení elektrické distribuční sítě a softwarové a hardwarové periferie k tomuto řídicímu softwaru a v jednotlivých kapitolách této disertační práce jsem pak popsal jednotlivé fáze a kroky toho celého procesu tvorby řídicího softwaru a jeho periferií.

Jakmile byly všechny části Optimalizačního softwaru dokončeny a jakmile byly tyto části pospojovány v jeden celek (tj. výsledný Optimalizační software), otestoval jsem schopnosti Optimalizačního softwaru pomocí simulace dvou scénářů. Modelem distribuční sítě použitým v rámci obou simulací byl model reálné rozsáhlé distribuční sítě, konkrétně distribuční sítě Brno-Bohunice. Model této distribuční sítě vznikl jak v rámci procesu řešení problematik této disertační práce, tak v rámci procesu tvorby výstupů projektu TJ02000157 existujícího v rámci programu TAČR ZÉTA, kde místní aplikační garant, provozovatel této distribuční sítě spol. EGD, poskytl řešitelskému týmu data popisující jednotlivé prvky této sítě.

Scénář první simulace uvažoval výskyt jen normálních provozních stavů řízené rozsáhlé distribuční sítě. Scénář popisoval vývoj řízené distribuční sítě v období dlouhém třicet časových jednotek (zde může být uvažováno např. třicet sekund). Během těchto třiceti časových jednotek došlo v síti ve čtyřech různých časových okamžicích k celkem pěti událostem: v čase simulace $t = 6$ došlo k poklesu hodnoty odběru činného výkonu v odběrovém uzlu 102 na 0 kW, v čase simulace $t = 11$ došlo k přerušení provozu úseku vedení 273, v čase simulace $t = 16$ došlo k poklesu hodnoty odběru činného výkonu v odběrovém uzlu 107 na 0 kW a v čase simulace $t = 23$ došlo k vzrůstu hodnoty odběru činného výkonu v odběrovém uzlu 122 na 50 kW a k přerušení provozu úseku vedení 263. V počátku simulace, tedy v čase $t = 0$, byly nastaveny přepínače odboček vinutí u všech místních transformátorů na neutrální pozici 0, u žádného z místních říditelných odběrů výkonu nebylo aktivováno snížení hodnoty místního odběru a všechny úseky vedení řízené sítě byly v provozu (tedy ve stavu bez poruchy).

Scénář druhé simulace již uvažoval výskyt poruchového stavu. V této simulaci byl uvažován výskyt následující poruchy v řízené rozsáhlé distribuční síti: v čase simulace $t = 5$ došlo k přerušení provozu celé jedné větve rozsáhlé distribuční sítě a to větve, na které se nachází odběrové uzly 111 a 112. Tato větev má celkem tři úseky vedení a každý z nich je tvořen dvojicí paralelních vodičů. Výskyt jiného jevu v rámci tohoto scénáře uvažován nebyl.

Podrobné výsledky těchto simulací jsou uvedeny v kapitole 5.1, zde uvedu již jen souhrn mých závěrů z těchto dvou simulací. V rámci běhu obou simulací jsem zkoumal chování Optimalizačního softwaru nejen v těch časových okamžicích změny nějaké veličiny, ale také ve všech ostatních okamžicích. Jelikož smyslem těchto simulací bylo ověřit si, že se Optimalizační software vždy chová tak, jak by se dle daných vstupních dat chovat měl (tj. software v žádném svém kroku nenarazí na nějakou systémovou chybu, správně zpracovává vstupní data, správně určuje aktuální pozorované stavy, správně uchovává data o minulých stavech řízené sítě, správně spouští algoritmy pro ošetření obou možných provozních stavů sítě, úspěšně předává data mezi jeho hlavním algoritmem a algoritmy pro ošetření obou zde rozpoznávaných provozních stavů řízené sítě, správce kontingentních jevů dává správné rady ve správných okamžicích, výstupy algoritmu pro určení optimálního nastavení říditelných

prvků sítě jsou řešením alespoň blízkým skutečnému optimu řešené optimalizační úlohy, výstupy algoritmu pro určení optimálního plánu obnovy provozu úseků vedení jsou ty skutečně vedoucí k co nejmenšímu množství elektrické energie nedodané odběratelům (kde toto množství energie bylo určeno dle očekávaného vývoje odběru elektrické energie u jednotlivých odběratelů v čase) a tímto algoritmem vytvořený plán je pak v následujících časových okamžicích správně plněn, tak aby řízená síť mohla po naplnění tohoto plánu přejít zpět do normálního provozního stavu.

V rámci obou simulací jsem správné plnění každé výše zmíněné funkcionality prozkoumal hned několikrát. Do kódu programu jsem postupně vkládal různé speciální skripty sloužící jen pro účely monitorování chování jednotlivých částí programu. Po spojení jednotlivých částí Optimalizačního softwaru do jednoho celku se skutečně několik chyb objevilo, nicméně ty všechny byly na základě chování pozorovaného během dvou zdejších simulací odstraněny, a tak konečná podoba Optimalizačního softwaru by skutečně měla být schopna optimálně řídit elektrickou distribuční síť za všech okolností.

Proto také si dovoluji konstatovat, že cílů stanovených pro tuto disertační práci se mi podařilo dosáhnout. Optimalizační software je vybaven prvky patřící do současného hlavního proudu oblasti vývoje řízení elektrických distribučních sítí: zdejší algoritmus pro hledání optimálních nastavení sítě za jejího normálního stavu je založen na genetickém algoritmu a v rámci procesu ošetření normálního stavu sítě je zde používán správce kontingentních jevů. Pro určení vhodného postupu nápravy v případě výskytu poruchového stavu řízené sítě Optimalizační software využívá algoritmus založený na mé originální strategii. Práce Optimalizačního softwaru byla testována ve spojení s modelem reálné, rozsáhlé a z pohledu topologie velice komplikované distribuční sítě. Za aktuálně platných vnějších podmínek, kdy současné distribuční sítě ještě nejsou vybaveny soustavou měřicích a akčních prvků v dostatečném rozsahu a aktuální epidemie nemoci Covid-19 znemožňuje provedení i menších testů ve spojení s reálnou fyzickou infrastrukturou českých distribučních sítí, bylo testování ve spojení s matematickým modelem reálné rozsáhlé distribuční sítě maximem aktuálně možného. Jako zpochybnitelné vnímám plnění pouze u jednoho cíle disertační práce a to cíle vytvořit řídicí systém schopný řídit elektrickou distribuční síť v čase blízkém reálnému. Výpočetní náročnost vytvořeného programu, kterou jsem pozoroval během těch výše popsaných simulací dvou scénářů, by jistě byla nedostatečná pro řízení reálné distribuční sítě v čase blízkém reálnému. Na druhou stranu, tyto simulace byly realizovány na mém PC, který svou výpočetní výkoností odpovídá průměrnému kancelářskému PC. Instalací Optimalizačního softwaru na hardware s vyšší výkoností by jistě došlo ke zkrácení výpočetních časů, a tak by neměl být problém dimenzovat parametry řídicího počítače pro jeho nasazení v nějaké jedné konkrétní distribuční síti.

7 Seznam použité literatury

- 1 M. Guarnieri, "The Beginning of Electric Energy Transmission: Part Two [Historical]," in IEEE Industrial Electronics Magazine, vol. 7, no. 2, pp. 52-59, June 2013.
- 2 O. P. Malik, "Evolution of Power Systems into Smarter Networks," Journal of Control, Automation and Electrical Systems, vol. 24, no. 1-2, pp. 139–147, 2013.
- 3 BP, "BP Statistical Review of World Energy 2019," Available online: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf> [Accessed: 20-Jun-2020].
- 4 IEA, "World Energy Outlook 2019 – Analysis," Available online: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019> [Accessed: 20-Jun-2020].
- 5 EIA, "International Energy Outlook 2019." Available online: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf> [Accessed: 20-Jun-2020].
- 6 BloombergNEF, "New Energy Outlook 2019: Bloomberg NEF," Available online: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/> [Accessed: 20-Jun-2020].
- 7 IRENA (2019), "Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)," Available online: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2019.pdf [Accessed: 20-Jun-2020].
- 8 ExxonMobil, "The 2019 Outlook for Energy," Available online: https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/outlook-for-energy/2019-Outlook-for-Energy_v4.pdf [Accessed: 20-Jun-2020].
- 9 BP, "BP Energy Outlook, 2019 edition," Available online: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf> [Accessed: 20-Jun-2020].
- 10 Windpower Monthly, "Energy cost analysis 2020: Wind is ready for zero-subsidy future," Available online: <https://www.windpowermonthly.com/article/1671659/energy-cost-analysis-2020-wind-ready-zero-subsidy-future>. [Accessed: 20-Jun-2020].
- 11 IENE, "IRENA Forecasts 59% Solar PV Price Reduction By 2025," Available online: <http://www.iene.eu/irena-forecasts-59-solar-pv-price-reduction-by-2025-p2740.html> [Accessed: 20-Jun-2020].
- 12 BloombergNEF, "BNEF EVO Report 2020," Available online: <https://about.newenergyfinance.com/electric-vehicle-outlook/> [Accessed: 20-Jun-2020].
- 13 IEA, "Installed power generation capacity by source in the Stated Policies Scenario, 2000-2040 – Charts – Data & Statistics," IEA. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/installed-power-generation-capacity-by-source-in-the-stated-policies-scenario-2000-2040>. [Accessed: 20-Jun-2020].
- 14 Solární asociace, Available online: <https://www.solarniasociace.cz/cs> [Accessed: 20-Jun-2020].

Seznam použité literatury

- 15 Physics World, "Curtaiment: losing green power," Available online:
<https://physicsworld.com/a/curtailment-losing-green-power/>. [Accessed: 20-Jun-2020].
- 16 Frank Bold Advokáti, "Prosumer neboli samospotřebitel - zákazník jako výrobce a akumulátor energie," Prosumer neboli samospotřebitel - zákazník jako výrobce a akumulátor energie - Frank Bold Advokáti. [Online]. Available: <https://www.fbadvokati.cz/cs/clanky/592-prosumer-neboli-samospotrebitel-zakaznik-jako-vyrobce-a-akumulator-energie>. [Accessed: 20-Jun-2020].
- 17 E. Hossain, Z. Han, and H. V. Poor, Smart grid communications and networking. Cambridge: Cambridge University Press, 2013.
- 18 Chakraborty, Sudipta & Simoes, Marcelo & Kramer, W.E.. (2013). Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems: A Sourcebook of Topologies, Control and Integration. 10.1007/978-1-4471-5104-3.
- 19 "ČEZ: Kvůli obrovskému zájmu se letos bude stát dlouhá fronta na střešní fotovoltaiky, " Solární novinky. [Online]. Available: <https://www.solarninovinky.cz/cez-kvuli-rekordnimu-zajmu-se-letos-bude-stat-na-instalace-stresnich-fotovoltaike-dlouha-fronta/>. [Accessed: 08-Jan-2022].
- 20 J. Vysocky and S. Misak, "Review of Trends and Targets of Complex Systems for Power System Optimization," Energies, vol. 13, no. 5, p. 1079, 2020.
- 21 J. Warrington, C. Hohl, P. J. Goulart and M. Morari, "Rolling Unit Commitment and Dispatch With Multi-Stage Recourse Policies for Heterogeneous Devices," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 1, pp. 187-197, Jan. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2391233.
- 22 M. Heidarifar and H. Ghasemi, "A Network Topology Optimization Model Based on Substation and Node-Breaker Modeling," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 1, pp. 247-255, Jan. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2399473.
- 23 B. A. Robbins, H. Zhu and A. D. Domínguez-García, "Optimal Tap Setting of Voltage Regulation Transformers in Unbalanced Distribution Systems," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 1, pp. 256-267, Jan. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2392693.
- 24 E. Loukarakis, C. J. Dent and J. W. Bialek, "Decentralized Multi-Period Economic Dispatch for Real-Time Flexible Demand Management," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 1, pp. 672-684, Jan. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2402518.
- 25 K. Mahmoud, N. Yorino and A. Ahmed, "Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 2, pp. 960-969, March 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2418333.
- 26 "TJ02000157 – Optimalizace provozních parametrů elektrické distribuční soustavy s využitím umělé inteligence," TAČR Starfos. [Online]. Available: <https://starfos.tacr.cz/cs/project/TJ02000157>. [Accessed: 09-Oct-2021].
- 27 R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, Feb. 2011.

Seznam použité literatury

- 28 L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer et al, pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 6, pp. 6510-6521, Nov. 2018.
- 29 "Tkinter - Python interface to TCL/TK," tkinter - Python interface to Tcl/Tk - Python 3.10.0 documentation. [Online]. Available: <https://docs.python.org/3/library/tkinter.html>. [Accessed: 10-Oct-2021].

8 Seznam publikací, dalších typů výstupů práce a projektů

Soupis publikací souvisejících s tématem disertační práce

Indexované příspěvky:

- FOLTYN, Ladislav, Jan VYSOCKÝ, Giuseppe PRETTICO, Michal BĚLOCH, Pavel PRAKS a Gianluca FULLI. OPF solution for a real Czech urban meshed distribution network using a genetic algorithm. Sustainable Energy Grids & Networks. San Diego: Elsevier, 2021, 26(June), s. nestránkováno. ISSN 2352-4677.
- VYSOCKÝ, Jan a Stanislav MIŠÁK. Review of trends and targets of complex systems for power system optimization. Energies. Basilej: MDPI Open Access Publishing, 2020, 13(5), s. nestránkováno. ISSN 1996-1073.
- VYSOCKÝ, Jan, Vojtěch BLAŽEK, Michal PETRUŽELA, Stanislav MIŠÁK a Lukáš PROKOP. New user-friendly software application to simulate and visualize the distribution system operation. In: Proceedings of the 2019 20th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2019. Piscataway: IEEE, 2019. s. nestránkováno. ISBN 978-1-72811-333-3.
- VYSOCKÝ, Jan, Vojtěch BLAŽEK, Michal PETRUŽELA, Stanislav MIŠÁK a Lukáš PROKOP. Energy Management System for the Off-Grid Power Distribution Systems. In: Proceedings of the 2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). New York: IEEE, 2018. s. 1-6. ISBN 978-1-5386-4612-0.

Neindexované příspěvky:

- VYSOCKÝ, Jan, Vojtěch BLAŽEK, Michal PETRUŽELA, Stanislav MIŠÁK a Lukáš PROKOP. Review of radial distribution network reconfiguration algorithms based on mathematical optimization theory. In: Proceedings of the 10th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA 2019. Košice: Technical University of Košice, 2019. s. 577-581. ISBN 978-80-553-3324-3.

Soupis publikací nesouvisejících s tématem disertační práce

Indexované příspěvky:

- BLAŽEK, Vojtěch, Michal PETRUŽELA, Jan VYSOCKÝ, Lukáš PROKOP, Stanislav MIŠÁK a David SEIDL. Concept of Real-Time Communication in Off-Grid System with Vehicle-to-Home Technology. In: 2020 21st International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE): conference proceedings: 19-21 October 2020, Prague, Czech Republic. Piscataway: IEEE, 2020. s. 1-6. ISBN 978-1-72819-480-6.
- PETRUŽELA, Michal, Vojtěch BLAŽEK a Jan VYSOCKÝ. Analysis of Appliance Impact on Total Harmonic Distortion in Off-Grid System. In: Lecture Notes in Electrical Engineering. Volume 554. Cham: Springer, 2020. s. 844-849. ISBN 978-3-030-14906-2.

Seznam publikací, dalších typů výstupů práce a projektů

- PETRUŽELA, Michal, Vojtěch BLAŽEK, Jan VYSOCKÝ, Lukáš PROKOP a David SEIDL. Energy harvesting from discontinuous flow. In: Proceedings of the 2019 20th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2019. Piscataway: IEEE, 2019. s. nestránkováno. ISBN 978-1-72811-333-3.
- BLAŽEK, Vojtěch, Jan VYSOCKÝ, Michal PETRUŽELA, Lukáš PROKOP, Stanislav MIŠÁK a David SEIDL. Off-grid system for warning or signalling lighting of dangerous sections of roads. In: Proceedings of the 2019 20th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2019. Piscataway: IEEE, 2019. s. nestránkováno. ISBN 978-1-72811-333-3.
- PETRUŽELA, Michal, Vojtěch BLAŽEK, Jan VYSOCKÝ a Stanislav MIŠÁK. 3D analysis of vertical axis wind turbine with enclosure. In: Proceedings of the 2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). New York: IEEE, 2018. s. 1-5. ISBN 978-1-5386-4612-0.

Neindexované příspěvky:

- BLAŽEK, Vojtěch, Jan VYSOCKÝ, Michal PETRUŽELA, Stanislav MIŠÁK a Lukáš PROKOP. An estimation of appliance impact on frequency and power factor parameters in off-grid environment. In: Proceedings of the 10th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA 2019. Košice: Technical University of Košice, 2019. s. 571-576. ISBN 978-80-553-3324-3.

Užité vzory:

- J. Vysocký, L. Prokop, S. Mišák, P. Praks a L. Foltyn: Systém pro optimalizaci provozu elektrické distribuční sítě. 2020, ev.č.: 001/06-01-2020.

Funkční vzorky:

- J. Vysocký, D. Seidl: Systém pro sběr a zpracování dat z řízené elektrické sítě. 2020, ev.č.: 075/23-12-2020_F.

Software:

- L. Foltyn, J. Vysocký, P. Praks: Optimalizační software - Optimalizační algoritmus. 2020, ev.č.: 014/30-11-2020_SW.
- J. Vysocký, P. Praks, L. Foltyn, M. Běloch: Optimalizační software - matematický model řízené distribuční sítě. 2020, ev.č.: 021/07-12-2020_SW.
- J. Vysocký, P. Praks, L. Foltyn: Software pro optimalizaci provozu elektrické distribuční sítě za abnormálních provozních podmínek sítě a při výskytu poruch v síti. 2020, ev.č.: 013/30-11-2020_SW.

Řešitel projektů:

- TJ02000157: Optimalizace provozních parametrů elektrické distribuční soustavy s využitím umělé inteligence

Spoluúčast na řešení projektů:

- SP2021/109: Výzkum v oblasti diagnostiky izolačních systému IV
- SP2020/127: Výzkum v oblasti diagnostiky izolačních systému III
- SP2020/129: Výzkum v oblasti technologií a komponent pro smart grids III
- SP2019/159: Výzkum v oblasti technologií a komponent pro smart grids II
- SP2019/28: Výzkum v oblasti diagnostiky izolačních systému II
- SP2018/58: Výzkum v oblasti technologií a komponent pro smart grids
- SP2018/78: Výzkum v oblasti diagnostiky izolačních systémů
- SP2017/157: Vývoj bezkontaktní metody pro snímání degradační činnosti v izolačních systémech
- SP2017/159: Výzkum v oblasti technologií pro smart grids
- SP2016/128: Výzkum v oblasti autonomních energetických jednotek
- SP2015/178: Vývoj koncepce řízení aktivní inteligentní sítě

9 Seznam obrázků

Obr. 1: Dosavadní a očekávaný budoucí vývoj hodnoty celkového instalovaného výkonu různých typů zdrojů elektrické energie a bateriových akumulátorů dle Mezinárodní energetické agentury [13].....	8
Obr. 2: Schéma prvotního testovacího modelu sítě.....	15
Obr. 3: Vývoj velikosti fázorů napětí v jednotlivých uzlech sítě v průběhu simulace (napětí vyjádřeno v poměrné jednotce, kdy hodnota 1 odpovídá velikosti napětí rovné velikosti jmenovitého napětí daného uzlu).....	20
Obr. 4: Vývoj fáze fázorů napětí v jednotlivých uzlech sítě v průběhu simulace	21
Obr. 5: Vývoj hodnoty relativního proudového zatížení jednotlivých úseků vedení sítě (hodnota 100 % zde značí, že daným úsekem vedení protéká proud o velikosti rovné maximální dovolené velikosti proudu zde dlouhodobě tekoucího)	21
Obr. 6: Vývoj hodnoty relativního výkonového zatížení jednotlivých transformátorů instalovaných v síti (hodnota 100 % zde značí, že skrze daný transformátor je přenášen zdánlivý výkon o velikosti rovné velikosti jmenovitého výkonu daného transformátoru).....	22
Obr. 7: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během prvního běhu testovacího genetického algoritmu.....	24
Obr. 8: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během druhého běhu testovacího genetického algoritmu.....	25
Obr. 9: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během třetího běhu testovacího genetického algoritmu.....	25
Obr. 10: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během prvního běhu testovacího genetického algoritmu.....	28
Obr. 11: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během druhého běhu testovacího genetického algoritmu.....	28
Obr. 12: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během třetího běhu testovacího genetického algoritmu.....	29
Obr. 13: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během prvního běhu testovacího genetického algoritmu.....	31
Obr. 14: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během druhého běhu testovacího genetického algoritmu.....	31
Obr. 15: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během třetího běhu testovacího genetického algoritmu.....	32
Obr. 16: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během prvního běhu upraveného testovacího genetického algoritmu	35
Obr. 17: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během druhého běhu upraveného testovacího genetického algoritmu	36

Seznam obrázků

Obr. 18: Vývoj hodnoty účelové funkce čtyř průběžně nejkvalitnějších jedinců během třetího běhu upraveného testovacího genetického algoritmu	36
Obr. 19: Standardní a očekávaný vývoj odběru činného výkonu v jednotlivých uzlech prvotního testovacího modelu sítě	40
Obr. 20: Standardní a očekávaný vývoj odběru činného výkonu v jednotlivých uzlech prvotního testovacího modelu sítě	42
Obr. 21: Standardní a očekávaný vývoj odběru činného výkonu v jednotlivých uzlech prvotního testovacího modelu sítě	42
Obr. 22: Rozložení maximálních hodnot relativního proudového zatížení jednotlivých úseků vedení prvotního testovacího modelu sítě při přerušení jednotlivých úseků vedení tohoto modelu..	48
Obr. 23: Rozložení maximálních hodnot relativního výkonového zatížení jednotlivých transformátorů prvotního testovacího modelu sítě při přerušení jednotlivých úseků vedení tohoto modelu	48
Obr. 24: Tok dat ve zdejší datovém modelu	51
Obr. 25: Schéma elektrické distribuční sítě Brno-Bohunice, která posloužila jako vzor pro model sítě zde vytvořený za účelem testování optimalizačního softwaru	54
Obr. 26: Vývoj velikosti fázorů napětí v jednotlivých uzlech sítě v průběhu simulace (napětí je vyjádřeno v poměrné jednotce, kdy hodnota 1 odpovídá velikosti jmenovitého napětí daného uzlu)	57
Obr. 27: Vývoj fáze fázorů napětí v jednotlivých uzlech sítě v průběhu simulace	58
Obr. 28: Vývoj hodnoty relativního proudového zatížení jednotlivých úseků vedení sítě (hodnota 100 % zde značí, že daným úsekem vedení protéká proud o velikosti rovné maximální dovolené velikosti proudu dlouhodobě tekoucího daným úsekem)	58
Obr. 29: Vývoj hodnoty relativního výkonového zatížení jednotlivých transformátorů instalovaných v síti (hodnota 100 % zde značí, že skrze daný transformátor je přenášen zdánlivý výkon o velikosti rovné velikosti jmenovitého výkonu daného transformátoru).....	59
Obr. 30: Doba řešení úlohy popisu jednotlivých ustálených stavů tvořících Simulaci 1 a Simulaci 2.....	63
Obr. 31: Vývoj kvality jedinců v jednotlivých generacích genetického algoritmu v rámci jednoho běhu optimalizačního algoritmu při řešení místní optimalizační úlohy	66
Obr. 32: Vývoj hodnoty nákladové funkce jedinců napříč generacemi v rámci jednoho běhu optimalizačního algoritmu.....	74
Obr. 33: Vývoj absolutní chyby nákladové funkce nalezených konečných řešení sta běhů optimalizačního algoritmu.....	75
Obr. 34: Histogram rozložení hodnot nákladové funkce u všech nalezených konečných řešení úlohy napříč všemi sty provedenými běhy optimalizačního algoritmu	76
Obr. 35: Plán očekávaného vývoje odběru elektrického výkonu ze sledované distribuční sítě použitý při testování optimalizačního algoritmu pro poruchový stav sítě.....	78
Obr. 36: Postup obnovování provozu jednotlivých úseků vedení sledované distribuční sítě ..	79

Obr. 37: Schéma práce správce kontingentních jevů.....	82
Obr. 38: Schéma práce spojení správce kontingentních jevů a jádra Optimalizačního softwaru při normálním stavu řízené elektrické sítě.....	83
Obr. 39: Rozložení maximálních hodnot relativního proudového zatížení jednotlivých úseků vedení modelu rozsáhlé distribuční sítě při přerušení jednotlivých úseků vedení tohoto modelu.....	85
Obr. 40: Rozložení maximálních hodnot relativního výkonového zatížení jednotlivých transformátorů modelu rozsáhlé distribuční sítě při přerušení jednotlivých úseků vedení tohoto modelu	85
Obr. 41: Grafické vyjádření vztahu mezi délkou doby chodu optimalizačního algoritmu pro normální stav řízené sítě (tato veličina je v grafu značena T) a hodnotami parametrů A a B tohoto algoritmu	88
Obr. 42: Grafické vyjádření vztahu mezi délkou doby chodu optimalizačního algoritmu pro normální stav řízené sítě (tato veličina je v grafu značena T) a hodnotami parametrů B a C tohoto algoritmu	88
Obr. 43: Grafické vyjádření vztahu mezi délkou doby chodu optimalizačního algoritmu pro normální stav řízené sítě (tato veličina je v grafu značena T) a hodnotami parametrů A a C tohoto algoritmu	89
Obr. 44: Grafické a číselné vyjádření vztahu mezi počtem nedosažení konečného řešení úlohy a hodnotami parametrů A a B tohoto algoritmu	89
Obr. 45: Grafické a číselné vyjádření vztahu mezi počtem nedosažení konečného řešení úlohy a hodnotami parametrů B a C tohoto algoritmu.....	90
Obr. 46: Grafické a číselné vyjádření vztahu mezi počtem nedosažení konečného řešení úlohy a hodnotami parametrů A a C tohoto algoritmu	90
Obr. 47: Tři měřicí jednotky KMB SMC 334 během testování datového řetězce v laboratoři (jednotky SMC 334 jsou rozšířením jednotek SMC 233, proto na tělech vyfotografovaných jednotek je uveden značení SMC 233)	93
Obr. 48: Okno grafického uživatelského prostředí Optimalizačního softwaru	97
Obr. 49: Graf zobrazující vývoj velikosti napětí v jednotlivých odběrových uzlech řízené distribuční sítě v čase $t = 6$	100
Obr. 50: Graf zobrazující vývoj velikosti napětí v jednotlivých odběrových uzlech řízené distribuční sítě v čase $t = 11$	101
Obr. 51: Graf zobrazující vývoj velikosti napětí v jednotlivých odběrových uzlech řízené distribuční sítě v čase $t = 16$	102
Obr. 52: Graf zobrazující vývoj velikosti napětí v jednotlivých odběrových uzlech řízené distribuční sítě v čase $t = 23$	103
Obr. 53: Znárodnění plánu obnovy dodávek elektrické energie do odběrových uzlů na schématu zdejší řízené distribuční sítě; úsek vedení 230-231 byl zapnut jako první v čase $t = 1205$ a úsek vedení 247-248 byl zapnut jako druhý v čase $t = 3605$	105

10 Seznam tabulek

Tab. 1: Množina možných řešení zdejší optimalizační úlohy, které dle popisu ustáleného chodu sítě splňují všechna stanovená omezení prostoru řešení optimalizační úlohy; možná řešení jsou seřazena od řešení nejlepšího (tedy toho s nejmenšími celkovými ztrátami činného výkonu) po to nejhorší.....	34
Tab. 2: Konstanty použité v nákladové funkci zdejší optimalizační úlohy.....	71
Tab. 3: Konstanty použité v jednotlivých podmínkách definovaných v rámci zdejší optimalizační úlohy.....	72
Tab. 4: Hodnoty některých parametrů optimalizačního algoritmu.....	72
Tab. 5: Výstupy analýzy řešení zdejší úlohy hrubou silou	73
Tab. 6: Počet validních jedinců N v jednotlivých generacích jednoho běhu optimalizačního algoritmu (P značí řád dané generace).....	73
Tab. 7: Vztah mezi hodnotou instalovaného výkonu zdejší elektrárny (P) a hodnotou nákladové funkce konečného řešení úlohy (f).....	76
Tab. 8: Doba obnovy provozu jednotlivých úseků vedení sledované distribuční sítě; n – číslo úseku vedení, t – délka doby obnovování provozu daného úseku vedení (min).....	78
Tab. 9: Hodnota odběru činného výkonu v jednotlivých odběrových uzlech na počátku první simulace.....	98

11 Seznam příloh

Všechny přílohy jsou jen v elektronické podobě (Příloha v IS EDISON).

- Příloha I – prvotní testovací model elektrické sítě (dokument programu MS Word)
- Příloha II – hledání minima spojitě konvexní funkce pomocí testovacího genetického algoritmu (dokument programu MS Word)
- Příloha III – hledání minima nespojitě konvexní funkce pomocí testovacího genetického algoritmu (dokument programu MS Word)
- Příloha IV – hledání minima nespojitě nekonvexní funkce pomocí testovacího genetického algoritmu (dokument programu MS Word)
- Příloha IX – analýza jednotlivých kroků řešení úlohy popisu ustáleného chodu modelu elektrické sítě z pohledu jejich časové náročnosti (dokument programu MS Word)
- Příloha V – hledání optimálního nastavení prvotního testovacího modelu elektrické sítě (dokument programu MS Word)
- Příloha VI – rozcestník Optimalizačního softwaru posuzující stav sledované elektrické sítě (dokument programu MS Word)
- Příloha VII – hledání optimálního procesu obnovení provozu úseků vedení testovacího modelu elektrické sítě (dokument programu MS Word)
- Příloha VIII – tvorba prvotní verze správce kontingentních jevů (dokument programu MS Word)
- Příloha X – hledání optimálního nastavení modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě – úloha jednoduchá (dokument programu MS Word)
- Příloha XI – hledání optimálního nastavení modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě – úloha náročná (dokument programu MS Word)
- Příloha XII – popis optimálního procesu obnovy provozu vedení modelu rozsáhlé elektrické distribuční sítě (dokument programu MS Word)
- Příloha XIII – zapracování správce kontingentních jevů do Optimalizačního softwaru (dokument programu MS Word)
- Příloha XIV – optimalizace vnitřních parametrů optimalizačního algoritmu pro normální stav řízené sítě (dokument programu MS Word)
- Příloha XV – tvorba grafického uživatelského prostředí Optimalizačního softwaru (dokument programu MS Word)