



# VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

## FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

## ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

## POTENCIÁL NEFREKVENČNÍCH PODPŮRNÝCH SLUŽEB PRO PROVOZOVATELE DISTRIBUČNÍ SÍTĚ

POTENTIAL OF NON-FREQUENCY ANCILLARY SERVICES FOR A DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR

### DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

### AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Filip Reiskup

### VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Michal Ptáček, Ph.D.

BRNO 2020

# Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

**Student:** Bc. Filip Reiskup

**ID:** 171060

**Ročník:** 2

**Akademický rok:** 2019/20

## NÁZEV TÉMATU:

**Potenciál nefrekvenčních podpůrných služeb pro provozovatele distribuční sítě**

## POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Rešerše problematiky nefrekvenčních podpůrných služeb v rámci stávající nebo připravované národní regulatiky, a související evropské legislativy (Clean Energy Package for All Europeans)
2. Stanovení potenciálu poptávky ze strany distributora po jednotlivých nefrekvenčních podpůrných službách, pro konkrétní segmenty distribuční sítě ECD (uzlové oblasti, linky, klíčové body z pohledu obnovy chodu sítě apod.) na základě analýzy provozních dat ECD
3. Analýza stávajících zdrojů, akumulčních zařízení elektřiny a jiných energetických zařízení připojených do DS ECD, která mají potenciál tyto služby poskytovat, a vyčíslení tohoto potenciálu pro konkrétní segmenty distribuční sítě ECD

## DOPORUČENÁ LITERATURA:

Návrh přílohy 7 PPDS

Clean Energy Package for All Europeans

dále podle pokynů vedoucího práce

**Termín zadání:** 3.2.2020

**Termín odevzdání:** 1.6.2020

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

**doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.**  
předseda oborové rady

## UPOZORNĚNÍ:

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

## Bibliografická citace práce

REISKUP, Filip. *Potenciál nefrekvenčních podpůrných služeb pro provozovatele distribuční sítě*. Brno, 2020. Dostupné také z: <https://www.vutbr.cz/studenti/zav-prace/detail/127238>. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce Michal Ptáček.

„Prohlašuji, že svou diplomovou práci na téma *Potenciál nefrekvenčních podpůrných služeb pro provozovatele distribuční sítě E.ON Distribuce a.s.* jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

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

V Brně dne: 27.5.2020

.....

## Poděkování

Rád bych poděkoval vedoucímu mé diplomové práce Ing. Michalu Ptáčkovi, PhD. za odborné rady, ochotu a vstřícnost při zpracování této práce. Mé poděkování patří také Ing. Michalu Juríkovi ze společnosti E.ON Distribuce a.s. za spolupráci při realizaci praktické části práce.



## Abstrakt

Diplomová práce se zabývá tématem nefrekvenčních podpůrných služeb. První část práce nabízí přehled podpůrných služeb v rámci přenosové soustavy a zdůrazňuje změny v důsledku implementace evropských nařízení SOGL a EBGL. V další části jsou popsány připravované typy nefrekvenčních podpůrných služeb, které jsou součástí aktualizace přílohy 7 Pravidla provozování distribuční soustavy. V práci je zhodnocena poptávka v oblasti působnosti provozovatele distribuční soustavy E.ON Distribuce po těchto službách.

Praktická část práce je zaměřena na analýzu provozních dat toků jalových výkonů v napájecích uzlech sítě (rozvodny 400/220/110 kV). Určuje problematické oblasti sítě z hlediska přetoků jalového výkonu do přenosové soustavy. V další části je stanoven dostupný potenciál pro ovlivnění toků jalových výkonů pomocí stávajících zdrojů zapojených do daného distribučního území.

**Klíčová slova:** podpůrné služby; nefrekvenční podpůrné služby; distribuční soustava; přenosová soustava; management toku jalového výkonu

## Abstract

This thesis provides a basic overview of the ancillary services in a transmission system. It summarizes changes regarding the implementation of European directives SOGL and EBGL. It describes in detail a portfolio of non-frequency ancillary services used in the distribution systems. It evaluates the demand of E.ON distribution system potential for those services in particular locations.

Practical part is focused on a potential of reactive power management in this distribution area. It evaluates reactive power flow into transmission system and indicates the most critical substations. This thesis also covers analysis of existing resources in this distribution area and assign their possible potential in reactive power management.

**Key words:** ancillary services; non-frequency services; distribution system; transmission system; reactive power management

# Obsah

Seznam tabulek .....	12
Seznam symbolů a zkratk .....	13
1 Úvod .....	16
2 Elektrizační soustava .....	17
2.1 Rozdělení elektrizační soustavy .....	17
3 Systémové služby .....	19
3.1 Systémové služby v distribuční síti.....	20
4 Podpůrné služby pro PPS.....	21
4.1 Zajišťování podpůrných služeb .....	23
4.2 Propojené soustavy.....	24
4.3 Služby výkonové rovnováhy (SVR) .....	27
4.3.1 Proces automatické regulace frekvence (FCP) .....	27
4.3.2 Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP)...	28
4.3.3 Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP <sub>t</sub> ).....	29
4.3.4 Proces náhrady záloh (RRP) .....	31
4.3.5 Proces vyrovnaní výkonové bilance.....	31
4.4 Ostatní podpůrné služby .....	33
4.4.1 Snížení výkonu (SV <sub>30</sub> ).....	33
4.4.2 Sekundární regulace $U/Q$ (SRUQ).....	34
4.4.3 Ostrovní provoz (OP) .....	35
4.4.4 Schopnost startu ze tmy (BS).....	36
4.4.5 Dodávka regulační energie ze zahraničí (EregZ).....	38
5 Podpůrné služby v DS .....	39
5.1 Nefrekvenční podpůrné služby (PpS-N).....	40
5.1.1 Certifikace a vyhodnocování PpS-N.....	42
5.2 Služby jalového výkonu.....	45
5.2.1 Řízení napětí .....	45
5.2.2 Řízení toků jalových výkonů .....	47
5.2.3 Certifikace a vyhodnocení služeb jalového výkonu.....	47
5.3 Schopnost lokální stabilizace výkonu a napětí.....	50



5.4 Služby obnovy distribuční soustavy .....	51
5.4.1 Schopnost ostrovního provozu výrobní s částí DS.....	51
5.4.2 Schopnost startu výrobní ze tmy a dodání výkonu $P$ a $Q$ do vyčleněné části DS .....	54
6 Jalový výkon v elektrizační soustavě .....	57
6.1 Kompenzace jalového výkonu .....	58
6.2 Prvky ovlivňující jalový výkon v soustavě.....	60
7 Potenciál PpS-N v síti E.ON Distribuce .....	67
7.1 Popis analyzované oblasti .....	68
7.2 Analýza přetoků jalového výkonu z DS do PS .....	70
7.2.1 Vliv zatížení sítě na tok jalového výkonu .....	75
7.2.2 Charakteristické průběhy toku $Q$ v čase .....	78
7.2.3 Potenciál pro regulaci $Q$ na distribučním území E.ON Distribuce .....	83
7.2.4 Odhadované náklady na nákup flexibility .....	87
7.2.5 Aktuální stav regulace toku jalového výkonu.....	91
7.3 Potenciál ostatních nefrekvenčních podpůrných služeb .....	94
7.3.1 Služba řízení napětí.....	94
7.3.2 Schopnost lokální stabilizace výkonu a napětí .....	95
7.3.3 Služby obnovy distribuční soustavy .....	96
8 Závěr .....	97
Použitá literatura.....	100

## Seznam obrázků

Obr. 1 – Schéma elektrizační soustavy [2] .....	17
Obr. 2 – Distribuční oblasti ČR [4] .....	18
Obr. 3 – Rozdělení synchronních soustav [12] .....	25
Obr. 4 – Vyrovnání výkonové bilance [15] .....	32
Obr. 5 – Změny FAT pro dané služby výkonové rovnováhy .....	33
Obr. 6 – Proces certifikace [8] .....	43
Obr. 7 – Požadavky povinné podpory výroben a odběratelů [8] .....	46
Obr. 8 – Certifikovaný rozsah jalového výkonu [8] .....	48
Obr. 9 – Příklad vyhodnocování služby jalového výkonu pro nově připojené moduly [8] .....	49
Obr. 10 – Příklad vyhodnocování služby jalového výkonu pro stávající výroby [8] .....	49
Obr. 11 – Příklad vyhodnocování služby lokální stabilizace výkonu a napětí [8] .....	51
Obr. 12 – Diagram výkonů [20] .....	57
Obr. 13 – Diagram výkonů [26] .....	61
Obr. 14 – Distribuční soustava E.ON Distribuce a uzlové rozvodny (upraveno z [4]) .....	68
Obr. 15 – Procentuální zobrazení toků $Q$ v napájecích uzlech ve sledované.....	71
Obr. 16 – Histogram $Q$ pro rozvodnu Otrokovice v celém sledovaném období.....	74
Obr. 17 – Krabicový graf bilance $Q$ .....	74
Obr. 18 – Srovnání bilance toku $Q$ v pracovní dny (6:00 až 22:00) a o víkendech.....	77
Obr. 19 – Průběh toku $Q$ za měsíc červenec v rozvodnách oblasti západ .....	78
Obr. 20 – Průběh toku $Q$ za měsíc červenec v rozvodnách oblasti východ .....	79
Obr. 21 – Průběh toku $Q$ pro vybraný týden v červnu .....	80
Obr. 22 – Průběh toku $Q$ dne 5.12.2019 .....	81
Obr. 23 – Průběh toku $Q$ v období Vánoc a přelomu roku .....	82
Obr. 24 – Průběh toku $Q$ během Velikonoc 2019 .....	83
Obr. 25 – Zdroje v distribuční síti E.ON Distribuce.....	84
Obr. 26 – Zdroje v distribuční síti E.ON Distribuce zapojené na úrovni 22 kV .....	85
Obr. 27 – Dostupný potenciál $Q$ na úrovni 22 kV při regulaci $\cos\varphi=0,95$ .....	85
Obr. 28 – Dostupný potenciál $Q$ na úrovni 22 kV při regulaci $\cos\varphi=0,90$ .....	86
Obr. 29 – Tok výkonů $P$ a $Q$ v období Velikonoc 2020 .....	92
Obr. 30 – Tok výkonů v období $P$ a $Q$ Velikonoc 2020 .....	93

---

Obr. 31 – Vliv využití regulace toku jalového výkonu ..... 94

## Seznam tabulek

Tab. 4.1 – Přehled parametrů služeb výkonové rovnováhy .....	33
Tab. 5.1 – Frekvenční limity pro ostrovní provoz [8] .....	52
Tab. 6.1 – Nabíjecí výkony venkovního vedení [26] .....	64
Tab. 6.2 – Nabíjecí výkony kabelových vedení [26] .....	64
Tab. 7.1 – Transformátory a napěťové hladiny v uzlových rozvodnách .....	69
Tab. 7.2 – Bilance toků jalového výkonu $Q$ .....	71
Tab. 7.3 – Charakteristické hodnoty bilance toků jalového výkonu $Q$ .....	72
Tab. 7.4 – Bilance toků jalového výkonu $Q$ v pracovní dny v čase 6:00 – 22:00.....	75
Tab. 7.5 – Bilance toků jalového výkonu $Q$ o víkendech.....	76
Tab. 7.6 – Přiřazení potenciálu pro regulaci $Q$ .....	87
Tab. 7.7 – Náklady na kompenzaci $Q$ .....	87
Tab. 7.8 – Optimální velikost $Q_{BASE}$ a celkových nákladů při ceně $C_{FEE} = 440$ Kč/MVArh.....	88
Tab. 7.9 – Hraniční cena $C_{BASEh}$ .....	89
Tab. 7.10 – Optimalizace velikosti tlumivky při ceně služeb $C_{BASEh} = 26,19$ Kč/MVArh .....	90
Tab. 7.11 – Porovnání navržené velikosti tlumivky a dostupného potenciálu oblasti.....	91

## Seznam symbolů a zkratk

Označení	Popis	Jednotka
$C$	kapacita	F
$C_{BASE}$	cena za „ohlášený“ základní přetok $Q$ do PS	Kč
$C_{BASEh}$	hraniční cena za nákup služby pro omezení toku $Q$ do PS	Kč
$C_{FEE}$	cena za nevyžádanou dodávku $Q$ do PS	Kč
$\cos\varphi$	účinník	-
$f$	frekvence	Hz
$f_n$	zadaná frekvence	Hz
$I$	proud	A
$I_0$	poměrný proud naprázdno	-
$K$	výkonové číslo soustavy	MW/Hz
$L$	indukčnost	H
$N_{BASE}$	náklady za „ohlášený“ základní přetok $Q$	Kč
$N_{FEE}$	náklady za nevyžádaný přetok $Q$ do PS	Kč
$N_{KOM}$	investiční náklady na ideální komp. zařízení za jeden rok	Kč
$N_{Nákup}$	roční náklady za nákup služeb pro omezení přetoku $Q$	Kč
$N_{PER100\%}$	náklady na komp. zařízení na úrovni max. přetoku $Q$	Kč
$N_{PER95\%}$	náklady na komp. zař. na úrovni 5. percentilu hodnot $Q$	Kč
$N_{TOT}$	celkové náklady při ceně $C_{FEE} = 440$ Kč/MVArh	Kč
$N_{TOTh}$	celkové náklady při ceně $C_{FEEh} = 26,19$ Kč/MVArh	Kč
$P$	činný výkon	W
$P_D$	dolní hranice dohodnutého zvýšení činného výkonu	W
$P_{dos}$	dosažitelný výkon výroby daný výrobním procesem	W
$P_{min}$	minimální hodnota činného výkonu	W
$P_n$	nominální výkon jednotky	W
$P_p$	přirozený výkon vedení	W
$P_{PC}$	celková hodnota poskytovaného zvýšení činného výkonu	W
$P_{SJ}$	horní hranice dohodnutého zvýšení činného výkonu	W
$Q$	jalový výkon	Var
$Q_{BASE}$	rezervovaný jalový výkon	Var
$Q_{CK}$	nabíjecí výkon venkovního vedení	Var/km
$Q_{KOM}$	ideální velikost tlumivky pro omezení přetoků	Var
$Q_{MAXPP}$	max. jalového výkonu dané pásmem povinné podpory	VAr
$Q_{MAXS}$	maximální smluvně daná hodnota jalového výkonu	Var
$Q_{MAX}^{P_{dos}}$	maximální hodnota jalového výkonu při $P_{dos}$	VAr
$Q_{MIN}^{P_{min}}$	minimální hodnota jalového výkonu při $P_{min}$	VAr
$Q_{MINPP}$	min. jalového výkonu dané pásmem povinné podpory	Var
$S$	zdánlivý výkon	VA

$s$	statika	%
$t$	čas	s
$t_A$	čas aktivace služby ze strany PDS	hod
$t_B$	čas deaktivace služby	hod
$T_{COR}$	doba opravného plnění	hod
$t_{ks}$	čas konce poskytování služby stabilizace výkonu a napětí	hod
$T_{PC}$	doba poskytování PpS-N (lokální stabilizace výkonu a napětí)	hod
$T_{PH}$	doba skutečného plnění služby	hod
$T_{PQ}$	doba poskytování PpS-N (služby jalového výkonu)	hod
$T_{RH}$	doba regulace s využitím celého certifikovaného rozsahu	hod
$T_{SH}$	doba přifázování výroby k síti	hod
$t_{ss}$	čas startu poskytování služby stabilizace výkonu a napětí	hod
$U$	napětí	V
$u_k$	poměrné napětí nakrátko	-
$U_s$	sdužená hodnota napětí	V
$Z_v$	vlnová impedance vedení	$\Omega$
$\Delta f$	odchylka frekvence od zadané frekvence	Hz
$\Delta P$	požadovaná změna výkonu jednotky	W
$\Delta Q_0$	jalové ztráty naprázdno	Var
$\Delta Q_k$	jalové ztráty nakrátko	Var
$\Delta Q_z$	jalové ztráty v podélné impedanci	VAR
$\lambda$	výkonové číslo soustavy	-

Označení	Popis
ACE	Area Control Error – regulační odchylka oblasti
aFRP	automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
aFRR	záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací
BPE	bioplynová výroba
BS	schopnost startu ze tmy
ČEPS	ČEPS, a.s. - provozovatel přenosové soustavy v ČR
DECE	decentrální zdroje
DS	distribuční soustava
E.ON Distribuce	E.ON Distribuce, a.s. – provozovatel distribuční soustavy v ČR
EregZ	dodávka regulační energie ze zahraničí
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	elektrizační soustava
FAT	doba do plné aktivace (Full Activation Time)
FCP	proces automatické regulace frekvence
FCR	záloha pro automatickou regulaci frekvence
FVE	fotovoltaická elektrárna
KGE	kogenerační jednotka

mFRP <sub>t</sub>	ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
mFRR <sub>t</sub>	zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do t minut
MZ <sub>t</sub>	minutové zálohy
NN	nízké napětí
OP	schopnost ostrovního provozu
OTE	operátor trhu s elektřinou
OZE	obnovitelné zdroje energie
PPDS	Pravidla provozování distribuční soustavy
PpS	podpůrné služby
PpS-N	nefrekvenční podpůrné služby
PR	primární regulace
PS	přenosová soustava
RRP	proces náhrady záloh
SR	sekundární regulace
SRUQ	sekundární regulace $U/Q$
SV <sub>30</sub>	snížení výkonu
SVR	služby výkonové rovnováhy
SyS	systemové služby
VN	vysoké napětí
VVN	velmi vysoké napětí
ZVN	zvlášť vysoké napětí

# 1 Úvod

Po dlouhá léta byly dominantním zdrojem elektrické energie velké systémové elektrárny. Jde o zdroje velkých výkonů, tedy řádově ve stovkách megawatt. Výhodou těchto zdrojů jsou ve většině případů nižší měrné náklady na provoz. Na druhou stranu rostou ztráty v přenosu vyrobené energie ke konečnému spotřebiteli a je obtížná (často téměř nemožná) jejich okamžitá regulace na vývoj okamžité spotřeby. Díky moderním technologiím a rostoucím požadavkům odběratelů se stále zvyšuje procento tzv. decentrálních zdrojů. Tyto zdroje mohou navíc v současné době dosáhnout na určitou formu podpory (výkupní cena, zelený bonus apod.) [35].

Decentrální zdroje elektrické energie jsou všechny zdroje, které jsou provozovány paralelně s distribuční soustavou, tedy do úrovně vysokého a nízkého napětí [35]. Jak již z definice vyplývá, tak jsou tyto zdroje umístěny blízko konečného spotřebitele a odpadají, resp. výrazně klesají, ztráty způsobené přenosem vyrobené energie. Na druhou stranu se ovšem jedná o zdroje malých až středních výkonů. Mezi decentrální zdroje řadíme např. fotovoltaické, malé vodní, bioplynové, větrné elektrárny ale také elektrárny na spalování biomasy, či kogenerační jednotky. V současné době mohou být tyto zdroje doplněny i o systém akumulace elektrické energie.

Díky vývoji akumulčních systémů a novým technologiím v domácnostech se také hůře predikuje průběh spotřeby, který je důležitý pro dispečera při řízení sítě. Tím roste význam systémových a následně také podpůrných služeb. Aktuálně se na evropské úrovni usiluje o vytvoření platformy pro obchodování se standardními produkty služeb výkonové rovnováhy. Pro potřeby provozovatele distribuční sítě se uvažuje o využívání nefrekvenčních podpůrných služeb. Proto se tato práce zabývá popisem těchto nefrekvenčních služeb. Ve větším detailu je zde zhodnocen potenciál na části území elektrizační soustavy ČR pro jednu z těchto služeb.

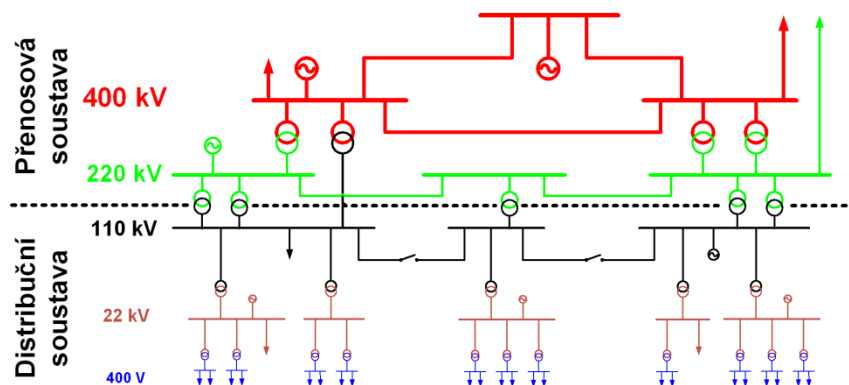


## 2 Elektrizační soustava

V průběhu vývoje lidstva se potřeby pro život člověka vyvíjely. Jako byl v minulosti důležitý oheň, tak dnes můžeme s jistotou říct, že stejně důležitá je také elektřina. Elektrická energie je použita jako východí pro přeměnu na jinou potřebnou formu jako teplo, světlo nebo kinetická energie. V domácnostech se nachází nespočet spotřebičů, které využívají elektrickou energii, a proto by si dnes málokdo dokázal přestavit život bez připojení k elektrické síti. Elektřina má ovšem i značnou nevýhodu a tou je obtížné „skladování“. Z tohoto důvodu je pozornost mnoha vědců soustředěna na výzkum v oblasti akumulace elektrické energie. I přes nedávný technologický vývoj je pro správné fungování elektrické sítě nutné, aby byla vždy zajištěna rovnováha mezi výrobou a spotřebou. Tato podmínka klade vysoké nároky na přenos elektrické energie, který je zprostředkován elektrizační soustavou. Dle [1] je elektrizační soustava část energetické soustavy a zahrnuje všechny silnoproudá zařízení sloužící k získání elektrické energie a k jejímu přenosu a rozvodu až po jednotlivé spotřebiče.

### 2.1 Rozdělení elektrizační soustavy

Elektrizační soustava je tvořena elektrickými stanicemi, výrobami elektrické energie a elektrickými sítěmi. Elektrizační síť dělíme na distribuční a přenosovou. Dělení elektrizační soustavy je zobrazeno na následujícím obrázku.

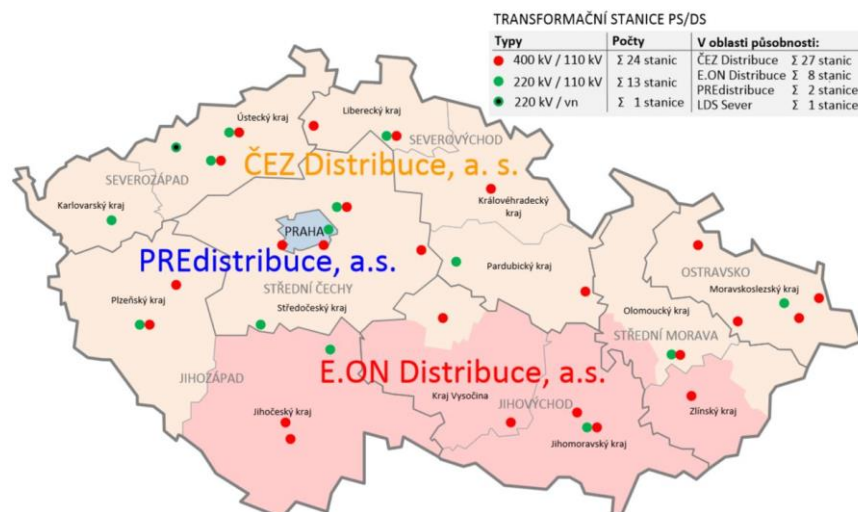


Obr. 1 – Schéma elektrizační soustavy [2]

Přenosová soustava (PS) je v podstatě kostrou celé elektrické sítě a napájí distribuční soustavy. V České republice je tvořena sítěmi s napětími 400 kV a 220 kV. Výjimku tvoří část sítě pracující na napěťové úrovni 110 kV, v okolí rozvodny Kočín. Provozovatelem přenosové soustavy je společnost ČEPS a.s. (dále jen ČEPS), která je vlastněna státem. Hlavní funkcí přenosové soustavy je přenos výkonů na velké vzdálenosti, vyvedení výkonu velkých systémových zdrojů a v neposlední řadě také propojení elektrizační soustavy na sousední státy. V současné době je česká přenosová soustava propojena s okolními státy celkem 11 vedeními 400 kV a 6 vedeními 220 kV [3]. Toto propojení s okolními státy je důležité mimo jiné z hlediska stability celé soustavy i vzhledem k možnému výpadku významného zdroje na našem území a stability kmitočtu. Důležitým hlediskem přenosové soustavy je velikost napětí, na kterém je

přenos elektrické energie zajištěn. Jak již bylo zmíněno výše v ČR je to výhradně napětí 400 kV a 220 kV. Těchto napěťových úrovní se využívá kvůli snížení přenosových ztrát vznikajících průchodem elektrického proudu. Aplikací Ohmova zákona lze dokázat, že pro přenos stejného výkonu při vyšším napětí se sníží procházející elektrický proud a tím i tyto ztráty.

Distribuční soustava (DS) slouží k dodávce elektrické energie až ke koncovým odběratelům. Výkon je přenášen na kratší vzdálenosti než u přenosové soustavy. Je tvořena sítí velmi vysokého napětí 110 kV, dále sítěmi 35, 22, 10 a 6 kV (vysoké napětí) a sítí nízkého napětí 400/230 V. Nižší napětí nevyžaduje využití tak masivních konstrukcí jako u přenosové soustavy při současném dodržení bezpečných izolačních vzdáleností. Distribuční soustava je na území ČR oproti přenosové tvořena také kabelovým vedením, které tvoří podstatnou část sítí nízkého napětí v městských oblastech. Do DS jsou připojeny elektrárny nižších výkonů (např. malé vodní elektrárny) a současně napájí všechny domácnosti, veřejné prostory a průmyslové podniky. Z ekonomických důvodů je kvůli své rozlehlosti provozována jako paprsková, případně průběžná což má za příčinu fakt, že není vždy schopna zajistit 100% dodávku elektrické energie zejména v odlehlých oblastech. Česká republika je rozdělena do tří oblastí podle příslušného provozovatele DS. Graficky je toto rozdělení zobrazeno na obr.2. Společnost ČEZ Distribuce, a.s. dodává elektřinu v západních, středních, severních a východních Čechách a na severní Moravě. Na jižní části ČR (oblast jižních Čech, Vysočiny a jižní Moravy) je provozovatelem distribuční soustavy společnost E.ON Distribuce, a.s. (dále E.ON Distribuce). V Praze zajišťuje dodávku elektrické energie společnost PRE distribuce, a.s. [2].



Obr. 2 – Distribuční oblasti ČR [4]

Hlavní rozdíl mezi PS a DS je kromě rozdílné hladiny provozovaného napětí také zapojení jednotlivých sítí. Pro přenosovou soustavu platí, že jsou až na provozní výjimky všechna vedení a transformátory vzájemně propojeny. Každá trafostanice je připojena na dvě a více okolních uzlů. Při vypnutí jednoho vedení, tak nezůstane trafostanice, která napájí určitou oblast distributora elektrické energie, bez napětí. Tento princip se nazývá kritérium N-1. Dalším rozdílem je druh provozování soustavu z pohledu zapojení uzlu transformátoru.

## 3 Systémové služby

Systémové služby (SyS) jsou dle [5] definovány jako „činnosti ČEPS, kterými zajišťuje kvalitu a spolehlivost dodávky elektřiny na úrovni přenosové soustavy (PS) a plnění mezinárodních závazků a podmínek propojení elektrizační soustavy (ES) ČR.“ Kvalita elektřiny je dána hodnotami frekvence a napětí, které jsou definovány v Kodexu PS [6]. Spolehlivost neboli nepřerušenosť dodávky elektrické energie je stanovena průměrným počtem a trváním jednotlivých výpadků dodávky v předacích místech. Systémové služby slouží také k zajištění požadavků pro provoz elektrizační soustavy ČR vyplývajících z mezinárodní spolupráce v rámci sdružení ENTSO-E. ENTSO-E neboli Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav (European Network of Transmission System Operators for Electricity) je sdružení 43 provozovatelů přenosových soustav z 36 států Evropy. Snahou této asociace je zajistit mezinárodní fungování obchodu s elektřinou.

Systémové služby zajišťují zejména okamžitou rovnováhu mezi výrobou a spotřebou elektrické energie v případech, kdy dojde k výpadku významné výroby nebo například ke kolísavému odběru na straně spotřeby.

Provozovatel přenosové soustavy zajišťuje následující systémové služby, které jsou stanoveny v Kodexu I. – Základní podmínky pro užívání přenosové soustavy [6]:

- Udržování kvality elektřiny
  - Udržování souhrnné výkonové zálohy pro primární regulaci frekvence
  - Sekundární regulace  $f$  a  $P$
  - Sekundární regulace napětí
  - Terciální regulace napětí
  - Zajištění kvality napěťové sinusovky
  - Zajištění stability přenosu
- Udržování výkonové rovnováhy v reálném čase
  - Sekundární regulace  $f$  a  $P$
  - Terciální regulace výkonu
  - Využití dispečerské zálohy
- Obnovení provozu
  - Plán obnovy
  - Schopnost ostrovního provozu
  - Schopnost startu ze tmy

- Dispečerské řízení (mimo výše zmíněné)
  - Zajištění bezpečnosti provozu prostřednictvím plánu obrany a provozních instrukcí
  - Řízení propustnosti sítě (toků činných výkonů) pomocí zapojení sítě, redispečinku a protiobchodu

Kritéria pro posuzování jednotlivých ukazatelů jsou dány technickými normami, předpisy a instrukcemi platných v rámci ČEPS a ENTSO-E [6].

Systémové služby jsou součástí ceny za elektřinu, a tak jsou placeny všemi využiteli těchto služeb, to znamená zákazníky i výrobci. Peníze jsou vypláceny provozovateli PS, tedy společnosti ČEPS, prostřednictvím poplatků provozovatelům regionálních distribučních soustav. Ceny za systémové služby stanovuje Energetický regulační úřad (ERÚ) pro každý následující kalendářní rok. Tyto ceny jsou vztaženy ke kWh, takže spotřebitel (subjekt, který danou službu využívá) platí za skutečně odebrané množství elektrické energie [5].

### 3.1 Systémové služby v distribuční síti

Dle dokumentu Pravidla provozování distribučních soustav (PPDS) [7], který byl schválen Energetickým regulačním úřadem, jsou systémové služby v distribuční síti definovány jako: „činnosti prováděné provozovatelem DS v rozsahu jeho povinností a kompetencí pro zajištění spolehlivého provozu elektrizační soustavy ČR, pro zajištění služeb distribuce a takových parametrů DS, při nichž jsou dodrženy standardy kvality dodávek elektřiny a souvisejících služeb.“ Mezi systémové služby, které zajišťuje provozovatel distribuční soustavy patří [7]:

- **Obnova provozu distribuční soustavy**  
Postup obnovy napětí v částech distribuční soustavy po přerušení dodávky z některého z předávacích míst PS/DS nebo výpadku celé PS na základě předem určených priorit odběratelů.
- **Zajištění kvality napěťové a proudové sinusovky**  
Tato služba se týká sledováním kvality dodávané a odebírané elektřiny v distribuční soustavě, hledání zdrojů snižujících kvalitu napětí a návrhy, případně i realizace opatření pro zlepšení kvality napětí na úrovni distribuční soustavy.
- **Regulace napětí a jalového výkonu v distribuční soustavě**  
Cílem regulace napětí a jalového výkonu v distribuční soustavě je udržení hodnot napětí a toků jalového výkonu ve vybraných uzlech v předepsaných mezích.

## 4 Podpůrné služby pro PPS

Pro zajištění systémových služeb (SyS) slouží podpůrné služby (PpS), které jsou poskytovány pro potřeby provozovatele přenosové soustavy. Podpůrné služby jsou dle [10] definovány jako: „činnosti fyzických nebo právnických osob pro zajištění provozování elektrizační soustavy a pro zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny.“ Pomocí podpůrných služeb se mohou dorovnat okamžité odchylky mezi výrobou a spotřebou, a to změnami na straně spotřeby nebo úpravou výkonů výroby.

Nabízet PpS může kterýkoliv subjekt připojený do elektrizační soustavy, pokud splní technické a obchodní podmínky stanovené provozovatelem přenosové soustavy [9]. Více o těchto podmínkách v části 4.1. Pro zajištění SyS obstarává provozovatel přenosové soustavy podpůrné služby dvěma způsoby:

- Nákupem od zdrojů těchto služeb v elektrizační soustavě ČR a okolních soustavách
- Vlastními prostředky

Podpůrné služby je možné rozdělit do dvou kategorií [9]:

- Služby výkonové rovnováhy
  - Proces automatické regulace frekvence (FCP)
  - Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP)
  - Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP<sub>t</sub>)
  - Proces náhrady záloh (RRP)
- Ostatní podpůrné služby
  - Snížení výkonu (SV<sub>30</sub>)
  - Sekundární regulace  $U/Q$  (SRUQ)
  - Schopnost ostrovního provozu (OP)
  - Schopnost startu ze tmy (BS)
  - Dodávka regulační energie ze zahraničí (EregZ)

Po dlouhá léta byly s podpůrnými službami spojeny termíny jako primární či sekundární regulace nebo jednotlivé minutové zálohy. To se ovšem s platností od 1.4.2019 změnilo. V souvislosti s harmonizací s evropskými nařízeními SOGL a EBGL došlo ke změně názvů jednotlivých podpůrných služeb. Níže je uvedena zjednodušená transformace [10]:

- Primární regulace (PR) - Proces automatické regulace frekvence (FCP) / Záloha pro automatickou regulaci frekvence (FCR)
- Sekundární regulace (SR) – Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP) / Záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (aFRR)

- Minutové zálohy ( $MZ_t$ ) – Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy ( $mFRP_t$ ) / Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do  $t$  minut ( $mFRR_t$ )

Nařízení SOGL je rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav. Zkratka SOGL vznikla z anglického termínu „System Operation Guideline“ Toto nařízení stanovuje povinnosti pro provozovatele přenosové soustavy týkající se řízení sítí ve vztahu k propojení na soustavy okolních zemí. Nařízení stanovuje pokyny pro několik oblastí týkající se zajištění bezpečnosti provozu, kvality elektrické energie a efektivního využití vzájemně propojených soustav a zdrojů. Těmito pokyny jsou například požadavky a zásady ohledně bezpečnosti provozu, pravidla pro koordinaci přípravy provozu nebo pravidla pro řízení výkonové rovnováhy. Obsahem nařízení je také standardizace podpůrných služeb v celé EU [18].

Nařízení EBGL je zkratkou anglického spojení „Electricity Balancing Guideline“. Jak již anglický název vypovídá, tak toto nařízení pojednává o zajišťování výkonové rovnováhy v rámci obchodu. Provozovatelé přenosových soustav daných zemí se zavazují ke vzájemné spolupráci a alespoň k částečné harmonizaci pravidel pro poskytovatele služeb výkonové rovnováhy a regulační energie. Mimo jiné nařízení také určuje pravidla a podmínky obchodu pro nákup regulační energie ze zahraničí. Klíčovým požadavkem tohoto nařízení zpracování čtyř platforem (IGCC, PICASSO, MARI, TERRE) sloužících k zajišťování výkonové rovnováhy. Tyto platformy umožní přenos regulační energie mezi jednotlivými provozovateli přenosových soustav a tím budou napomáhat při regulaci systémových odchylek. Nařízení stanovuje povinnost pro jednotlivé platformy používat tzv. žebříčkový model nabídkových cen a tím zajistit finančně efektivní aktivaci nabídek. Vzájemná integrace trhů také usnadňuje efektivnější fungování vnitrodenního trhu z časového hlediska [18].

Všechny podpůrné služby musí splňovat tato čtyři základní kritéria [9]:

- Měřitelnost – musí mít pevně stanoveny kvantitativní parametry a způsoby měření
- Garantovaná dostupnost služby během všech cyklů (denního, týdenního a ročního) a s možností inspekce dle dostupnosti
- Certifikovatelnost – pomocí pravidelných testů stanoveným způsobem se zjišťuje schopnost poskytnout služby
- Možnost průběžné kontroly poskytování

Subjekty, které mohou poskytovat podpůrné služby je možné rozdělit dle počtu jednotek sdružených u poskytovatele PpS. Klasickou a nejjednodušší variantou je jednotka neboli výrobní blok. Výrobní blok je jedna výrobní jednotka, která je vlastněna jedním právním subjektem [11].

Další možností je sdružení energetických zařízení do fiktivního bloku. Pro fiktivní blok platí, že může sdružovat větší počet energetických zařízení jednoho poskytovatele pro účely poskytnutí záloh. Dále musí platit, že tato zařízení jsou vyvedeny do stejné rozvodny stejné napěťové úrovně a musí mezi nimi existovat technologická vazba. Speciálním případem fiktivního bloku

je Vltavská kaskáda, kde sice nejsou jednotlivé výrobní vyvedeny do stejné rozvodny, ale existuje zde technologická vazba mezi jednotlivými elektrárnami [9].

Poslední variantou je obchodní blok. Obchodní blok je sdružení nejvýše čtyř energetických zařízení jednoho poskytovatele za účelem poskytnutí zálohy. Musí také platit, že výrobní jsou vyvedeny do jedné uzlové oblasti a součet příkonů těchto zařízení nesmí být větší než 250 MW. Ovšem na rozdíl od fiktivního bloku mezi těmito zařízeními není technologická vazba. Více fiktivních bloků může tvořit jeden blok obchodní [9].

## 4.1 Zajišťování podpůrných služeb

Jak již bylo zmíněno výše, tak nabízet podpůrné služby může kterýkoliv subjekt připojený k ES. Musí ovšem splňovat technické a určité legislativní nároky dané provozovatelem přenosové soustavy. V závislosti na typu poskytované podpůrné služby je tento subjekt povinen mít platnou Dohodu o podmínkách nákupu a poskytování výkonové rovnováhy nebo o dohodu o poskytování ostatních podpůrných služeb, dále také platný certifikát pro poskytování PpS a pokud se jedná o zdroj vyvedený do DS, tak musí mít také souhlas od provozovatele distribuční sítě. V neposlední řadě také certifikát o připojení do řídicího systému dispečinku ČEPS a „protokol o úspěšném provedení zkoušek bod-bod a funkčních testů“ [9].

Z hlediska technických nároků je zde také několik podmínek pro nabízení podpůrných služeb. Poskytovatel, jehož zařízení je vyvedeno do distribuční sítě, je povinen si zajistit souhlas provozovatele dané distribuční sítě o poskytování podpůrných služeb. Případné plánované odstávky dané oblasti distribuční sítě, které mají vliv na poskytování podpůrných služeb, je provozovatel povinen zohlednit při přípravě provozu. Dále je poskytovatel povinen provozovat daná energetická zařízení na takové výkonové hladině, aby mohl zajistit sjednané množství PpS. V případě, že poskytovatel poskytuje PpS fiktivními nebo obchodními bloky, je nutné do celkového výkonu pro poskytování PpS, trvale započítávat výkony všech energetických zařízení tvořící daný blok. Dále je také velice důležité správná datová komunikace. Je nutné zajistit spolehlivý přenos dat v požadovaném rozsahu a kvalitě na dispečink ČEPS [9].

Provozovatel PS je při nákupu PpS povinen dodržovat Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů – energetický zákon (č. 458/2000 Sb.). V souladu s tímto zákonem dodržuje společnost ČEPS tato pravidla [9]:

- Otevřenost ke každému zájemci o poskytování PpS, který splňuje požadavky dané Kodexem PS a ČEPS
- Neznevýhodňující přístup k jednotlivým zájemcům o poskytování PpS a jejich cenovým nabídkám
- Ověřitelnost postupů – všechna důležitá data musí být prokazatelná
- Zajištění bezpečnosti přenášených dat

Při aktivaci podpůrných služeb se ČEPS zajímá o své cíle v určitém pořadí. Jako první se zajímá o zajištění kvality a spolehlivosti provozu přenosové soustavy v reálném čase. To znamená, že se snaží omezit možná rizika, která by mohla vést například ke snížení jednoho z kvalitativních ukazatelů elektrické energie nebo omezení dodávky. Druhým cílem je snaha o co nejnižší náklady na zajišťování PpS. ČEPS tedy sleduje aktuální cenové nabídky jednotlivých subjektů a vybírá si ty ekonomicky nejvýhodnější. Posledním třetím cílem, který provozovatel PS sleduje, je optimalizace nákladů účastníků trhu spojených s vyrovnáním odchylek [9].

Společnost ČEPS zajišťuje podpůrné služby pomocí různých obchodních nástrojů. Nejčastějším způsobem je pomocí tzv. dlouhodobých kontraktů, které jsou uzavírány pomocí výběrových řízení. Výběrová řízení vypisuje ČEPS přímo pro jednotlivé kategorie služeb, a to FCP, aFRP, mFRP<sub>t</sub>, RRP a SV<sub>30</sub>. Samozřejmostí je splnění technických požadavků pro možnou účast ve výběrovém řízení. Cena za využití sjednaných PpS je dána uzavřeným kontraktem. Tímto způsobem je zajišťováno zhruba 90 % objemu rezervovaných záloh [9].

Druhým způsobem je nákup prostřednictvím denního trhu s podpůrnými službami. Tento trh je organizovaný výhradně prostřednictvím obchodního portálu. Na tomto portálu jsou všechny nabídky na podpůrné služby. Cena poskytnutí těchto služeb je určena tzv. marginální cenou. Tato cena se rovná nejvyšší aktivované nabídce na poskytnutí dané služby v dané hodině. A je následně platná pro všechny akceptované nabídky poskytovatelů, kteří svůj závazek splnili. Pro účast na denním trhu je opět nutné splnění technických požadavků. Touto cestou je zajištěno zbývajících zhruba 10 % potřebných služeb [10].

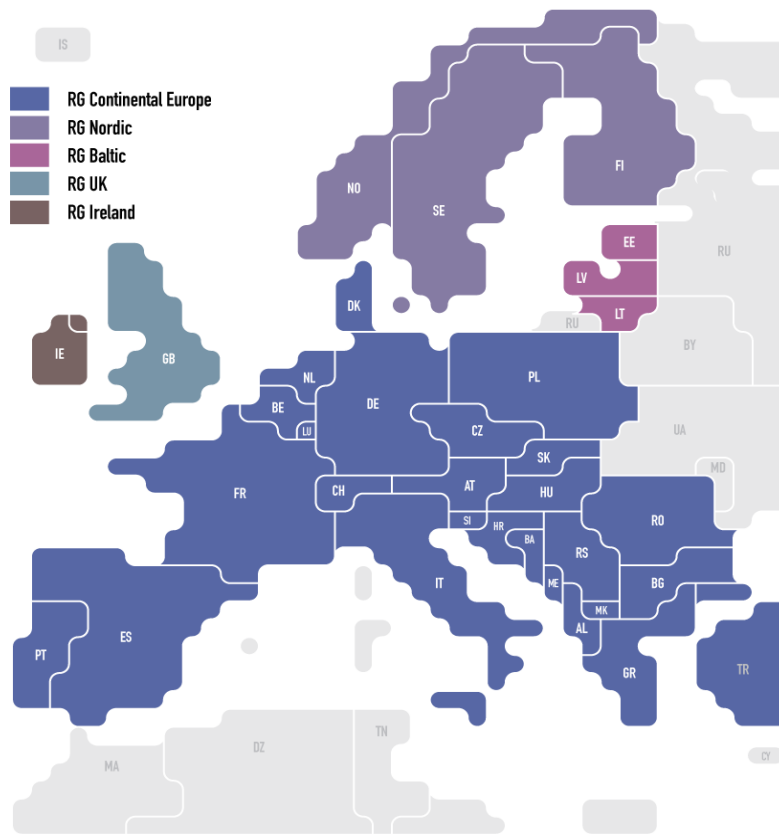
V případě operativní (v rámci jednoho dne) potřeby nákupu, kdy se nepodaří služby (FCP, aFRP, mFRP<sub>t</sub>, RRP a SV<sub>30</sub>) zajistit pomocí výběrového řízení nebo na denním trhu, je možné tyto služby nakoupit na základě přímých jednání s poskytovatelem. Dohodnutá cena musí reflektovat aktuální cenu na trhu, podmínky a období, kdy je daná služba poskytována [9].

Ve zvláštních případech, kdy nemůže dojít k nákupu těchto služeb na území ČR, je možné přistoupit na operativní dodávky elektřiny ze zahraničí. Jedná se o havarijní výpomoc nebo o regulační energii ze zahraničí, pokud sjednaný výkon z PpS není dostatečný pro udržování bilance soustavy. Další možností zahraniční výměny elektřiny je její využití jako regulační energie pro udržování výkonové rovnováhy v rámci aFRP [9].

## 4.2 Propojené soustavy

Z hlediska poskytování podpůrných služeb je důležité propojení na okolní země (soustavy) a spojení do jednotlivých sdružení. Propojená soustava je systém dvou nebo více vzájemně synchronně propojených elektrizačních soustav. Česká elektrizační soustava je připojena k synchronní síti kontinentální Evropy. Toto připojení lze vidět na obr. č. 3, kde jsou tyto země vyznačeny modrou barvou. Dále je zde zobrazen také severský region (světle fialová), region pobaltských zemí (světle červená), region Velká Británie (světle modrá) a region Irska a Severního Irska (hnědá). Tyto země jsou členy organizace ENTSO-E, která byla přiblížena v části 3.





Obr. 3 – Rozdělení synchronních soustav [12]

Česká republika je mimo jiné členem sdružení CEE TSO, které sdružuje osm střeoevropských provozovatelů přenosových soustav pro regionální komunikaci a také sdružení Core CCR, který sdružuje 16 evropských provozovatelů PS a představuje region pro výpočet kapacit.

Synchronní propojení soustav znamená, že soustavy mají stejný okamžitý kmitočet napětí. Kmitočet sítě je celo systémová veličina, tzn. je všude stejná, a je dána poměrem mezi výrobou a spotřebou v celé síti. Dvě samostatné synchronní soustavy mohou být mezi sebou propojeny, avšak stejnosměrnou spojkou, kdy se elektřina nejprve usměrní a pak rozstřídá na požadovaný kmitočet. Díky synchronnímu propojení je možné přenášet větší výkony mezi jednotlivými soustavami, protože přenos není omezen přenosovou kapacitou stejnosměrné spojky. Propojená soustava má také stabilnější kmitočet čili je tvrdší, a to díky vyššímu instalovanému výkonu. Nicméně vzájemným propojením soustav může nastat situace, kdy vlivem tranzitních toků velkého množství energie skrze přenosovou soustavu (nejčastěji způsobené zvýšenou výrobou energie z obnovitelných zdrojů), je ohrožena bezpečnost provozu přenosové a tím celé elektrizační soustavy. Tyto tranzitní toky mohou být omezeny instalací transformátorů s posunem fáze (PST), které jsou schopny regulovat tok výkonu [2].

Synchronní propojení soustav umožňuje efektivní využívání elektřiny vyráběné různými typy elektráren. Výhodná skladba zdrojů v soustavě a vzájemná výměna elektřiny mezi soustavami umožní posunutí špiček a minim v diagramu zatížení jednotlivých soustav. Z hlediska podpůrných služeb je velká výhoda ve snížení záloh pro proces automatické regulace

frekvence. Tyto výhody vedou ke snížení ceny elektřiny pro koncové uživatele vzhledem k minimalizaci prostředků na provoz elektrizační sítě [13].

Provoz propojených synchronních soustav je založen na dvou základních principech. První z nich je princip solidarity. To znamená, že všechny bloky zapojené do elektrizační soustavy a zároveň pracující v režimu automatické regulace frekvence (FCP) se v prvních okamžicích podílejí na pokrývání výkonové rovnováhy. Tato výkonová nerovnováha (tedy nerovnováha mezi okamžitou výrobou a zatížením) je běžným jevem v provozu elektrizační soustavy. Příčinou této dysbalance může být například změna zatížení nebo porucha při provozu elektrárenského bloku.

Podle fyzikálních zákonů je tato dysbalance nejprve hrazena elektromagnetickou energií, která je akumulována v elektrických točivých strojích. V průběhu elektromechanického přechodného děje je výkonová nerovnováha hrazena mechanickou energií roztočených setrvačných hmot a tím je vyrovnána frekvence v celé soustavě. Vzniklá odchylka je pak podnětem pro reakci bloků zapojených do procesu automatické regulace frekvence [13].

Druhým základním principem v provozu propojených soustav je princip neintervence. Tento princip udává, že na vzniklou výkonovou nerovnováhu, reaguje pouze postižená soustava (ta ve které došlo ke vzniku nerovnováhy). Tato reakce je definována jako jedna z podpůrných služeb, a to automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP) – dříve známé jako sekundární regulace. Každý z provozovatelů přenosové soustavy je povinen mít zálohu pro regulaci s automatickou aktivací (aFRR). Velikost této zálohy je dána výkonem záložních zdrojů. Každá soustava, tak musí mít dostatečný výkon na to, aby byla schopna zajistit rovnováhu mezi výkonem zdrojů a zatížením dané soustavy [13].

V souvislosti s vysvětlením změn v harmonizaci s evropským nařízením EBGL byly zmíněny názvy čtyřech platform. První z nich je IGCC (The International Grid Control Operation). Tato platforma zajišťuje vzájemnou výměnu systémových odchylek. Účelem vzniku této platformy je omezení zbytečné současné aktivace kladné i záporné aFRR v jednotlivých členských soustavách. Dalším projektem je PICASSO (The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation), který se týká výměny regulační energie procesu aFRP. Tato platforma cílí na optimalizaci při aktivaci regulační energie aFRR v rámci jednotlivých synchronních oblastí a současně by měla umožnit nákup této regulační energie ze zahraničí při nabídnutí lepší ceny. Třetím projektem, který byl zmíněn, je MARI (Manually Activated Reserves Initiative). Tento projekt cílí na společnou evropskou platformu, která se bude zaměřovat na výměnu regulační energie procesu mFRP. Na této platformě by měly být nabízeny standardizované produkty, které umožňují přímou a plánovanou aktivaci, s dobou plné aktivace (FAT) 12,5 minut. Čtvrtým projektem je implementační projekt TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange). Tento projekt se zaměřuje na vytvoření evropské platformy pro výměnu regulační energie ze záloh pro náhradu neboli tzv. RR (Replacement Reserve). V ČR by tento projekt měl nahradit vyrovnávací trh [18,19].

## 4.3 Služby výkonové rovnováhy (SVR)

Služby výkonové rovnováhy zajišťují rovnováhu mezi výrobou a spotřebou. Z toho je zřejmé, že mají vliv na hodnotu frekvence. Aktivací služeb výkonové rovnováhy vzniká regulační energie. Cílem těchto služeb je udržení frekvence v dovořených mezích. Jak již bylo zmíněno výše, tak do kategorie SVR spadají služby FCP, aFRP, mFRP<sub>t</sub> a RR. Tyto služby budou definovány a popsány v následujících kapitolách.

### 4.3.1 Proces automatické regulace frekvence (FCP)

Proces automatické regulace frekvence je známý pod zkratkou FCP, která vychází z anglického termínu Frequency Containment Process. Tento proces je v části 2 o podpůrných službách Kodexu PS [9] definován jako: „Proces automatické regulace frekvence FCP je lokální automatická funkce, spočívající v přesně definované změně výkonu jednotky v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty.“ Tato automatická regulace působí v situaci, kdy dojde k odchylce frekvence v důsledku nerovnováhy mezi okamžitou spotřebou a výrobou. Výsledkem této regulace je odchylka frekvence. Služba FCP by měla při správné funkci zabránit kolapsu sítě a narůstající odchylku frekvence stabilizovat a udržet v mezích bezpečných pro fungování dané soustavy. Změna výkonu, která se realizuje pomocí proporcionálního regulátoru v závislosti na odchylce frekvence, je dána rovnicí [9]:

$$\Delta P = -\frac{100}{s} \cdot \frac{P_n}{f_n} \cdot \Delta f \quad (4.1)$$

Kde  $\Delta P$  je požadovaná změna výkonu jednotky (MW)

$s$  je statika (%)

$P_n$  je nominální výkon jednotky (MW)

$f_n$  je zadaná frekvence – obvykle 50 Hz (Hz)

$\Delta f$  je odchylka frekvence od zadané hodnoty (Hz)

Poskytovatel této PpS je povinen zajistit uvolnění 100 % rezervované zálohy do 30 s od okamžiku, kdy vznikla odchylka frekvence. Do 15 s je poskytovatel povinen zajistit uvolnění 50 % rezervované zálohy. Při odchylce kmitočtu 200 mHz od požadované hodnoty je uvolněna celá rezervovaná kapacita. Celková regulační záloha pro proces automatické regulace frekvence je označována jako FCR (Frequency Containment Reserve) [9].

Maximální velikost vykupovaného výkonu od jednoho bloku byla stanovena na 10 MW. To je z důvodu omezení vlivu možného výpadku bloku, který právě poskytuje danou službu. Pokud by tato omezující podmínka nebyla stanovena, byla by při výpadku bloku velkého výkonu poskytujícího tuto službu, ohrožena stabilita soustavy. Je ovšem také stanovena minimální velikost bloku, který může poskytovat službu FCP, a to jsou 3 MW [9].

Při vzniku výkonové nerovnováhy a následné odchylky frekvence se pro proces FCP uplatňuje princip solidarity (kap. 4.2), kdy se vyrovnání odchylky podílejí všechny propojené soustavy, které jsou do systému FCP zapojeny. Tyto soustavy jsou povinny konat tímto způsobem, dokud nezareaguje soustava, která byla příčinou odchylky a tuto odchylku zreguluje. V propojené

soustavě kontinentální Evropy je celková rezerva pro proces automatické obnovy frekvence 3000 MW. Tato hodnota je platná pro současnou velikost této propojené soustavy a při její změně se změní i hodnota FCR. Hodnoty rezerv dílčích soustav odpovídají podílu instalovaných výkonů k součtu instalovaných výkonů všech propojených soustav. Každý blok řízení výkonové rovnováhy a frekvence (blok LFC, např. elektrizační soustava ČR) musí zajistit minimálně 30 % přidělené regulační zálohy FCR uvnitř daného bloku. Pro elektrizační soustavu ČR se hodnota FCR pohybuje okolo 80 MW. Zajímavostí je, že na území ČR je poskytováno zhruba 8 MW v rámci FCR pro provozovatele přenosové soustavy na Slovensku, společnost SEPS [9].

#### 4.3.2 Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP)

Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy je českým ekvivalentem anglického výrazu automatic Frequency Restoration Process a odtud také používaná zkratka aFRP této podpůrné služby. V části II. kodexu PS [9] je tato PpS definována takto: „aFRP je automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy realizovaný prostřednictvím změny hodnoty výkonu regulované jednotky, tak jak je požadováno regulátorem frekvence, a salda předávaných výkonů.“ Účelem této podpůrné služby je nahradit výkon poskytnutý v rámci FCP. Cílem této služby je udržení salda předávaných výkonů s ostatními propojenými soustavami na sjednané hodnotě (tedy nulové) a hodnotu frekvence na hodnotě jmenovité.

Tato podpůrná služba je centrálně koordinovaná na úrovni elektrizační soustavy a zajišťuje ji provozovatel přenosové soustavy. Řízení probíhá na základě automatického řídicího modulu AGC (automatic generation control), který řídí přímo výkony jednotlivých výrobních bloků zapojených do služby aFRP. Řídicí modul AGC stanovuje aktuální regulační odchylku na základě salda a frekvence. Regulátor pracuje dle metody síťových charakteristik a má za cíl dosažení nulové regulační odchylky ( $ACE = 0$ )

$$ACE = \Delta P + K \cdot \Delta f \quad (4.2)$$

Kde  $\Delta P$  je změna výkonu jednotky (MW)

$K$  je výkonové číslo soustavy (MW/Hz)

$\Delta f$  je odchylka frekvence od zadané hodnoty (Hz)

Podmínkou správné funkce služby aFRP je, aby konstanta  $K$  odpovídala výkonovému číslu soustavy  $\lambda$ , které odpovídá součtu výkonových čísel jednotlivých bloků FCP, když se zanedbá samoregulační vliv zátěže. Konstanta  $K$  se většinou nastavuje v praxi jako 1,1násobek výkonového čísla čímž se předejde nejistotě v samoregulačnímu efektu zátěže [14].

Pro poskytnutí služby aFRP musí být vyčleněna aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) což je záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací. Tahle záloha může být jak kladná aFRR+, tak i záporná aFRR-. Velikost této rezervy závisí na technologických vlastnostech zařízení. Pro aFRR platí podmínka, že uvolnění musí proběhnout nejpozději do

10 minut od požadavku provozovatele přenosové sítě. Plné uvolnění záloh se často nazývá termínem FAT, který je zkratkou anglického termínu „Full Activation Time“ [9]. Přijetím evropských nařízení EBGL a SOGL a následnou harmonizací s evropskými standardy a vytvořením mezinárodních platform pro nákup jednotlivých podpůrných služeb dojde v budoucnu ke zkrácení doby uvolnění požadované zálohy. Od roku 2022 se uvažuje o zkrácení FAT na interval 7,5 minuty. Od roku 2026 pak následně na 5 minut [19].

V kodexu PS jsou stanoveny další požadavky na poskytování aFRP. Pro minimální rychlost změny výkonu jednotky platí, že musí být alespoň 2 MW/min. Minimální velikost poskytované zálohy aFRR+ nebo aFRR- je 10 MW na jedné jednotce a maximální velikost poskytované zálohy aFRR+ nebo aFRR- je 70 MW na jedné jednotce [9].

Při poskytování aFRP je uplatňován princip neintervence. Za vzniklou odchylku je zodpovědný ten provozovatel přenosové soustavy, kde došlo k porušení výkonové bilance a je povinen tuto odchylku vyregulovat. Tímto dorovnáním, tak dojde k opětovnému uvolnění regulačních záloh (FCR) pro proces automatické regulace frekvence a ustálení systémové frekvence opět na 50 Hz.

Stanovení objemu FRR probíhá na základě analýzy předchozích záznamů. Provozovatel PS je povinen zajistit dostatečný (kladný i záporný) objem FRR pro pokrytí odchylky nejméně v 99 % času. Pro kladný objem platí, že nesmí být menší, než je záporná dimenzovací událost. Analogicky platí totéž pro záporný objem. Největší možnou odchylkou v rámci soustavy je výpadek největšího zdroje, což je v případě elektrizační soustavy ČR jaderná elektrárna Temelín. Celková záloha FRR se dělí na dvě části dle procesu obnovení frekvence:

- aFRP – automaticky ovládaný proces obnovení frekvence
- mFRP – ručně (manuálně) ovládaný proces obnovení frekvence

Pro automatický proces obnovení frekvence (aFRP) je velikost minimální velikost zálohy (aFRR) stanovena dle doporučení ENTSO-E. Toto doporučení vychází z maximálního zatížení v daném roce a nově také obsahuje pravděpodobnostní přístup. Součástí tohoto doporučení není požadavek na umístění jednotlivých zdrojů poskytujících aFRP, avšak vzhledem ke spolehlivosti poskytování této služby je vhodné rozdělit zálohy na zdroje v různých oblastech ES. Tím se omezí vliv možného výpadku části soustavy [19]. Současně také musí platit, že minimálně 50 % z celkové regulační zálohy, a to jak automatické aFRR, tak manuální mFRR, musí být zajištěno uvnitř příslušného bloku řízení výkonové rovnováhy a frekvence (LFC blok, např. elektrizační soustava ČR) [9].

#### 4.3.3 Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP<sub>t</sub>)

Manual Frequency Restoration Process (mFRP<sub>t</sub>) je ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy. Tento proces probíhá poskytnutím smlouvené regulační zálohy, a to jak kladné mFRR<sub>t+</sub> tak i té záporné mFRR<sub>t-</sub> ve sjednaném čase  $t$ . Zálohu je možné chápat jako změnu výkonu (zvýšení nebo i snížení) na svorkách zdroje poskytujícího danou službu [9].

Služba  $mFRP_t$  má svůj velký význam při situacích, kdy dojde k výpadku velké části dodávaného výkonu do soustavy. To může být nejčastěji způsobeno poruchou na největším zdroji v soustavě a následnou absencí dodávaného výkonu. Evropské sdružení provozovatelů přenosových soustav ENTSO-E stanovilo pravidlo, že provozovatel PS je povinen vyregulovat odchylku výkonu do 15 minut. Tohle nařízení jasně stanovuje požadavky na aFRR, která je především zodpovědná za pokrytí základní odchylky a není schopna plně pokrýt výpadek takto velkého zdroje. Proto je nutné držet další výkon, který bude spolu s aFRR schopen tento nedostatek pokrýt. Poskytování kapacity  $mFRR_t$  probíhá přímo mezi řídicím systémem dispečinku ČEPS a terminály elektráren. Signál k aktivaci  $mFRR_t$  provádí dispečer při vyčerpání regulačního rozsahu aFRR [9].

Vzhledem k povinnosti provozovatele vyregulovat odchylku výkonu do 15 minut je možné poskytovat službu  $mFRP_t$  ve dvou variantách. Ty jsou rozděleny dle času  $t$ , do kterého jsou zdroje povinné uvolnit potřebný výkon. Tyto varianty jsou:

- $mFRP_5$  – sjednaná záloha musí být poskytnuta do 5 minut
- $mFRP_{15}$  – sjednaná záloha musí být poskytnuta do 15 minut

I u této služby by mělo dojít vzhledem k harmonizaci standardních produktů obchodovaných na evropských platformách ke změně doby plného uvolnění záloh. Od roku 2022 budou předchozí produkty s časem uvolnění 5 resp. 15 minut sjednoceny do jednoho, který bude mít FAT 12,5 minuty [19].

### $mFRP_5$

Pro proces  $mFRP_5$  je poskytována záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 5 minut ( $mFRR_5$ ). Tato záloha je poskytována obvykle elektrárenskými bloky, které jsou připojeny do elektrizační soustavy. Aktivací zařízení do 5 minut se rozumí provedení požadované změny výkonu na svorkách poskytovacího zařízení do 5 minut od příkazu dispečinku ČEPS [10].

Pro regulační zálohu s manuální aktivací do 5 minut platí, že minimální velikost na jedné jednotce musí být alespoň 30 MW. Hodnotu maximální velikosti jednotky si určuje sám ČEPS. Zároveň také platí, že poskytovatel je povinen garantovat poskytnutí regulační zálohy minimálně v délce 4 hodin, a to i pro případ, kdy aktivace této služby nastala na konci intervalu její rezervace. Záloha  $mFRP_5$  je poskytována například prostřednictvím zvýšení výkonu bloku, odpojení čerpání (platí pro přečerpávací vodní elektrárny) nebo odpojení odpovídajícího zatížení od elektrizační soustavy. V případě záporné regulační zálohy pak analogicky snížením výkonu bloku nebo připojením odpovídajícího zatížení do elektrizační soustavy [9].

## mFRP<sub>15</sub>

Pro proces mFRP<sub>15</sub> je poskytována záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 15 minut (mFRR<sub>15</sub>). Záloha je opět poskytována obvykle elektrárenskými bloky a pro aktivaci zařízení platí stejný požadavek.

Pro minimální velikost regulační zálohy s manuální aktivací do 15 minut mFRR<sub>15</sub> poskytnuté od jedné jednotky platí, že musí být alespoň 10 MW. Maximální velikost regulační zálohy s manuální aktivací do 15 minut mFRR<sub>15</sub> je stanovena na 70 MW. Tato hodnota může být překročena, čemuž ale musí předcházet jednání a následná dohoda s provozovatelem přenosové soustavy. V tomto případě není nijak stanovena doba aktivace služby. Záloha mFRP<sub>15</sub> může být poskytnuta prostřednictvím zvýšením (resp. snížením) bloku nebo odpojením (resp. připojením) odpovídajícího zatížení od přenosové soustavy [9].

### 4.3.4 Proces náhrady záloh (RRP)

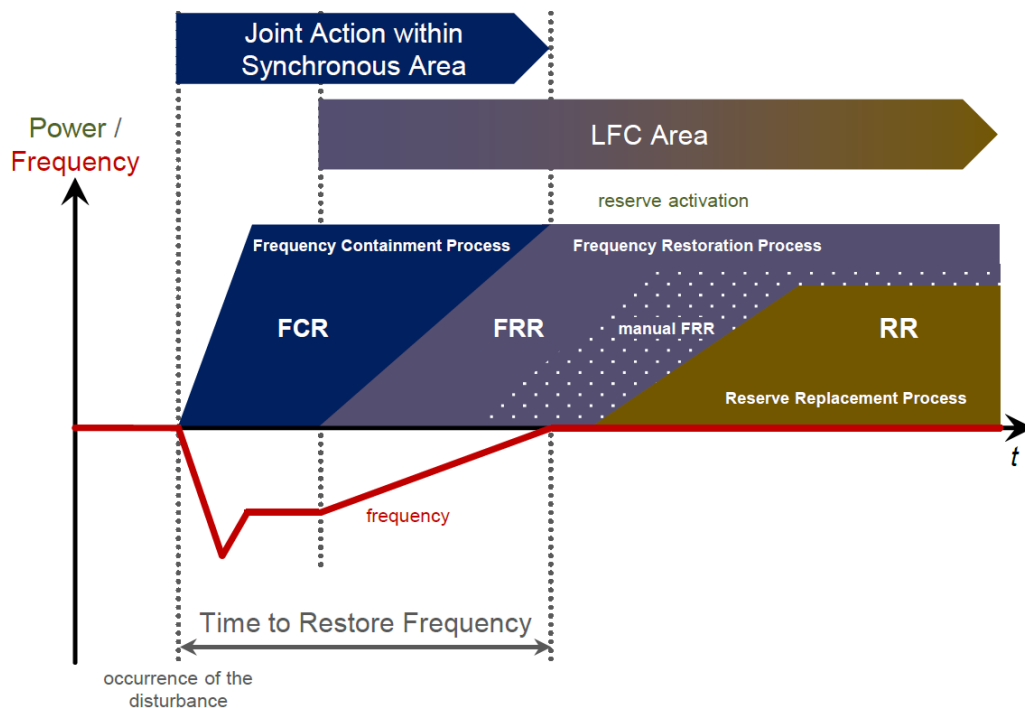
Proces náhrady záloh vznikl překladem anglického termínu Replacement Reserves Process a odtud plyne také zkratka RRP případně RR. Dle Kodexu PS II. část [9] je služba RRP definována jako „proces náhrady záloh, realizovaný poskytnutím sjednané regulační zálohy RR+ nebo RR-jednotkou do 30 minut od příkazu dispečinku ČEPS.“ Zálohou je myšlena změna výkonu (zvýšení nebo i snížení) na svorkách zdroje poskytujícího danou službu.

Kodex PS [9] také stanovuje požadavky na maximální a minimální velikost těchto regulačních záloh (RR). Pro minimální velikost zálohy RR poskytované jednou jednotkou je stanovena hranice 10 MW a pro maximální velikost platí hranice nejvýše 70 MW z jednoho zařízení.

Službu RRP je možné aktivovat minimálně na 15 minut nebo celý násobek těchto 15 minut, avšak maximální možná délka aktivace je 60 minut a její aktivace probíhá ve shodě s parametry akceptovaných nabídek poskytovatele. Poskytovatel se o přijetí, resp. odmítnutí, své nabídky může informovat skrze obchodní portál, kde zjistí potřebné informace [9].

### 4.3.5 Proces vyrovnání výkonové bilance

Celkový proces vyrovnání výkonové bilance a tím i ustálení hodnoty frekvence na jmenovité hodnotě probíhá ve stupních podle aktivace jednotlivých služeb výkonové rovnováhy. Celý proces a aktivace jednotlivých podpůrných služeb je zobrazen na obr. 4.



Obr. 4 – Vyrovnání výkonové bilance [15]

V prvním časovém intervalu lze vidět, že je výkonová bilance vyrovnaná a frekvence je ustálena na jmenovité hodnotě. V určitém čase se objeví porucha a frekvence začne klesat. Příčinou tohoto pádu frekvence je ztráta výkonu v soustavě což může být například výpadek významného zdroje. V momentě vzniku odchylky frekvence reaguje proces automatické regulace frekvence FCP a uvolněním záloh FCR stabilizuje frekvenci v rámci maximální dovolené odchylky. Na tomto procesu se dle principu solidarity podílejí propojené soustavy v dané synchronní oblasti. Po ustálení frekvence nastává dle principu neintervence povinnost soustavy, kde vznikla porucha, tuto odchylku vyregulovat. To se děje pomocí služby aFRP a uvolnění záloh aFRR. Tato služba je aktivována automaticky. Pokud je vzniklá odchylka tak velká, že uvolnění této zálohy nezajistí celkové vyregulování vzniklé nerovnováhy, je zahájen proces manuální mFRP. Dispečer aktivací záloh mFRR je schopen dosáhnout vyrovnání výkonové bilance a ustálení frekvence na systémové hodnotě. Touto regulací je uvolněna použitá kapacita FCR a propojené soustavy se již dále nepodílejí na regulaci této odchylky. Proces náhrady záloh RRP následně uvolní aktivovanou kapacitu FRR. Služba RRP je provedena soustavou, kde došlo ke vzniku výkonové nerovnováhy.

V tabulce 4.1 jsou pro přehlednost a porovnání uvedeny maximální a minimální velikost regulační zálohy, která může být poskytnuta od jedné jednotky, pro každou službu výkonové rovnováhy. V této tabulce je taktéž uveden časový interval, ve kterém musí dojít k plnému uvolnění daných záloh neboli takzvaný FAT (Full Activation Time) – doba plné aktivace. Tímto pokynem může být odchylka frekvence (uvolnění záloh FCP), kdy je proces aktivován automaticky, nebo pokyn dispečera (např. záloha RR). V případě služby FCP (Proces automatické regulace frekvence) probíhá uvolnění záloh FCR ve dvou stupních. V prvním

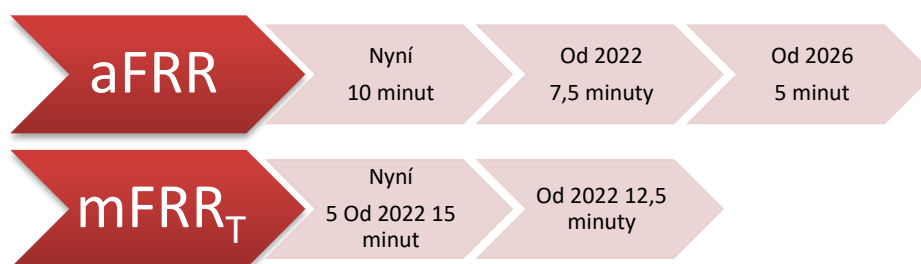


stupni je uvolněno 50 % záloh do 15 s od zachycení odchyly frekvence. Ve druhém stupni je uvolněno do dalších 15 s zbylých 50 % (resp. 100 % do 30 s od výskytu odchyly frekvence).

Tab. 4.1 – Přehled parametrů služeb výkonové rovnováhy

Regulační záloha	Maximální velikost vykoupené jednotky	Minimální velikost vykoupené jednotky	FAT (doba plné aktivace)	
			15 s (50 %)	30 s (100 %)
FCR	10 MW	3 MW	15 s (50 %)	30 s (100 %)
aFRR	70 MW	10 MW	10 min	
mFRR <sub>5</sub>	určuje ČEPS	30 MW	5 min	
mFRR <sub>15</sub>	70 MW	10 MW	15 min	
RR	10 MW	70 MW	30 min	

Níže na obrázku 5 je znázorněno zavedení nových dob FAT (doba plné aktivace) pro ty služby výkonové rovnováhy, pro které je tato změna v plánu. Jak již bylo zmíněno v textu dříve, tak k těmto změnám dochází v důsledku harmonizací s evropskými standardy s cílem vzniku jednotných standardních produktů obchodovaných na evropských platformách.



Obr. 5 – Změny FAT pro dané služby výkonové rovnováhy

## 4.4 Ostatní podpůrné služby

Ostatní podpůrné služby se využívají pro zajištění kvality napětí a provozu elektrické sítě. Z definice plyne, že tyto služby, oproti službám výkonové rovnováhy, nemají vliv na hodnotu frekvence sítě. Zajišťují provoz sítě i v situacích, kdy dojde k výpadku (části/celé) sítě a přímo ovlivňují hodnotu napětí. Mezi ostatní podpůrné služby patří snížení výkonu (SV<sub>30</sub>), sekundární regulace napětí a jalového výkonu (SRUQ), schopnost ostrovního provozu (OP), schopnost startu ze tmy (BS) a také operativní dodávka elektřiny ze zahraničí a do zahraničí (EregZ).

### 4.4.1 Snížení výkonu (SV<sub>30</sub>)

V části II. Kodexu PS [9] je služba snížení výkonu definována jako: „služba na blocích, které jsou do 30 min od pokynu dispečinku ČEPS schopny snížení výkonu o předem sjednanou hodnotu zálohy nebo jsou schopny plného odstavení, nebo nenajetí zdroje uvedeného v PP (příprava provozu)“. Jde tedy o možnost dispečera snížit výkon výrobního bloku o dohodnutou hodnotu zálohy, která je označena jako RZSV<sub>30</sub>, což je rezervovaná záloha snížení výkonu.

Snížení výkonu je využíváno v okamžiku, kdy je nadbytek výkonu v síti a využitím  $SV_{30}$  se sníží dodávka do sítě. Tato akce vede k odregulaci výkonové nerovnováhy při významné záporné odchylce v soustavě, která vzniká při nedodržení smluvených diagramů v rozsahu převyšujícím možnosti standardně určených kapacit podpůrných služeb (aFRP, mFRP, RRP). Pro poskytování této PpS není nutné provádět certifikační měření. Posouzení o schopnosti poskytnout tuto službu je provedeno na základě běžných provozních hodnot [9].

Nejmenší možná hodnota zálohy od jednoho poskytovatele je 30 MW a její využití musí být poskytovatelem garantováno minimálně po dobu 24 hodin od okamžiku aktivace [10]. Pro poskytovatele platí povinnost ukázat na kterých blocích tuto službu prováděl. Cena této služby je stanovena v Kč/MWh pro jednotlivé obchodní hodiny prostřednictvím obchodního portálu [9].

#### 4.4.2 Sekundární regulace $U/Q$ (SRUQ)

Sekundární regulace napětí a jalového výkonu neboli SRUQ je služba, kdy se pomocí automatické funkce využívá celý legislativně dohodnutý regulační rozsah jalového výkonu určitého zařízení v síti, aby byly udrženy požadované hodnoty napětí v pilotních uzlech elektrizační sítě. Pomocí této automatické funkce je také rozdělován vyrobený jalový výkon na jednotlivé stroje v soustavě. Elektrárny zařazené do systému automatické sekundární regulace napětí a jalového výkonu se nachází výhradně v pilotních uzlech přenosové sítě, které jsou definovány provozovatelem PS [9].

Je nutné, aby služba SRUQ umožňovala spolupráci s prostředky terciální regulace napětí a jalových výkonů. Požadavky na proces regulace jsou následující [9]:

- Aperiodicita procesu
- Maximálně jeden překmit
- Doba ukončení do 2 minut

Službu mohou poskytovat zařízení o jednotkovém výkonu minimálně 50 MW, které je připojeno do PS a splňuje podmínky PPDS. Množství poskytovaného objemu je dáno parametry daných energetických zařízení. Tyto parametry jsou regulační rozsah  $Q$ , dostupnost a lokalita zdroje. Regulační rozsah je dán samotnými parametry generátoru. Dostupnost je doba, kdy probíhala regulace generátoru v rámci automatické sekundární regulace napětí a bylo využito celého smluveného rozsahu jalového výkonu, avšak také současně spolupracoval s prostředky terciální regulace [9].

Regulace napětí a jalového výkonu má za výsledek snížení technických ztrát v dané soustavě ale také snížení nákladů jak provozního, tak investičního charakteru. Druhým cílem regulace  $U$  a  $Q$  je zajištění kvality dodávky elektřiny odběratelům.

Hodnota napětí má lokální charakter, to znamená, že může být v každém uzlu soustavy jiné. Proto má každý uzel soustavy svůj vlastní regulátor. Změnou dodávky jalového výkonu v uzlu soustavy bude dosaženo změny napětí jak v tomto uzlu, tak i uzlech elektricky blízkých. Změna napětí v uzlu ale nesouvisí pouze s množstvím dodaného jalového výkonu. Závisí také na

aktuálním zapojení daného uzlu. Pro popsání tohoto zapojení vznikla tzv. elektrická tvrdost uzlu ( $KQ$ ), která udává množství jalového výkonu potřebného ke změně napětí o 1 kV. Velikost  $KQ$  závisí na napěťové hladině, umístění v soustavě a skladbě zatížení v jednotlivých uzlech soustavy. Systém poskytování sekundární regulace je plně zautomatizován pomocí automatického regulátoru napětí. Tento regulátor reaguje na odchylku okamžitého napětí a vyhodnotí objem potřebného jalového výkonu k vyregulování této odchylky. Tato hodnota je odeslána do výroby poskytující SRUQ a zde je požadovaný jalový výkon rozvržena na jednotlivé bloky [14].

Na rozdíl od předchozích podpůrných služeb se zde neobchoduje s dodaným/odebraným množstvím jalového výkonu (MVar), ale důležitá je doba, po kterou byla tato regulační rezerva poskytována. Nezáleží také na tom, jestli uživatel odebíral celou nebo jen část energie.

#### 4.4.3 Ostrovní provoz (OP)

Podpůrná služba ostrovního provozu znamená schopnost provozu zařízení (bloku) do vydělené části vnější sítě, takzvaného ostrova. Tento typ provozu s sebou přináší velké nároky na regulační schopnost samotného bloku a vyznačuje se značnými změnami systémových veličin, tedy frekvence a napětí. To souvisí s dodávkou bloku do izolované části soustavy. Blok automaticky přechází do ostrovního provozu při překročení frekvence nad 50,2 Hz a při poklesu pod 49,8 Hz. Zatížení bloku v tomto typu provozu je velmi proměnné a následné změny frekvence a napětí v této části sítě musí být blok schopný vyřešit svou vlastní regulací. V případě paralelního provozu, tedy normálního stavu sítě, jsou tyto změny napětí a frekvence řešeny pomocí systémových služeb [13].

Schopnost ostrovního provozu bloku je nutnou podmínkou pro předcházení a řešení stavu nouze, kdy se elektrizační soustava rozpadá. Scénáře pro obranu a obnovu soustavy jsou obsaženy v článku 4 odst. 4 nařízení (EU) č. 2017/2196 a kodexu sítě. Službu OP mohou poskytovat provozovatelé vybraných bloků, které jsou schopny ostrovního provozu a zároveň splňují podmínky kodexu PS [9].

V kodexu PS části II. [9] jsou uvedeny požadavky na schopnost bloku:

- Přechod do ostrovního režimu
- Ostrovní provoz
- Opětovné připojení ostrova k soustavě
- Dostupnost služby

Náhlá změna frekvence a vznik bilanční nerovnováhy činného nebo jalového výkonu iniciuje přechod bloku do ostrovního režimu. Pokyn k přechodu do ostrovního režimu je indikován frekvenčním relé, které je nastaveno na hodnoty dle frekvenčního plánu. Pro hladký přechod do ostrovního režimu musí být okamžitě zajištěny určité kroky. Režim regulace bloku musí přejít do režimu proporcionální regulace otáček, musí být odpojeno dálková regulace výkonu, tedy vymezení bloku ze služby aFRP. Dále pak aperiodický a stabilní přechod otáček na novou hodnotu, která je určena frekvencí v ostrovu a parametry regulace. Pokud dojde k vychýlení

frekvence z mezí daných frekvenčním plánem, tak musí být blok odepnut od vnější sítě a převeden do provozu na vlastní spotřebu a tento přechod musí být stabilní [9].

Když už blok přejde do ostrovního provozu tak musí blokové regulace a technologické zařízení zajistit stabilní paralelní spolupráci s bloky se kterými je blok v ostrovu. Dále musí také zajistit adekvátní odezvu dodávaného  $P$  a  $Q$  na změny  $f$  a  $U$ . Adekvátní odezva je idealizovaná závislost výkonu turbíny  $P_{id}$  na stacionární odchylce frekvence, tzn. odchylka po odeznění rychlých elektromechanických přechodných dějů). Tato závislost je dána rovnicí:

$$P_{id} = P_0 - \frac{100}{s} \cdot \frac{P_n}{f_n} \cdot \Delta f \quad (4.3)$$

Kde  $s$  je statika proporcionálního regulátoru otáček (doporučení je 4 až 8 %)

$P_0$  je výkon bloku před přechodem do ostrovního provozu (MW)

Dále je nutné také umožnit dostatečnou a plynulou změnu otáček soustrojí na pokyn dispečera. Všechny bloky poskytující službu OP se musí zapojit do dálkového řízení na pokyn dispečinku a měnit otevření regulace ventilů dle požadavků korekce zadané hodnoty otáček. Tato regulace ventilů může probíhat buďto automaticky nebo manuálně pomocí obsluhy [9].

Při opětovném připojení ostrova k soustavě musí blok splňovat také určité požadavky. Důležité je, aby byl blok schopen pracovat v ostrovním režimu minimálně 2 hodiny. Než dojde k opětovnému připojení, je nutná dostatečně plynulá a jemná regulace otáček v ostrově, tak aby mohl být tento ostrov bezpečně nazpět přifázován k propojené soustavě. Frekvence, která je určena dle hodnot frekvenčního plánu, a svorkové napětí vnější sítě jsou důležitými faktory pro připojení bloku nazpět k vnější síti. Blok připojovaný do vnější sítě musí být schopen provést připojení při těchto hodnotách. Může také dojít k fázování bloku v rozvodně. V tomto případě musí být blok schopen přivést napětí po blokovém vedení do této rozvodny [9].

Posledním požadavkem na schopnosti bloku je dostupnost této služby. V rámci kontroly dodávky této PpS provádí poskytovatel pravidelné certifikační testy. Provozovatel přenosové soustavy může požadovat demonstraci připravenosti poskytnutí služby OP, ale současně nemůže být omezen provoz bloku [9].

#### 4.4.4 Schopnost startu ze tmy (BS)

Označení služby schopnosti startu ze tmy – BS, vychází z anglického názvu Black Start. Jde o schopnost bloku najet na jmenovité otáčky, dosažení jmenovité hodnoty napětí, poté se připojit k síti a tuto síť následně napájet v ostrovním režimu. Celý tento proces navíc bez pomoci vnějšího zdroje napětí. Tato služba zajišťuje obnovení sítě po úplném nebo částečném rozpadu sítě. Je to schopnost nezbytná pro obnovu normální funkce sítě. Pomocí bloků, které jsou schopny startu ze tmy se vytvoří ostrovy, které jsou následně postupně propojovány, dokud není obnovena dodávka v soustavě. Bloky poskytující tuto službu jsou součástí Plánu obnovy, který je uveden v části V. kodexu PS. Pro poskytování této služby nejsou požadavky na zeměpisné rozmístění, ovšem výběr bloků, které budou poskytovat službu BS, provádí ČEPS

na základě topologie elektrizační soustavy a možných přenosových tras pro poskytnutí startu ze tmy [10].

Při obnovení napájení po výpadku sítě je postupováno dle následujících priorit [16]:

1. Vlastní spotřeba jaderných elektráren
2. Vlastní spotřeba systémových klasických elektráren
3. Hlavní město Praha
4. Velké městské aglomerace
5. Ostatní spotřebitelé

Příkladem poskytovatele startu ze tmy je vodní elektrárna Mohelno. Pomocí této VE je obnoven provoz vodní elektrárny Dalešice a odtud následně provoz v jaderné elektrárně Dukovany. Po obnovení provozu v JE Dukovany jsou k tomuto ostrovu připojovány další části elektrizační soustavy, dokud není obnoven normální provoz. Nově touto službou disponuje také přečerpávací vodní elektrárna Dlouhé Stráně. Ta by v případě blackoutu byla schopna obnovit napájení elektrizační soustavy podáním napětí do elektrárny Chvaletice.

Stejně jako u ostrovního provozu tak i u startu ze tmy jsou kladeny na bloky poskytující tuto službu určité požadavky, a to [9]:

- Dodržení postupu
- Koordinovatelnost postupu
- Schopnost ostrovního provozu
- Dostupnost služby

Pro obnovení dodávky v soustavě je nutné při doručení požadavku na provedení BS provést postupně následující kroky [9]:

1. Bezodkladné zahájení postupu najíždění bez nutnosti použít vnější zdroj napětí
2. Předání napětí v odpovídající kvalitě (frekvence, velikost napětí a stabilita) do nadřazené sítě. Blok tak pracuje v ostrovním režimu.
3. Dle pokynů dispečera obnovit napájení smluvených částí
4. Postupné připínání zátěže do ostrova pomocí předem definovaných změn zatížení
5. Provozování soustavy v mezích dovolených napěťových a frekvenčních odchylek
6. Opětovné připojení ostrova k síti
7. Paralelní provoz se soustavou
8. Provedení dalších kroků dle pokynů dispečera PS

Dalším požadavkem je koordinovatelnost postupu. To znamená, že služba je poskytovaná v souladu s Plánem obnovy. Navíc se její poskytování musí shodovat s postupy obnovy a provozními instrukcemi a předpisy postižených subjektů. Těmito subjekty mohou být regionální distribuční soustavy a výrobci elektrické energie. Dalším požadavkem je schopnost ostrovního provozu bloku poskytujícího službu BS. Blok musí být schopen provozu do ostrova [9].

Čtvrtý požadavkem pro blok poskytující službu startu ze tmy je stejný jako u služby ostrovního provozu. Navíc zde platí stejné podmínky. Těmi jsou tedy pravidelné certifikační testy a demonstrace připravenosti poskytnutí služby bez omezení provozu [9].

#### 4.4.5 Dodávka regulační energie ze zahraničí (EregZ)

Služba EregZ spočívá v přeshraniční dodávce elektřiny, která je uskutečněna na pokyn dispečera, a nikoliv provedena automaticky. Je tedy možné ji považovat za určitý druh plánované přeshraniční dodávky. Podmínkou pro provedení dodávky této energie je smlouva o operativní dodávce elektřiny ze zahraničí a do zahraničí. V případě dodávky kladné regulační energie, jde pro soustavu, která žádá o poskytnutí služby, o import energie a v případě dodávky záporné regulační energie se pro tuto soustavu jedná o export [9].

Dodávka této služby není garantována a možnost jejího poskytnutí závisí na aktuální situaci, tedy využití aktuálních přenosových kapacit. Žádost o dodávku regulační energie vysílá provozovatel všem poskytovatelům této služby. Součástí žádosti jsou parametry této dodávky, zejména velikost výkonu a časový interval. Na základě těchto hodnot a svých volných kapacit provozovatel sousední PS přenos povolí nebo zamítne. Dodávka energie tedy není vždy možná. Schválení této služby musí být provedeno nejpozději 30 minut před jejím provedením. Cena této regulační energie je dána akceptovanou nabídkou [9].

Dodávka regulační energie ze zahraničí využívá provozovatel v případě vyskytnutí mimořádné situace v elektrizační soustavě. To může být například nedostatek nebo naopak přebytek výkonu v ES nebo nesplnění podmínky kritéria N-1 atd [10].

## 5 Podpůrné služby v DS

Jak již bylo uvedeno v kapitole 2, distribuční soustava slouží k dodávce elektrické energie až ke koncovým odběratelům a nejvyšší hladinou vyskytující se v této soustavě je hladina 110 kV. Do distribuční sítě jsou připojeny výrobní zdroje nižších výkonů. Tyto zdroje ovšem tvoří významnou část celkové zdrojové základny České republiky. Poskytování podpůrných služeb pro potřeby PPS (resp. PDS) tak ovlivňuje chod distribuční sítě, jelikož je zde připojeno velké množství poskytovatelů těchto služeb. Rostoucím podílem decentralizované výroby v soustavě a klesajícím cenám akumulčních technologií se nabízí možnost využití těchto zdrojů při řízení distribučních sítí poskytováním takzvaných nefrekvenčních podpůrných služeb.

Podpůrnými službami v distribuční soustavě rozumíme veškeré služby, které jsou zajišťovány provozovatelem distribuční soustavy, sloužící pro dosažení a udržení spolehlivého a bezpečného provozu dané soustavy v reálném čase. Pro podpůrné služby DS platí stejné požadavky jako jsou uvedeny v kapitole o podpůrných službách pro PPS, tedy měřitelnost, garantovaná dostupnost služby, certifikovatelnost, možnost průběžné kontroly poskytování a nově je také nutná podmínka doložitelnosti kvality poskytování dané služby včetně archivace záznamů.

Z hlediska pozice distribuční soustavy vůči subjektu poskytujícímu PpS můžeme rozlišit případy, které jsou popsány v Pravidlech provozování distribuční soustavy [7], a to:

- Podpůrné služby nabízené PDS pro PPS – mezi tyto služby patří:
  - Dispečerská záloha
  - Operativní změny spotřeby
  - Regulace rychlosti změny zatížení
  - Sekundární regulace  $U/Q$
- Podpůrné služby nabízené uživatelem DS provozovateli PS prostřednictvím DS – v tomto případě je nabízená služba poskytovatele provozovateli přenosové soustavy skrze distribuční soustavu. Mezi takto poskytované služby patří zejména:
  - Proces automatické regulace frekvence (FCP)
  - Automaticky ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (aFRP)
  - Ručně ovládaný proces obnovení frekvence a výkonové rovnováhy (mFRP<sub>t</sub>)
  - Proces náhrady záloh (RRP)
  - Snížení výkonu (SV30)
  - Sekundární regulace  $U/Q$  (SRUQ)
  - Schopnost ostrovního provozu (OP)
  - Schopnost startu ze tmy (BS)

- Podpůrné služby nabízené uživatelem DS provozovateli DS – mezi tyto služby patří zejména [8]:
  - Služby jalového výkonu
  - Služby lokální stabilizace výkonu a napětí
  - Služby obnovy distribuční soustavy

V případě, že je poskytovatel připojen do distribuční soustavy a chce nabízet službu provozovateli přenosové soustavy, tedy prostřednictvím distribuční sítě, je povinen splnit technické a obchodní podmínky stanovené nejen provozovatelem přenosové soustavy, ale také provozovatelem distribuční soustavy. Pro poskytování takto nabízených PpS platí, že poskytovatel musí předem podrobně informovat o poskytování služby provozovatele DS a musí s ním mít uzavřenou smlouvu o rezervaci přenosové kapacity. Případný poskytovatel těchto služeb také musí respektovat podmínky dané kodexem PPS, ale i podmínky vyplývající z Pravidel o provozování distribučních soustav (PPDS). Provozovatel distribuční sítě má právo si stanovit další podmínky ohledně připojení eventuálního poskytovatele, a to například vzhledem k plánovaným provozním stavům v určitém období. V mimořádných odůvodněných případech má provozovatel distribuční soustavy poskytnutí podpůrných služeb prostřednictvím sítí distribuční soustavy omezit či dokonce zamítnout nebo přerušit [8].

## 5.1 Nefrekvenční podpůrné služby (PpS-N)

Provozovateli distribuční soustavy je umožněno využívat lokální výroby (případně dílčí výrobní moduly, akumulační zařízení a odběrná elektrická zařízení zákazníků), která jsou v paralelním provozu s distribuční soustavou a jsou do ní přímo připojeny, pro potřeby lokálních nefrekvenčních podpůrných služeb. Touto možností řízení dosáhne provozovatel distribuční soustavy zajištění správného provozu distribuční soustavy a splnění všech předepsaných standardů. Nefrekvenční podpůrné služby jsou ty podpůrné služby, které jsou používány k zajištění kvality napětí a provozu sítě. Nejsou to tak služby používané k zajištění rovnováhy mezi výrobou a spotřebou, tedy služby bilanční [8].

Část práce, kde jsou popsány nefrekvenční podpůrné služby v rámci distribuční soustavy včetně certifikace a vyhodnocování, čerpá z návrhu aktualizace Přílohy 7 Pravidel provozování distribuční soustavy k lednu 2020 [8]. Dokument byl již schválen jednotlivými autoritami. V době vzniku této diplomové práce, není tento dokument publikován Energetickým regulačním úřadem. Z následujícího důvodu je zde uveden podrobný popis těchto služeb, podmínek certifikace a způsobu jejich vyhodnocování.

V současné době probíhá poskytování nefrekvenčních podpůrných služeb na základě přímých smluv mezi poskytovatelem dané služby a provozovatelem distribuční sítě. V případě potřeby je na pokyn dispečera určitá služba poptávána u těchto předem sjednaných subjektů a následně proběhne aktivace. Provozovatel distribuční sítě finančně kompenzuje poskytovateli rezervaci kapacit pro poskytnutí dané PpS-N. Provozovatel distribuční sítě tak



platí i za službu, přestože nebyla v daném období aktivována. V současné době není provozovatel distribuční sítě finančně postihován za přetoky jalového výkonu do přenosové soustavy. Přetokem výkonu se obecně rozumí situace, kdy výkon není spotřebován v úrovni, kde byl vygenerován, ale na vyšší napěťové hladině. Provozovatel DS má navíc možnost dle PPDS Příloha 4 využívat u zdrojů připojených do sítě tzv. pásmo povinné podpory pro regulaci napětí a toku jalových výkonů, kterými může v omezené míře zlepšovat parametry sítě.

V budoucnosti je uvažováno zavedení finanční penalizace za přetoky jalových výkonů z distribuční soustavy. V tom případě by byli provozovatelé distribučních sítí, v místech, kde by se tento problém nacházel, nejspíše nuceni využívat nefrekvenční podpůrné služby jalového výkonu k omezení těchto přetoků. Proces aktivace a následného zprostředkování by měl probíhat na tržní bázi a formou standardizovaných produktů, tak jako tomu je u společných evropských platforem pro služby výkonové rovnováhy sloužící PPS (IGCC, PICASSO, atd.). Tento trh bude při splnění daných podmínek přístupný jednotlivým subjektům, které zde mohou nabízet své služby v závislosti na jejich geografického umístění v rámci elektrizační soustavy ČR.

Uvažované lokální nefrekvenční podpůrné služby pro distribuční soustavu jsou shrnuty v Příloze 7 PPDS [8]. Vzhledem k současné úrovni technického řešení využitelnosti PpS-N se jedná pouze o užší výběr. Další typy těchto služeb budou charakterizovány v aktualizacích Přílohy 7 PPDS až bude pro jejich možné využívání nalezeno vhodné technické řešení. Mohou být rozděleny do následujících kategorií:

- Služby jalového výkonu
  - Řízení napětí
  - Řízení toků jalových výkonů
- Služby lokální stabilizace výkonu a napětí
  - Schopnost lokální stabilizace výkonu a napětí
- Služby obnovy distribuční soustavy
  - Schopnost ostrovního provozu výroby s částí DS
  - Schopnost startu výroby ze tmy a dodání výkonu  $P$  a  $Q$  do vyčleněné části sítě

Ze strany provozovatele distribuční soustavy plyne na nefrekvenční podpůrné služby několik podmínek. Poskytované služby musí být ekonomicky odůvodnitelné, technicky a organizačně proveditelné, bezpečně provozovatelné a dispečersky říditelné. Poskytnutí dané služby musí mít také význam z hlediska aktuálních potřeb distribuční sítě, dostupnosti výkonu pro skutečné potřeby sítě, zajištění kvality elektrické energie a nepřetržitosti její dodávky. Technická a ekonomická kritéria o nutnosti potřeby podpůrné služby a následně výběru jejího poskytovatele jsou plně v rukou provozovatele dané distribuční soustavy. Poskytovaná nefrekvenční podpůrná služba také nemůže být ze strany provozovatele distribuční soustavy nárokovatelná. To znamená, že daná služba nemusí být poskytnuta ve všech případech, ovšem o jejím využití vždy plně rozhoduje provozovatel distribuční soustavy. O jejím poskytnutí

rozhoduje poskytovatel a samotný proces funguje na tržních zásadách. Platby za poskytování těchto služeb jsou stanoveny ERÚ na základě Přílohy 7 PPDS zvláštním předpisem [17].

V příloze 7 PPDS [8] jsou také stanovena hlavní provozní kritéria pro PpS-N:

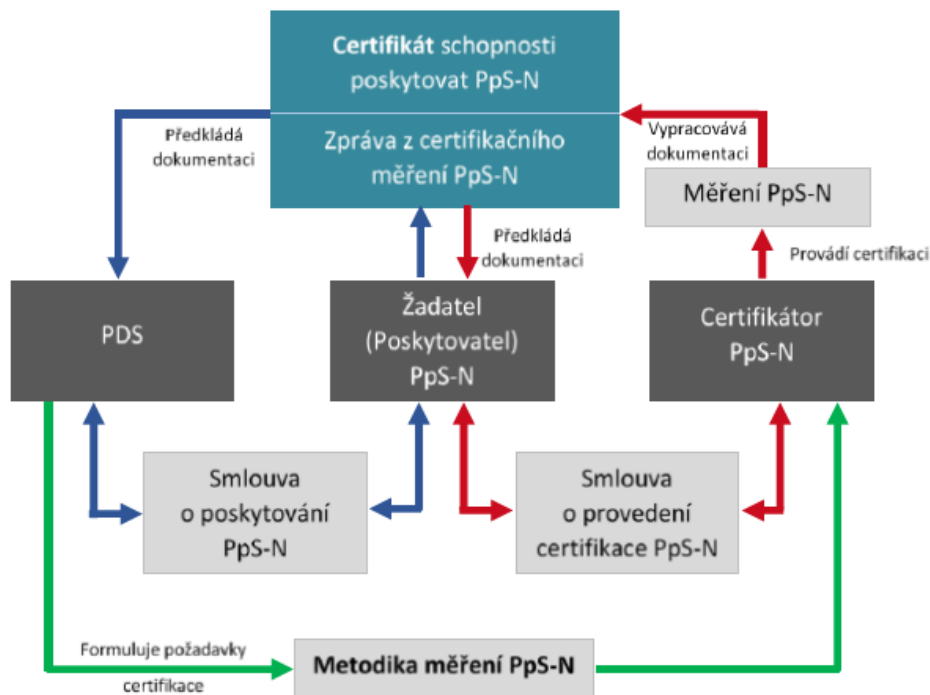
- Lokalita – napěťová úroveň a místo připojení poskytovatele v DS
- Využitelný rozsah – výkonový rozsah
- Kvalita – technická vyspělost, rychlost, přesnost a provozní bezpečnost poskytování
- Dostupnost – nepřetržitost a délka časového období zajištění trvalé dostupnosti
- Kapacita – garantovaná délka trvalého provozu při zadaných výkonových limitech
- Doba nájezdu ze tmy

Je důležité, aby při samotném poskytování podpůrných služeb nebyly ohroženy a limitovány další zařízení provozované paralelně se sítí provozovatele dané distribuční sítě a nesmí dojít ke zpětnému působení na síť případně na zařízení jiných odběratelů. V žádném případě nemůže nastat situace, kdy bude ohrožen spolehlivý a bezpečný provoz distribuční soustavy [8].

V místech soustavy, kde na základě zkušeností PDS s provozem sítě v dané lokalitě a na základě archivních údajů o provozu není jednoznačné rozhodnutí o využitelnosti určité nefrekvenční podpůrné služby, je zpracována studie potřebnosti této služby. Studie má za úkol rozlišit, zda je pro danou lokalitu dostatečné využití povinných regulačních nástrojů nebo je výhodné sjednání nefrekvenční podpůrné služby na konkrétním místě v síti. Výsledky studie pro služby schopnost startu ze tmy a dodání výkonu  $P$  a  $Q$  do vyčleněné části sítě a schopnost ostrovního provozu výroby s částí DS jsou navíc projednávány s ČEPS a dalšími dotčenými subjekty. To je podmíněno přímou návazností provozovatele přenosové soustavy na možný blackout celé elektrizační soustavy ČR a následným postupem při obnovování sítě [8].

### 5.1.1 Certifikace a vyhodnocování PpS-N

Poskytovatel je povinen získat certifikát schopnosti poskytovat PpS-N, aby mohl tyto služby nabízet danému PDS. Zisku tohoto certifikátu předchází certifikační měření, které je provedeno dle metodiky zpracované v příloze 7 PPDS. Celý proces certifikace a jaké subjekty do něj vstupují je zobrazen na obr. 6. Žadatel (poskytovatel) PpS-N je subjekt, který má zájem nabízet příslušnou PpS-N, o kterou na daném místě projevil zájem PDS. Certifikační organizace, která je PDS schválena jako autorizační jednotka pro provádění certifikačního měření [8].



Obr. 6 – Proces certifikace [8]

Na počátku procesu stojí žadatel o certifikaci, tedy budoucí poskytovatel PpS-N. Ten žádá u příslušného certifikátora provedení certifikačního měření. Ve zvláštních případech má provozovatel distribuční sítě možnost zažádat u certifikační autority o recertifikační měření. To může nastat například v situacích, kdy má PDS oprávněné obavy o korektním poskytování dané podpůrné služby [8].

Dalším krokem je podepsání smlouvy o provedení certifikace PpS-N, která je sepsána mezi žadatelem a příslušnou certifikační jednotkou. Následně je na zařízení žadatele certifikátorem provedeno měření. Toto měření probíhá na základě metodiky, která je vypracována v kooperaci certifikátora a příslušného PDS [8].

Výsledky měření obsahují Certifikát schopnosti poskytovat PpS-N a Zprávu z certifikačního měření, která obsahuje podrobnější záznam rozsahu a výsledků měření. Tyto dokumenty předkládá žadatel (poskytovatel) PpS-N příslušnému provozovateli distribuční soustavy. Pokud nejsou tyto dokumenty schváleny příslušným PDS, tak poskytovatel nemůže nabízet danou službu, dokud neprovede potřebná opatření. Pokud PDS tyto dokumenty schválí, může být mezi PDS a žadatelem o poskytování PpS-N uzavřena Smlouva o poskytování PpS-N. Certifikace má platnost 48 měsíců od data provedení. Po vypršení platnosti je nutné provést nové certifikační měření. Obnovení certifikace je nutné i v případě, že na zařízení poskytovatele došlo ke změnám parametrů zařízení, jež by mohli ovlivnit kvalitu poskytování. Může to být například způsobené opravou zařízení, rekonstrukcí nebo výměnou určitých částí zařízení. V odůvodněných případech, kdy poskytovatel neposkytuje službu s dostatečně kvalitními parametry nebo při vážných pochybnostech o schopnosti vůbec poskytovat tuto

službu, může příslušný provozovatel distribuční soustavy vyzvat poskytovatele k provedení recertifikačního měření [8].

Pro provádění certifikačních měření je nutná autorizace. O udělení této autorizace rozhoduje provozovatel distribuční soustavy. Podmínkou jejího vydání je splnění všech předem zadaných podmínek. Platnost autorizace je nejdéle 5 let ode dne udělení a není přenosná na jinou právnickou či fyzickou osobu. Po uplynutí je možné požádat o její prodloužení. Pokud provozovatel distribuční soustavy zamítne žádost o autorizaci, má žadatel možnost se odvolat proti tomuto rozhodnutí na ERÚ [8].

Vzhledem k různým odlišnostem v zařízeních poskytovatelů, jako je například způsob výroby elektrické energie, schéma samotné výroby, vyvedení výkonu nebo specifika výroby v závislosti na použité palivo, je v podstatě nemožné stanovit přesná pravidla pro všechna možná zařízení poskytovatelů. Proto jsou alespoň v Příloze 7 PPDS stanovena obecná pravidla pro provádění certifikačních měření. Mezi tato pravidla se řadí například:

- Žadatel poskytuje certifikátorovi všechny potřebné údaje pro provádění měření a parametry zařízení
- Pokud je zařízení žadatele výrobním modulem, tak je nutné doložit i certifikát v souladu s Nařízením komise (EU) 2016/631, který stanovuje požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě. Tento požadavek se netýká již stávajících výroben, pro které jsou již provozovatelem DS zveřejněny požadavky.
- Měření pro certifikaci je provedeno na vzájemně se neovlivňujících technologických celcích. Pokud dochází ke vzájemnému ovlivňování, tak je měření provedeno v těchto stavech.
- Poskytovatel může se souhlasem příslušného PDS poskytovat podpůrnou službu i jinému PDS než tomu, ke kterému je připojen. Vyloučeno je ale současné poskytování dvěma subjektům z jednoho zařízení.
- Poskytovatel je povinen uvést všechny podmínky omezující certifikaci a poskytování dané PpS-N, jako je např. časové omezení poskytování služby nebo omezení v důsledku ročního období.
- Certifikátor má právo vyloučit z certifikačního měření případné závady, které by mohly ovlivňovat výsledky měření, mimo zařízení procházející certifikačním procesem. To poté musí být zcela objasněno a popsáno ve zprávě z certifikačního měření.

Po poskytnutí nefrekvenční podpůrné služby je jak pro poskytovatele, tak pro uživatele (PDS) důležité správné vyhodnocení poskytnutí určité služby. Toto vyhodnocování probíhá porovnáním certifikovaného rozsahu parametrů a objemů poskytnuté podpůrné služby s realitou. Zkoumané veličiny, jež jsou pro vyhodnocování jednotlivých druhů nefrekvenčních podpůrných služeb relevantní, jsou především úspěšnost aktivace (pokud má význam), doba provozu (případně dostupnost) a dodržení objemu vykoupených služeb. V průběhu poskytování je také průběžně ověřována kvalita dodávané služby [8].

Vyhodnocování probíhá na základě několika naměřených parametrů. Těmi jsou zejména většinou 1minutové hodnoty z provozních měření poskytovatele, které jsou průběžně ukládány do databáze dispečerského řídicího systému, hodinové průměry těchto hodnot a dispečerská dokumentace. Samotné vyhodnocení poskytování nefrekvenčních podpůrných služeb je poté vykazováno v hodinách. Výsledky vyhodnocení jsou zveřejněny po uplynutí zúčtovacího období, tedy kalendářního měsíce. Výsledky jsou zaměřené nejen na časové hledisko (doba poskytování dané služby), ale také na kvalitativní parametry poskytnuté služby [8].

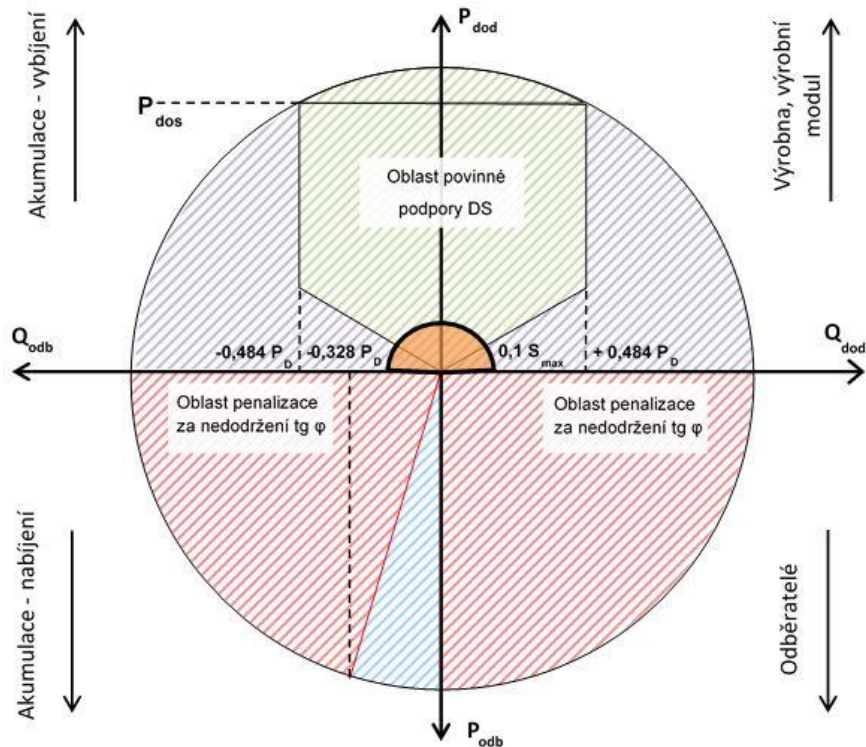
## 5.2 Služby jalového výkonu





### 5.2.1 Řízení napětí

Provozovatel distribuční sítě je povinen dodržovat kvalitu dodávaného napětí a udržovat napěťovou stabilitu. K dosažení těchto parametrů napomáhá regulace jalového výkonu, jehož pomocí se dosáhne požadované hodnoty napětí. Hodnota  $Q$ , kterou probíhá regulace, může nabývat kladných i záporných hodnot. To znamená, že jalový výkon může být, jak dodáván, tak i odebírán. V případě odběru jalového výkonu ze sítě je výsledkem pokles napětí v tomto místě. Naopak při dodávce jalového výkonu do sítě narůstá hodnota napětí v daném místě soustavy. Pokud je vyrovnaná bilance jalového výkonu v pilotních uzlech, je také stabilizováno napětí v distribuční soustavě. Tato nefrekvenční služba bývá často označována jako RUQ [8].

V pravidlech provozování distribučních soustav (PPDS) je stanoven dovolený rozsah účinníku a jeho případné nedodržení je penalizováno. Tohle pravidlo se ovšem netýká subjektů, které mají s provozovatelem distribuční soustavy sjednanou smlouvu o poskytování služby RUQ a době poskytování služby tuto hranici překročilo. V době, kdy tento subjekt poskytuje danou službu, se účinník nevyhodnocuje a jeho překročení tedy není penalizováno. PDS sleduje dodávku (respektive odběr) jalového výkonu a následně vyhodnotí dodržení požadovaných hodnot napětí. Při poskytování služby řízení napětí se provozovatel distribuční soustavy na základě smlouvy o poskytování PpS-N zavazuje k úhradě této služby ve smluvně dohodnutém rozsahu jalového výkonu [8].

Na základě přílohy 4 PPDS je stanoveno takzvané pásmo povinné podpory sítě. Provozovatel výroby souhlasí na základě podpisu smlouvy o připojení s pravidly stanovenými v příloze 4 PPDS. Na obr. 7 je tato oblast povinné podpory sítě vyznačena, kde  $P_{DOS}$  označuje návrhový výkon výroby. Za poskytnutí povinné podpory sítě není provozovatel nijak finančně odměněn. Fialová oblast vyznačuje oblast možného dalšího využití výroben v oblasti podpory sítě v rámci nefrekvenčních podpůrných služeb. Poskytnutí podpory sítě v této oblasti by již bylo předmětem finanční kompenzace.



-  - Nevyhodnocovaná oblast při povinné podpoře 0,1
-  - Oblast požadované podpory pro výrobní a akumulace v režimu vybíjení
-  - Oblast povinného pohybu účinníku pro odběratele a akumulace v režimu nabíjení
-  - Oblast penalizace za nedodržení  $\text{tg } \varphi$

Obr. 7 – Požadavky povinné podpory výroben a odběratelů [8]

Ve smlouvě o poskytování PpS-N je dohodnuto místo, kde probíhá měření parametrů poskytované služby. Toto místo se vždy nachází mezi distribuční soustavou a výrobním modulem/výrobnou, která poskytuje tuto službu. Například pokud je služba poskytována synchronním výrobním modulem, tak se místo měření nachází na svorkách výrobního modulu. V jiných případech je to například předávací místo mezi výrobnou a příslušnou distribuční soustavou [8].

Skutečná dostupnost služby je také součástí smlouvy o poskytování PpS-N a standardně se řeší v rámci provozní přípravy chodu distribuční sítě. Poskytovatel dané služby je povinen provádět certifikační zkoušky stanovené v Příloze 7 PPDS. Těmito zkouškami je ověřena schopnost dodávky této nefrekvenční služby. Provozovatel distribuční sítě má v odůvodněných případech možnost provést zkoušky poskytování smluvně ujednaných podpůrných služeb, kdy je ovšem povinen informovat poskytovatele s dostatečným předstihem (minimálně 15 dní před zahájením zkoušek) [8].

## 5.2.2 Řízení toků jalových výkonů

Cílem této PpS-N je řízení toků jalových výkonů dle požadavků provozovatele distribuční soustavy. Pomocí této nefrekvenční podpůrné služby je dosaženo optimalizace toků jalových výkonů v rámci distribuční sítě a případně i regulace těchto toků v předávacích místech mezi distribuční a přenosovou soustavou. Regulační jalový výkon  $Q$  může být, jak dodáván, tak i odebírán [8].

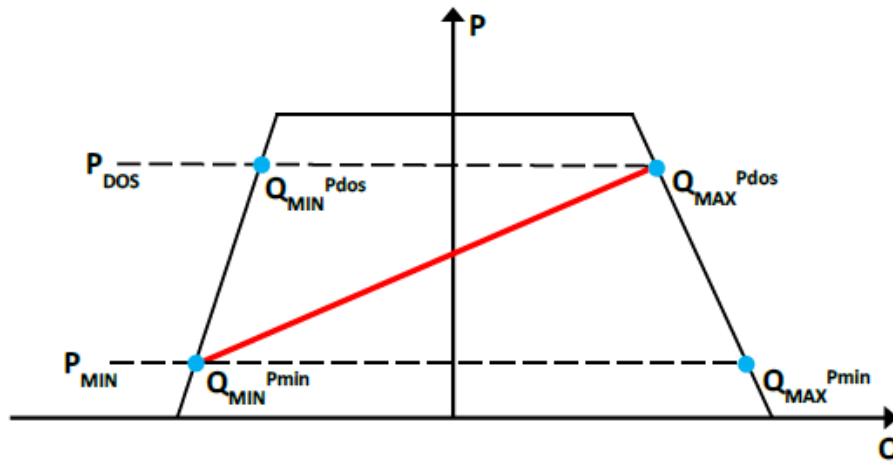
Stejně jako u služby řízení napětí se neuplatňuje finanční sankce za nedodržení účinníku, a dokonce ani za nevyžádanou dodávku jalového výkonu. Provozovatel distribuční soustavy pouze sleduje a vyhodnocuje dodávku případně odběr jalového výkonu  $Q$ . Pro službu řízení toků jalových výkonů platí stejný princip platby za poskytnutí dané služby jako u služby řízení napětí. Z hlediska dostupnosti služby jsou uplatňována stejná pravidla jako u služby řízení napětí, tedy pravidelná certifikační měření a v odůvodněných případech zkoušky na vyžádání provozovatele dané distribuční soustavy. Místo, kde jsou měřeny parametry poskytované služby, je místem předání dat a zároveň jsou zde přijímány pokyny ze strany provozovatele DS. Toto místo stanovuje PDS po dohodě s poskytovatelem dané nefrekvenční podpůrné služby [8].

## 5.2.3 Certifikace a vyhodnocení služeb jalového výkonu

Certifikace služeb řízení napětí a řízení toků jalových výkonů, tedy služeb jalového výkonu, je zde z důvodu jejich úzké zpracována společně. Certifikační testy probíhají z důvodu ověření skutečného rozsahu regulace toků jalového výkonu v rámci nabízených služeb a také slouží k ověření technických podmínek zajištění řízení dané služby. V průběhu měření se ověří vlastnosti a parametry žadatele o poskytování příslušné PpS-N. Využití těchto služeb je plně v kompetenci provozovatele příslušné distribuční soustavy. Základem pro splnění certifikace je splnění požadavků v dokumentu PPDS, zejména pak ty, jež se nacházejí v Příloze 4. Ověření hodnot jalového výkonu, kterých je možné dosáhnout v rámci PQ diagramu, probíhá včetně oblasti povinné podpory, která je stanovena dle přílohy 4 PPDS [8].

Prvním certifikačním testem, který se u služeb jalového výkonu provádí je tzv. ověření rozsahu regulace toků jalového výkonu ve směru dodávky i odběru jalového výkonu. Smyslem testu je ověřit skutečné maximální dosažitelné hodnoty jalového výkonu  $Q$  podle PQ diagramu. V průběhu tohoto testu jsou v příslušné oblasti distribuční sítě ověřeny také napěťové poměry a toky  $Q$ . Pokud žadatel disponuje časovým omezením poskytnutí příslušné služby, je také ověřena tato garantovaná délka provozu (dodávky/odběru). Výsledný regulační rozsah je dán změřenými hodnotami maximálního jalového výkonu při dosažitelném výkonu výroby daný výrobním procesem označeného jako  $Q_{MAX}^{P_{dos}}$  a minimálního jalového výkonu při minimální hodnotě dodávaného činného výkonu  $Q_{MIN}^{P_{min}}$ . Hodnoty jsou zobrazeny na obr. 8. Výsledkem testů je také závislost vybraných veličin (záleží na typu zařízení) na průběhu regulace toků výkonu  $Q$ . Zejména jde o dosažitelné hodnoty  $U$  a  $Q$ . Dále také přesnost regulace těchto vybraných sledovaných veličin. Těmito veličinami mohou být například časové

odezvy na pokyny pro úpravu hodnoty toku jalového výkonu a úrovně napětí nebo závislost napětí ve vybraných bodech distribuční sítě [8].



Obr. 8 – Certifikovaný rozsah jalového výkonu [8]

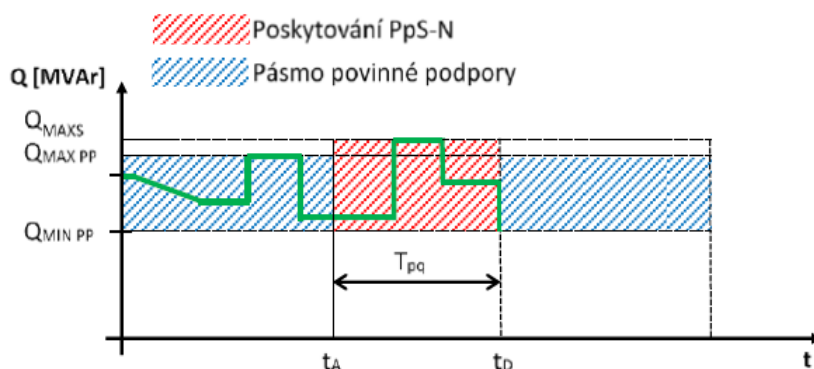
Druhým certifikačním testem pro ověření schopnosti poskytovat služby jalového výkonu je test technického ověření přesnosti. U nefrekvenčních podpůrných služeb jalového výkonu je využívána regulace toků jalového výkonu na zařízení poskytovatele těchto služeb. Tato regulace probíhá odesíláním automatizovaně zpracovaných požadavků z řídicích systémů provozovatele DS. Účelem tohoto testu je nejen ověřit kvalitu a přesnost regulace, ale také ověřit provedení a zajištění komunikačních cest mezi PDS a poskytovatelem dané služby. V rámci tohoto testu se ověřuje technická připravenost, přesnost, rychlost a správnost regulace. Dále také komunikace mezi dispečerským řídicím systémem příslušného PDS a modulem poskytujícím danou službu [8].

Nefrekvenční podpůrné služby jalového výkonu jsou rozdílně vyhodnocovány pro již stávající a nově připojené výrobní moduly. Vyhodnocování probíhá dle smluvních podmínek na denní a měsíční bázi. To záleží na charakteru poskytnuté služby, a to krátkodobé či dlouhodobé. Jak již bylo zmíněno u jednotlivých služeb jalového výkonu, tak místo měření je stanoveno ve smlouvě o poskytování [8].

Při poskytování PpS-N jalového výkonu nově připojenými výrobními moduly se vychází z doby po kterou byla výroba přifázována k síti  $T_{SH}$ . Doba poskytování služby jalového výkonu  $T_{PQ}$ , kdy je využíván celý certifikovaný rozsah, je dána časem aktivace  $t_A$ , který určuje PDS momentem aktivace, a časem deaktivace služby  $t_D$ , který je dán momentem deaktivace ze strany PDS, ale může být také následkem ukončení ze strany poskytovatele. Při vyhodnocení je stanovena také doba oprávněného plnění  $T_{COR}$ , která představuje možné korekce plnění či neplnění služby, což může proběhnout například na základě vyhodnocení dispečerských záznamů. Tato doba oprávněného plnění může být jak kladná, tak záporná. Upřesněním doby poskytování služby jalového výkonu  $T_{PQ}$  o hodnotu oprávněného plnění  $T_{COR}$  vznikne doba skutečného plnění  $T_{PH}$ , která charakterizuje dobu, po kterou výroba skutečně plnila danou službu [8].

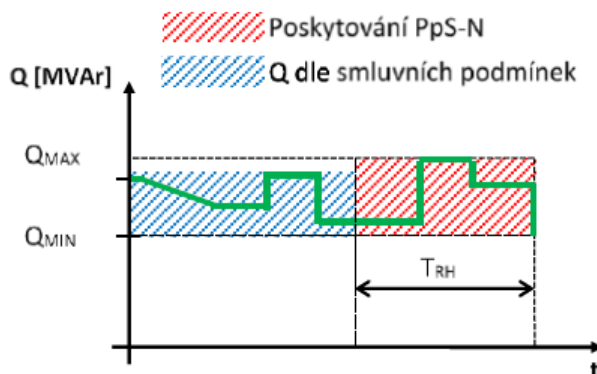


Při vyhodnocování doby skutečného plnění  $T_{PH}$  je důležité, aby byla služba poskytována minimálně 50 minut z dané hodiny. Výjimku tvoří hodina aktivace a deaktivace, kdy se tato hodina uznává i když poskytování probíhalo méně než 50 minut. Platba za službu poté probíhá za dosaženou  $T_{PH}$ . V době, kdy neprobíhá poskytování služby jalového výkonu, tak výrobná přechází do pásma povinné podpory a chová se v souladu s podmínkami připojení do distribuční soustavy. Součástí vyhodnocení poskytnutí dané služby je také ověření technických podmínek poskytování, což je například akceptace a správné provedení povelů o daných parametrech (rychlost, přesnost apod.). Příklad vyhodnocení služby jalového výkonu pro nově připojené moduly lze vidět níže na obr. 9 [8].



Obr. 9 – Příklad vyhodnocování služby jalového výkonu pro nově připojené moduly [8]

I při vyhodnocování služby jalového výkonu pro již připojené moduly se vychází z hodnoty  $T_{SH}$  (doba po kterou byla výrobná přifázována k síti). Doba skutečného plnění  $T_{PH}$  je složena z doby  $T_{RH}$  (doba, kdy výrobná regulovala pro službu jalového výkonu s využitím celého certifikovaného rozsahu jalového výkonu) a doby opravného plnění  $T_{COR}$ , tak jak tomu bylo pro nově připojené výrobní moduly. I zde platí pravidlo pro naplnění minimálně 50ti minut z dané hodiny pro uznání hodiny skutečného plnění  $T_{PH}$ . V případě stávajících výrobních modulů probíhá fixní platba za rozsah v době skutečného plnění  $T_{PH}$  výrobní. Příklad vyhodnocování pro již připojené výrobní moduly na základě vztahu k povinné podpoře zdrojů dle přílohy 4 PPDS (Pravidla pro paralelní provoz zdrojů) a nařízení komise EU (stanovuje požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě) lze vidět na obr. 10. Pro účely poskytování nefrekvenčních podpůrných služeb jalového výkonu není uplatňováno pásmo povinné podpory [8].



Obr. 10 – Příklad vyhodnocování služby jalového výkonu pro stávající výrobní moduly [8]

### 5.3 Schopnost lokální stabilizace výkonu a napětí

Schopnost lokální stabilizace výkonu a napětí je nefrekvenční podpůrná služba jejíž cílem je poskytování zvýšené dodávky elektřiny a regulace činného výkonu v části distribuční sítě, přesněji uzlové oblasti. Účelem této služby je při zvýšené dodávce elektřiny dodržet následující pravidla [8]:

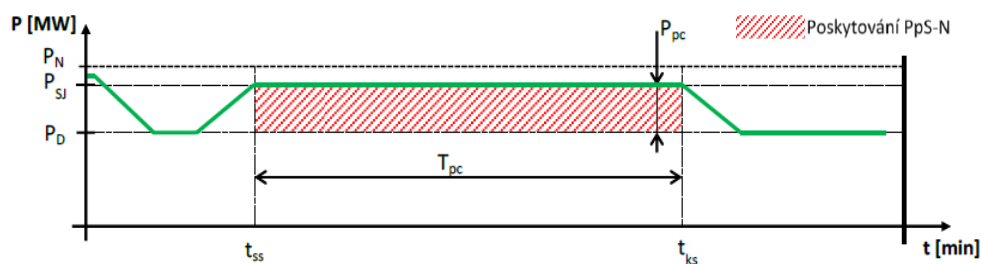
- Nepřekročení přenosových schopností zařízení distribuční soustavy
- Dodržení bezpečnostních kritérií provozu distribuční soustavy v definovaných mezích
- Dodržení limitů činných výkonů  $P$  mezi distribuční a přenosovou soustavou
- Udržení stability distribuční sítě

Tato služba slouží pro zajištění provozu výrobního modulu v části uzlové oblasti při plánovaných pracích v síti. Provozovatel výrobního modulu se zavazuje držet tento modul v provozu a dodávat do sítě činný výkon dle dohody s PDS. Službu nelze využívat pro změnu výkonu při poruchových stavech v síti. Regulační hodnota výkonu může být pouze dodávána, musí být tedy pouze kladná [8].

Poskytnutí této PpS-N je povinen provozovatel distribuční soustavy s výrobcem sjednat minimálně 15 dní před plánovanou aktivací. Následně nejpozději do 9:30 předcházejícího dne, kdy proběhne poskytnutí, upřesní navýšení činného výkonu. Velikost navýšení činného výkonu je sjednána v smlouvě mezi výrobcem a provozovatelem DS. Lokální zvýšení dodávky činného výkonu není považována za regulační energii pro potřeby bilančního řízení provozovatele přenosové soustavy. Řadí se mezi nefrekvenční podpůrné služby, protože poskytování probíhá na vymezeném místě v síti a neovlivní tak parametry celé sítě [8].

Místem měření dodávaného činného výkonu je opět předávací místo mezi poskytovatelem (výrobnou) a provozovatelem dané distribuční sítě. U této služby není nutná certifikace a podmínky poskytování jsou stanoveny smluvně mezi poskytovatelem a PDS. Dostupnost služby je součástí smlouvy o poskytování PpS-N a následně standardně řešena v rámci přípravy provozu distribuční soustavy [8].

Vyhodnocení poskytnutí služby lokální stabilizace výkonu a napětí probíhá dle naplněných smluvních parametrů, které jsou výše poskytnutého činného výkonu pro potřeby provozovatele distribuční soustavy a celkový čas poskytování služby. Hodnoty výše poskytnutého výkonu jsou měřeny v 1minutových řezech příslušným PDS skrze dispečerský systém. Následná platba za poskytnutí této PpS-N odpovídá plnění smluvně sjednaných parametrů, jak je zobrazeno na obr. 11. Hodnota  $T_{PC}$  představuje dobu poskytování služby lokální stabilizace výkonu a napětí a hodnota  $P_{PC}$  udává poskytnuté zvýšení činného výkonu. Součástí parametrů poskytnuté služby je také nepřetržitost poskytování. V případě souběhu poskytování této a jedné ze služeb jalového výkonu, se každá z těchto PpS-N vyhodnocuje zvlášť. Poskytovatel nemá odpovědnost za využitelnost této služby pro potřeby PDS. Pro tuto PpS-N se neliší způsob vyhodnocování pro nové a již připojené výrobní moduly, stejně jako pro synchronní a nesynchronní moduly [8].



Obr. 11 – Příklad vyhodnocování služby lokální stabilizace výkonu a napětí [8]

## 5.4 Služby obnovy distribuční soustavy

### 5.4.1 Schopnost ostrovního provozu výroby s částí DS

V Příloze 7 PPDS [8] je definován hlavní cíl této služby jako „schopnost automatického přechodu do ostrovního provozu a udržení v ostrovním provozu výroby s částí distribuční soustavy z paralelního propojení s distribuční soustavou při poruchách lokálního i systémového charakteru nebo při provádění revizí a plánovaných odstávkách napájecích bodů distribuční soustavy a její udržení v ostrovním provozu za účelem zajištění dodávky elektrické energie odběratelům ve vyčleněné části distribuční sítě.“ Služba zajišťuje udržení ostrovního režimu určité části distribuční soustavy za účelem zajištění dodávky elektřiny ke konečným odběratelům. Přechod do ostrovního režimu může být způsoben například poruchou nebo plánovanou odstávkou části sítě.

Subjekt, který poskytuje službu ostrovního provozu, mimo pokrytí vlastní spotřeby výroby využívá tuto službu také k zajištění napájení dalších objektů. Těmito objekty jsou ostatní výrobní zdroje, rozvodny, dispečinky, ale zejména prvky kritické infrastruktury. Ostrovní provoz určité části sítě může sloužit k propojení a spolehlivému provozu pro obnovu napájení na úrovni DS, ale může být také využit jako podpora pro PS. Pokud je výrobní modul v provozu, tak musí poskytnout službu ostrovního provozu a aktivace této služby probíhá automaticky a zcela autonomně v závislosti na odchylce frekvence [8].

Pro zdroje poskytující tuto PpS-N je vyžadováno splnění několika kritérií pro ostrovní provoz. Ostrovní provoz je zajištěn na požadavek provozovatele příslušné distribuční soustavy. Při tom jsou stanoveny frekvenční limity pro tento typ provozu. Tyto limity jsou stanoveny PDS ovšem musí být navíc odsouhlaseny PPS. Limity jsou uvedeny v Tab. 5.1. Dále je provozovatel povinen udržovat napětí ostrova v limitních mezích pomocí automatické regulace. Provozovatel musí být schopen dodržet předepsané limity frekvence a napětí i při definované skokové změně zatížení a udržet provoz ostrova při paralelním provozu několika výrobních modulů [8].

Tab. 5.1 – Frekvenční limity pro ostrovní provoz [8]

Rozsah frekvence	Doba provozu
47,5 – 48,5 Hz	30 min
48,5 – 49,0 Hz	90 min
49,0 – 51,0 Hz	neomezeno
51,0 – 51,5 Hz	30 min

Pokud by výrobní zdroj poskytující tuto PpS-N disponoval přebytkem výkonu, tak musí být schopen snížit činný výkon v rámci provozního PQ diagramu. Z toho plyne, že zdroj musí mít schopnost snížit dodávaný výkon do sítě na minimum a pokrýt pouze vlastní spotřebu a poté navyšovat výkon až na jmenovitou hodnotu. Dále musí výrobní moduly pracovat se statikou v rozmezí 4-10 % a hodnota musí být v průběhu provozu nastavitelná [8].

Výrobní moduly poskytující službu ostrovního režimu musí přejít do ostrovního režimu automaticky při frekvencích stanovených distributorem a tento přechod musí být proveden bez zpoždění. Způsob detekce pro přechod výrobní do režimu pro ostrovní provoz je upřesněn mezi poskytovatelem této služby a provozovatelem distribuční soustavy v koordinaci s provozovatelem přenosové soustavy. Moduly musí být schopny provozu v omezeném frekvenčně závislém režimu při nadfrekvenci a podfrekvenci [8].

Poskytovatel musí zajistit nezávislou komunikaci, která bude schopna provozu i při dlouhodobějším výpadku napájení vlastní spotřeby nutné pro poskytování PpS-N. To může být provedeno například prostřednictvím satelitního telefonu či komunikačních prostředků energetiky (komunikace po vedení). Zdroj musí mít zajištěné napájení z nezávislého zdroje (např. baterie) při poskytování této služby a ztrátě napájení z distribuční sítě minimálně po dobu 8 hod. (od 18.12.2022 po dobu 24 hod.) Toto nezávislé napájení slouží především pro vlastní řídicí systémy, ochrany, komunikaci s provozovatelem distribuční soustavy, přenosy měření, signalizace a ovládání pro přenosy do dispečerského řídicího systému [8].

Provozovatel distribuční sítě má pravomoc určit si rozsah oblasti vyčleněného ostrova, hraniční rozpínací místa, charakter provozu a předpokládané bilance. Místem měření parametrů poskytované služby je opět předávací místo. Tedy místo mezi subjektem poskytujícím danou službu a distribuční sítí. Pro dostupnost služby platí stejná pravidla jako pro nefrekvenční podpůrné služby jalového výkonu. To znamená, že skutečná dostupnost

služby je součástí smlouvy o poskytování PpS-N a řeší se v přípravě chodu distribuční sítě. Poskytovatel je povinen provádět pravidelné certifikační testy, které ověří schopnost poskytování služby ostrovního provozu. Provozovatel distribuční sítě může v odůvodněných případech provést zkoušky poskytování této služby mimo pravidelné intervaly. V tomto případě je ale povinen provedení této zkoušky provozovateli oznámit s dostatečným předstihem [8].

### Certifikace a vyhodnocování služby ostrovního provozu

Jelikož výrobní modul pracuje při poskytování služby ostrovního provozu do části izolované soustavy, kde již z principu této soustavy dochází ke značným fluktuacím zatížení, tak se tento stav vyznačuje změnami systémových veličin, a to frekvencí a napětí. Pro bezpečné a správné poskytování této služby je důležitý jak proces přechodu do ostrovního režimu, tak opětovné přifázování k distribuční soustavě. Právě proto jsou oba tyto procesy předmětem certifikace služby ostrovního provozu. Proces certifikace této PpS-N se snaží poskytnout informace o všech fázích provozu výrobního modulu spojeného s ostrovním režimem. Certifikační zkoušky se mohou lišit vzhledem k typu výrobního modulu poskytující danou službu. Například pro parní a plynové elektrárny bude průběh velmi podobný, kdežto u vodní elektrárny se bude v některých částech odlišovat [8].

Certifikační test pro službu ostrovního provozu se skládá ze dvou základních typů testu. Prvním z nich je test dynamického chování výrobního modulu simulací otáček. U tohoto typu testu je předmětem ověřování reakce výrobního modulu na skokovou případně plynulou změnu otáček. V průběhu testování je výrobní modul sfázován s distribuční sítí. Test se skládá z několika dílčích testů, během kterých je ověřována reakce výrobní na rozdílné druhy fluktuací, které mohou vzniknout v reálném ostrovním provozu, a také se ověřuje funkčnost systému regulačních obvodů ostrovního provozu. Mezi tyto testy se řadí především [8]:

- Poskytnutí signálu dostupnosti ostrovního provozu
- Přechod z výkonové do otáčkové regulace – ověření chování zařízení při přechodu do regulátoru ostrovního režimu
- Simulované skokové změny otáček – ověření chování zařízení při skokových změnách otáček
- Simulované plynulé změny otáček – ověření správnosti chování zařízení a velikosti rezervy pro okamžité změny činného výkonu
- Přepnutí výrobního modulu do normální struktury řízení – ověření přechodu z ostrovního provozu zpět do normálního provozního stavu

Druhým certifikačním testem pro ověření správného fungování služby ostrovního provozu je test chování výrobního modulu při vypínací zkoušce „ostrov“. Tento test probíhá na výrobním modulu, který byl přepnut do režimu proporcionální regulace otáček. Následně tento modul přechází z hodnoty jmenovitého činného výkonu až na minimální hodnotu výkonu, která je určena vlastní spotřebou samotné výrobní. V průběhu tohoto testu jsou synchronně měřeny

jednotlivé veličiny (minimálně  $U$ ,  $f$ ,  $P$ ,  $Q$  a  $I$ ), na základě kterých probíhá následné vyhodnocení [8].

Vyhodnocování poskytnuté služby ostrovního režimu probíhá po aktivaci na základě záznamů v dispečerské dokumentaci a naměřených hodnot. Provozovatel distribuční soustavy má právo ověřit dostupnost poskytování této podpůrné služby pomocí inspekce připravenosti. Připravenost zdroje znamená jeho přifázování k síti a současně nepřítomnost signálu nedostupnosti služby. Tento signál charakterizuje připravenost zdroje pro přechod z výkonové do otáčkové regulace. Poskytovatel služby ostrovního provozu obdrží úhradu složenou ze dvou částí. První je paušální složka, která se vztahuje k připravenosti poskytnout danou službu. Druhou částí je složka za aktivaci, kde existují dva případy. Prvním je cena při zvláštním režimu zúčtování, kde je cena určena dle OTE. Druhou variantou je cena bez vyhlášení zvláštního režimu zúčtování a v tomto případě je cena stanovena dle ERÚ [8].

#### 5.4.2 Schopnost startu výroby ze tmy a dodání výkonu $P$ a $Q$ do vyčleněné části DS

Služba schopnosti startu výroby ze tmy a dodání výkonu  $P$  a  $Q$  do vyčleněné části distribuční soustavy má za cíl obnovit provozuschopnost části soustavy, která ztratila napětí z okolních uzlů elektrizační sítě. Po obnovení provozuschopnosti této části sítě se zaměřuje na obnovení dodávky elektrické energie ke konečným odběratelům (ve vyčleněné části), a to až do doby, než bude obnovena dodávka elektrické energie z přenosové soustavy. Tato PpS-N je využívána pro obnovení dodávky elektrické energie v části sítě při výskytu rozsáhlých poruch nazývaných „black out“. V tomto případě může dojít k obnově dodávky elektrické energie z přenosové sítě se značným zpožděním. Tato služba zajistí překlenutí tohoto časového zpoždění a umožní dodávku elektrické energie v určité části sítě i když s určitými omezeními [8].

Poskytovatelé této nefrekvenční podpůrné služby musí být schopni dosáhnout v dohodnutém čase jmenovitého napětí a frekvence sítě, dále pak připojit iniciační zdroj k síti a pracovat v ostrovním režimu s danou částí vyčleněné sítě distribuční soustavy. Tento postup by měl vytvořit vhodné podmínky pro start dalších zdrojů v soustavě, které jsou připraveny k provozu. Start těchto zdrojů probíhá na pokyn dispečera provozovatele příslušné distribuční soustavy. Tato PpS-N bude primárně využita pro zajištění napájení pro klíčová místa soustavy. Za tyto místa mohou být považovány prvky sítě jako ostatní výroby, rozvodny, dispečink, napájení vlastní spotřeby zdroje poskytujícího danou PpS-N nebo z řad odběratelů hlavně prvky kritické infrastruktury. Po obnovení napájení těchto prvků je služba využita v rámci možnosti síťového propojení a spolehlivého provozu na obnovu dalších částí distribuční sítě a případně jako podpora pro obnovu napájení přenosové soustavy [8].

Pro zdroje poskytující tuto PpS-N je vyžadováno splnění několika kritérií. Prvním z nich je schopnost výrobního modulu zahájit provoz po odstávce bez jakékoliv možnosti napájení z distribuční soustavy ve lhůtě stanovené příslušným PDS. Dále musí být výrobní modul schopen přifázování k síti v rámci frekvenčních, případně napěťových, limitů stanovených

příslušným PDS. Následným připojování dalších zdrojů do ostrovní sítě způsobí poklesy napětí a výrobní modul musí být schopen automaticky tyto poklesy vyregulovat [8].

Dále je pro výrobní modul poskytující službu startu ze tmy požadováno několik schopností pro provoz v ostrovním režimu ve vyčleněné části distribuční soustavy. Těmi jsou schopnost regulovat zátěž při skokové změně zatížení, provoz v omezeném frekvenčně závislém režimu při podfrekvenci či nadfrekvenci, schopnost regulace frekvence v celém rozpětí činného výkonu v případě podfrekvence či nadfrekvence (viz tab. 5.1), schopnost paralelního provozu několika zdrojů v rámci daného ostrova a schopnost automatické regulace napětí během fáze obnovy soustavy [8].

Pro výrobní modul, který poskytuje službu startu ze tmy platí stejné požadavky na komunikaci a zajištění vlastního napájení jako pro službu ostrovního provozu s částí DS. Poskytovatel musí zajistit nezávislou komunikaci, která bude schopna provozu i při dlouhodobějším výpadku napájení vlastní spotřeby například prostřednictvím satelitního telefonu. Musí být zajištěno napájení vlastní spotřeby z nezávislého zdroje minimálně po dobu 8 hod. (resp. 24 hod. od roku 2022). Napájení je využito pro vlastní řídicí systémy, ochrany, komunikaci a přenos dat do dispečerského řídicího systému [8].

Místem měření požadovaných parametrů služby je opět předávací místo (místo mezi výrobnou a distribuční soustavou). Jak již plyne z názvu a bylo zmíněno výše, tak provozovna poskytující službu „start ze tmy a dodání výkonu  $P$  a  $Q$  do vyčleněné části DS“ musí být schopna provozu v ostrovním režimu. Ovšem celý proces přechodu do ostrovního režimu je v režii provozovatele daného výrobního modulu a provozovatel distribuční soustavy tento postup pouze odsouhlasí. Dostupnost služby je sjednána ve smlouvě o poskytování PpS-N a řešena v rámci přípravy provozu. Provozovatel výrobního modulu poskytujícího tuto PpS-N je povinen provádět periodické certifikační testy, které ověří schopnost poskytnutí služby. Provozovatel distribuční sítě má i u této služby možnost si v odůvodněných případech vyžádat provozní zkoušku, která ověří dostupnost služby [8].

### Certifikace a vyhodnocování služby startu výrobní ze tmy

Jelikož by zkouška startu výrobní ze tmy vyžadovala výrazná omezení v distribuční soustavě, je jeho plné provedení nemožné. Tento test se tak snaží co nejdříve přiblížit stav, ve kterém se výrobní nachází při skutečném startu ze tmy. Test spočívá v ověření schopnosti eventuelního poskytovatele obnovit provoz po odpojení od sítě a ztráty napájení vlastní spotřeby. Po obnovení provozu samotné výrobní pak musí být tzv. „podáno“ napětí na přípojnicí VN (resp. VVN) dle pokynů PDS. Provozovatel DS také vymezí cestu podání napětí mezi výrobnou poskytující službu BS a danou přípojnicí. Výrobní či akumulační zařízení poskytující službu startu ze tmy musí splňovat také další kritéria týkající se následného provozu v ostrovním režimu, která byla zmíněna v textu výše (regulace  $P$  a  $U$  při skokové změně zatížení, paralelní provoz několika výrobních modulů apod.). Z toho vyplývá, že samotná certifikace pro službu startu ze tmy není dostačující. Zdroj je pro získání platné certifikace povinen splnit také požadavky pro službu ostrovního provozu [8].

Pro účely testu startu ze tmy vypracovává PDS program manipulací pro vytvoření spojení mezi zdrojem a přípojnici, na kterou bude napětí „podáváno“. Provádění manipulací při celé akci je vyžadováno primárně dálkově. To plyne z požadavku na dálkové najetí celého procesu startu ze tmy s ohledem na rychlost poskytnutí služby BS. Zdroj je po najetí na jmenovité parametry frekvence a napětí nejprve udržen v režimu naprázdno a následně je případně zatížen dle dohody příslušného PDS, certifikátora a žadatele o poskytování služby BS. Poté je zdroj buďto přifázován zpět do sítě nebo odstaven [8].

Samotný test je co nejpřesnější podobou skutečného startu ze tmy. Zdroj je vyjmut z dispečerského řízení a příslušná část distribuční soustavy zapojena dle požadavků testu. Počáteční podmínky odpovídají stavu sítě po skutečném „black-outu“. Zdroj je odpojen od soustavy a nepracuje žádné zařízení vlastní spotřeby. Podmínkou úspěšného najetí výrobního zdroje je aktivace vlastní spotřeby ze separátního zdroje, jako je například diesela agregát či baterie. Po startu vlastní spotřeby je zahájen proces najetí samotné výroby. Při najíždění jsou zaznamenávány potřebné veličiny a klade se důraz na časy jednotlivých procesů. Mimo rychlosti jsou sledovány i možná rizika, která mohou způsobit nedostupnost služby. Těmi mohou být například ztráta komunikace s okolní soustavou, požadavek na trvalou obsluhu zařízení apod. Po přivedení napětí na vydělenou přípojnici je následně kontrolováno udržení hodnot frekvence a napětí v daných mezích. Výrobní zařízení pracuje v režimu regulace ostrovního provozu a napájí jak vlastní spotřebu, tak i vydělenou přípojnici. Test je následně ukončen a je provedeno vyhodnocení na základě naměřených hodnot a časů dílčích etap [8].

V případě, že zařízení žadatele o poskytování obsahuje více výrobních modulů či akumulacích zařízení, provádí se tzv. zkouška najetí a přifázování druhého výrobního modulu. Při tomto testu se ověřuje možné ovlivnění parametrů dodávané elektřiny tímto druhým zdrojem. Po najetí prvního zdroje nastává aktivace druhého zdroje a nastavení požadovaných hodnot frekvence. Následně je modul sfázován s prvním výrobním modulem, převeden do režimu ostrovního provozu a ověřena stabilita paralelního provozu obou výrobních modulů. Během procesu přifázování a následném paralelním provozu by nemělo dojít k nežádoucím oscilacím nebo nestabilnímu chodu [8].

Vyhodnocování služby startu výroby ze tmy a dodání výkonu  $P$  a  $Q$  do vyčleněné části probíhá podobně jako u služby ostrovního provozu. Vyhodnocení probíhá po aktivaci služby na základě záznamů v dispečerské dokumentaci a naměřených hodnot. Provozovatel distribuční soustavy má možnost vyžádání inspekce připravenosti k plnění. Připravenost v tomto případě znamená že signál připravenosti výroby pro start ze tmy je k dispozici. Stejně jako tomu bylo u služby ostrovního režimu, tak i zde je složena platba ze dvou složek. První složkou je paušální část, která se vztahuje k samotné připravenosti výrobního modulu k poskytnutí dané služby, kdy je třeba. Druhou složkou je platba za aktivaci. Zde jsou opět dva případy možného nastavení cen, a to zvláštní režim zúčtování (cena určena dle OTE) a cena bez vyhlášení zvláštního režimu zúčtování (cena stanovena ERÚ) [8].

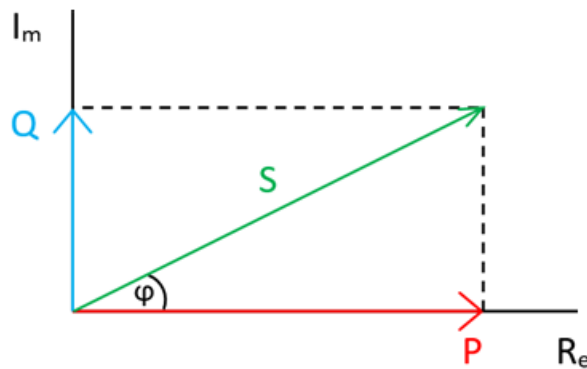


## 6 Jalový výkon v elektrizační soustavě

Každý prvek v soustavě je charakterizován svým napětím  $U$  a maximálním trvalým proudem  $I$ , na který je dimenzován. Pomocí těchto hodnot je možné určit výkon zařízení v souměrné třífázové soustavě. Výkon je dán rovnicí:

$$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U} \cdot \bar{I}^* \quad (6.1)$$

Tento výkon je nazýván jako zdánlivý. Zdánlivý výkon se skládá ze dvou dílčích složek. Těmito složkami zdánlivého výkonu je činná složka, která je označována  $P$ , a složka jalová, označována jako  $Q$ . Rozdělení je zobrazeno na obr. 12. Zdánlivý výkon popisuje část energie, která musí být ke spotřebiči dopravena. Jedná se o maximální možný výkon, který lze dosáhnout. To je v situaci, kdy je fázový posuv mezi procházejícím proudem a napětí nulový.



Obr. 12 – Diagram výkonů [20]

Z diagramu výkonů plyne další vztah pro výpočet zdánlivého výkonu pomocí jeho složek.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (6.2)$$

Činná složka výkonu charakterizuje složku energie, která je využita k vykonání užitečné práce. Výsledkem této práce může být například mechanický pohyb určitého soustrojí, teplo nebo světlo. Činný výkon může být roven zdánlivému za předpokladu, že v obvodu se nachází čistě odporová zátěž. V tom případě je fázový posuv  $\varphi = 0^\circ$ . Velikost činného výkonu ve třífázovém obvodu je možné určit z rovnice zdánlivého výkonu (6.1) při respektování fázového posunu.

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (6.3)$$

Jalová složka výkonu nekoná užitečnou práci. Ovšem i ona je nutná pro správnou funkci některých zařízení. Tato zařízení využívají vytvořené magnetické pole právě za pomoci jalového výkonu. Mezi zařízení využívající jalový výkon se řadí například zářivky, motory nebo transformátory. Tento výkon protéká sítí dle toho, kde je zrovna potřeba a způsobuje dodatečné ztráty. Pro jalový výkon také platí, že pokud se v obvodu nachází čistě induktivní nebo kapacitní zátěž, je roven výkonu zdánlivému. V tomto případě je fázový posun  $\varphi$  roven  $90^\circ$  nebo  $-90^\circ$ , dle toho, jestli je zátěž čistě kapacitní či induktivní. Jalový výkon je dán rovnicí:

$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (6.4)$$

Jalový výkon je vytvářen společně s výkonem činným a úzce souvisí s napětím. Prvky induktivního charakteru odebírají jalový výkon ze sítě a tím úměrně klesá i napětí. Na druhou stranu prvky kapacitního charakteru jalový výkon do sítě dodávají, a to má za následek naopak zvyšování napětí. Jak již bylo zmíněno výše, tak přebytek jalového výkonu zvětšuje ztráty. To je způsobeno průchodem většího proudu, než by tomu bylo v situaci, kdy by v obvodu byla čistě odporová zátěž a veškerá energie byla využita ke konání užitečné práce [21].

Klíčovou veličinou užívanou v energetice je účinník. Je využíván k hodnocení naměřených hodnot kvality elektrické energie. Účinník je kosinus vzájemného fázového posuvu mezi napětím a proudem tekoucím v elektrickém obvodu. Jeho hodnota je dána poměrem činného výkonu ku výkonu zdánlivému. Z obrázku 12 plyne, že účinník odpovídá velikosti kosinu úhlu  $\varphi$ . To je pravda pouze tehdy, pokud obvodem prochází čistě sinusový proud a může být zanedbána tzv. deformační složka výkonu. Pro zjednodušení bude uvažován čistě sinusový průběh procházejícího proudu a deformační složka bude rovna nule. Hodnota účinníku  $\cos \varphi$  odpovídá rovnici ve tvaru:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (6.5)$$

Z výkonového diagramu zobrazeného na obrázku 11 je možné tento vztah ekvivalentně upravit pro jalový výkon:

$$\sin \varphi = \frac{Q}{S} \quad (6.5)$$

Hodnota účinníku v energetice úzce souvisí s přenosovou schopností vedení, kdy se klesajícím účinníkem snižuje také přenosová schopnost vedení. Podobně je tomu u transformátorů, které jsou z převážné části tvořeny indukčností. Při rostoucím zatížení transformátoru jalovým výkonem tak dochází ke snížení přenosové kapacity. Pro snížení požadavků na jalový výkon se využívají různé možnosti kompenzace [21].

## 6.1 Kompenzace jalového výkonu

Jak již bylo zmíněno v textu výše, tak spotřebiče odebírají ze sítě zdánlivý výkon, jehož velikost odpovídá součinu proudu a napětí (1fázová soustava). Spotřebiče, které pracují na indukčním principu, pro svoji správnou činnost odebírají mimo činného výkonu také výkon jalový, který je využíván pro vytvoření magnetického pole a následně vrácen zpět do sítě. To znamená, že

tento v podstatě „neužitečný“ výkon neustále putuje mezi zdrojem a spotřebičem tam a zpět, což má za následek dodatečné zatížení ostatních prvků v soustavě (vedení, transformátory, generátory, atd.) [22].

Většina spotřebičů, které jsou zapojeny do sítě nízkého napětí, mají induktivní charakter. To znamená, že jalový výkon spotřebovávají. Pokud se k tomuto spotřebiči paralelně zapojí kondenzátor, tak se sníží zatížení jalovým výkonem a dojde tzv. ke kompenzaci. V případě úplné kompenzace putuje jalový výkon pouze mezi kondenzátorem a spotřebičem a účinník se v tomto případě změní na  $\cos \varphi = 1$ . Kompenzací je dosaženo taktéž snížení procházejícího proudu a dochází tak k menším přenosovým ztrátám [22].

Dle [23] může mít špatný účinník tyto následky:

- Snížení využívání rozvodných zařízení v důsledku nižšího přenášeného činného výkonu
- Zvětšení investičních nákladů zařízení v síti
- Zvětšení přenosových ztrát (jalový výkon zvyšuje procházející proud)
- Zvětšení úbytků napětí a tím zvětšení kolísání napětí
- Zhoršení stability přenosu elektrické energie

Špatným účinníkem je myšleno hodnota mimo rozmezí 0,9 induktivní a 0,9 kapacitní. Využitím vhodné kompenzace účinníku jsou tyto následky eliminovány. Pro odběratele je největší snahou pro zlepšení účinníku finanční postih při nedodržení povolených hodnot. Dle pravidel PPDS je zákazník povinen udržovat účinník  $\cos \varphi$  v rozmezí 1 – 0,95 induktivní. V případě překročení této hodnoty je zákazník penalizován přírážkou dle ceníku vydaného Energetickým regulačním úřadem. Hodnota účinníku se stanoví pomocí naměřených hodnot činné a jalové energie ve shodných časových úsecích dle [24]. Výše přírážky je určena na základě změřené hodnoty účinníku a výpočet celkové ceny je detailně popsán v Cenovém rozhodnutí Energetického regulačního úřadu [24]. Dodávka jalové energie od odběratelů je všeobecně nežádoucí a je finančně postihována v případě, že se nejedná o dodávku vyžádanou. Jedná se o hodnoty menší než  $\cos \varphi = 1$  hodnoty kapacitního účinníku. V případě nevyžádané dodávky jalové energie do sítě provozovatele DS účtuje provozovatel DS danému subjektu cenu za nevyžádanou dodávku jalové energie (440 Kč/MVArh – cena k 26. listopadu 2019) [24].

Jiná situace nastává u výroben, tedy zdrojů, a ty jsou schopny dodávat činný výkon do sítě. U těchto prvků sítě je povolená tolerance účinníku stanovena dle PPDS příloha 4 v části o podpoře sítě. Tato problematika již byla zmíněna v kapitole 5.2.1 řízení napětí a 5.2.2 řízení toků jalových výkonů, společně s obr. 7. Pro výrobní všeobecně platí, že se jejich účinník musí pohybovat mezi 0,9 induktivní a 0,9 kapacitní. Čistě z bezpečnostního hlediska a určité rezervy při regulaci, probíhá regulace účinníku v rozmezí 0,95 ind. – 1 – 0,95 kap. Předchází se tak neúmyslné regulaci nad toto pásmo a omezení dodávky činného výkonu provozovatele daného zdroje. V případě, že zdroj pracuje s kapacitním účinníkem, tak to znamená, že dodává jalový výkon do sítě. Naopak pokud pracuje s induktivním účinníkem, tak jalový výkon ze sítě odebírá. Hraniční hodnoty účinníku stanovují tzv. povinné pásmo podpory sítě (viz obr. 7). Toto omezení účinníkem je navíc doplněno podmínkou minimální dodávky činného výkonu do sítě

a platí pouze v situaci, pokud je zdroj schopen dodávat činný výkon vyšší než 20 % svého jmenovitého výstupního výkonu. V případě dodávky nižšího činného výkonu, než je těchto 20 %, tak nesmí generátor dodávat/odebírat jalový výkon větší než 10 % svého jmenovitého činného výkonu [25].

V zásadě je možné rozlišovat mezi dvěma typy kompenzačních zařízení. Prvním typem je pevné kompenzační zařízení, které je nastavené na pevně daný jmenovitý výkon a není schopno toto nastavení změnit regulací. Umísťují se v blízkosti samotného spotřebiče. Tyto kompenzátory jsou vhodné k přímé kompenzaci spotřebičů, jako jsou například motory s trvalým provozem nebo transformátory, kde se velikost kompenzace navrhuje na jejich jalový výkon naprázdno. Druhým typem jsou kompenzační zařízení regulovaná. Tato zařízení jsou naopak instalována centrálně pro část sítě, například v rozvodně. To znamená, že k těmto kompenzačním zařízením je připojeno mnoho dalších zařízení a potřeba kompenzace jalového výkonu se může v čase často měnit. Proto je kompenzační zařízení rozděleno na několik stupňů a je regulováno na hodnotu tzv. cílového účinníku připojováním nebo odpojováním jednotlivých stupňů. V některých případech mohou být tímto způsobem kompenzovány i jednotlivá zařízení [22].

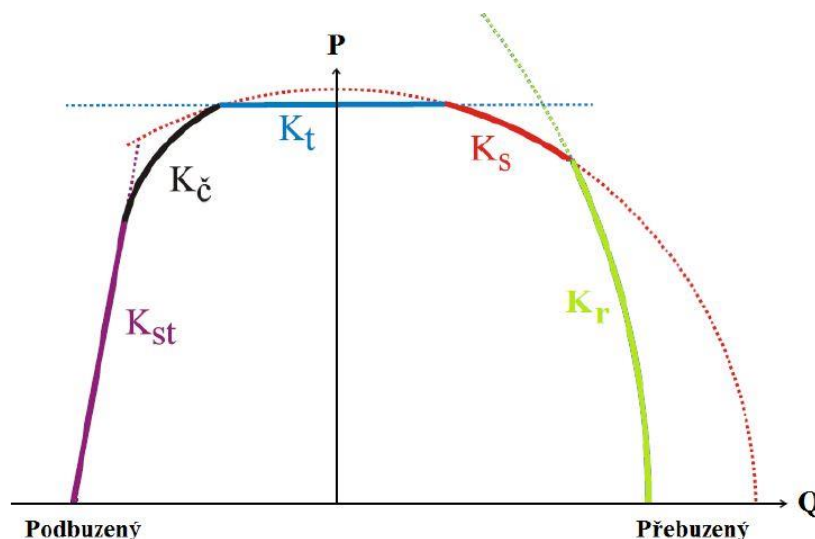
Kompenzace bývá často využívána také pro vedení, kdy je dosaženo zlepšení jeho parametrů a zvětšení přenosové schopnosti. Pro některá vedení může nastat situace, kdy provoz bez kompenzace dokonce není vůbec možný. Nejčastěji je využíváno sériových kondenzátorů, čímž se sníží indukčnost vedení, což vede ke snížení vazební impedance mezi zdroji za současného zvýšení meze stability chodu soustavy. Přináší to ovšem také některá negativa jako je například nárůst zkratových proudů za místem instalace. Paralelními tlumivkami připojenými k vedení se snižuje jeho provozní kapacita a nabíjecí výkon. Následkem těchto úprav je dosaženo snížení přepětí na konci vedení, které je nebezpečné zejména při chodu naprázdno. Kompenzace vedení je využívána na vyšších napěťových hladinách ZVN a VVN, výjimečně u sítí VN [21].

## 6.2 Prvky ovlivňující jalový výkon v soustavě

V této kapitole budou rozebrány prvky sítě, které ovlivňují tok jalového výkonu v síti. Tyto prvky mohou být rozděleny do dvou kategorií dle účelu použití. Některé prvky využívají/vytvářejí jalový výkon jako svoji primární vlastnost neboli jsou právě s tímto účelem využívány. Mezi tyto prvky mohou být zařazeny synchronní generátor, synchronní kompenzátor a statické kompenzátory. Druhou skupinou jsou prvky sítě, které se primárně nepodílí na ovlivnění toků jalového výkonu, ale jejich vliv je způsoben fyzikálními vlastnostmi těchto prvků. Ovlivnění toku jalového výkonu tak může být považováno v podstatě za „parazitní“ vlastnost. Těmito prvky jsou například venkovní nebo kabelové vedení, transformátor, tlumivky, vysílače HDO apod.

## Synchronní generátor

Synchronní generátory jsou nejčastěji využívány ve zdrojích velkých výkonů a představují důležitý prvek v oblasti řízení toků jalových výkonů. Bývají také součástí kogeneračních a bioplynových výroben. Primárně zajišťují výrobu elektrické energie ovšem vzhledem k funkčnímu principu jsou vhodné pro regulaci jalového výkonu. Ovlivnění spotřeby nebo dodávky jalového výkonu probíhá pomocí buzení na rotoru. Soustrojí generátoru je poháněno momentem na hřídeli, což má za následek dodávku činného výkonu. Dodávka případně odběr jalového výkonu a jeho velikost je ovlivněna velikostí budícího proudu. Jestliže synchronní generátor odebírá jalový výkon ze sítě, tak se nachází v tzv. podbuzeném stavu. Naopak pokud je jalový výkon synchronním generátorem do sítě dodáván, tak pracuje tzv. v přebuzeném stavu. Mezní hodnoty dodávaného či spotřebovaného jalového výkonu jsou dány provozním PQ diagramem generátoru (obr. 13). Tento diagram je závislostí jalového výkonu generátoru na dovolených hodnotách proudu a napětí. Aktuální provozní stav je udán pracovním bodem diagramu [27].



Obr. 13 – Diagram výkonů [26]

Kde jednotlivé křivky značí [27]:

- $K_r$  – maximální budící proud – ovlivněný maximální dovolenou hodnotou teploty rotorového vinutí
- $K_s$  – maximální satorový proud – ovlivněný maximální dovolenou hodnotou teploty satorového vinutí
- $K_t$  – maximální výkon turbíny – ovlivněný maximální hodnotou dodávky činného výkonu
- $K_c$  – magnetické pole v čelním prostoru – souvisí s účinky rozptylového magnetického pole čelních vinutí statoru a rotoru
- $K_{st}$  – statická stabilita – charakterizuje mez statické stability, při překročení vypadne stroj ze synchronismu

## Synchronní kompenzátor

Tato zařízení je možné chápat jako synchronní motor při chodu naprázdno, tedy bez zatížení. Obvykle jsou synchronní kompenzátory připojovány k terciárnímu vinutí transformátorů na rozhraní PS a DS (400/110 kV resp. 220/110 kV). Podobně jako u synchronních generátorů je možné pomocí budícího proudu ovlivnit tok jalového výkonu. Platí stejná pravidla ohledně spotřeby jalové energie v podbuzeném stavu, a naopak jejím vytváření při přebuzení. Synchronní kompenzátor je schopen dodávky jalového výkonu až do své jmenovité hodnoty. Ovšem při absorbování jalového výkonu je omezen přibližně polovinou svého jmenovitého výkonu. Synchronní kompenzátory jsou schopny pružné reakce a přizpůsobení výroby/spotřeby jalového výkonu dle situace v síti, což je jejich velkou předností. Na druhou stranu mají tato zařízení poměrně vysoké investiční nároky. To je také zapříčiněno přítomností stejnosměrného systému buzení, což s sebou nese zvýšení pořizovacích nákladů na usměrňovač proudu. Právě díky těmto nevýhodám je jejich nasazování čím dál méně časté a v dnešní době již nejsou v ČR téměř využívány. V současnosti jsou v přenosové soustavě ČR využívány pouze dva kompenzátory, a to v rozvodně Krasíkov [36]. Změnu by mohly přinést stále častější instalace kabelových vedení na různých úrovních. To s sebou přináší potřebu kompenzace nabíjecích výkonů těchto kabelů, k čemuž by mohly být díky svým vlastnostem synchronní kompenzátory vhodné. Oproti statickým kompenzátorům totiž dosahují vyšších výkonů a umožňují plynulou regulaci [26].

## Statické kompenzátory

Další zařízení, které má regulaci jalového výkonu jako svoji podstatnou funkční část jsou statické kompenzátory. Už dle názvu je možné rozlišit rozdíl mezi statickými a synchronními kompenzátory. V jejich konstrukci se nenachází rotační části a jsou naopak složeny z kondenzátorů, tlumivek a polovodičových prvků. Nyní jsou tyto prvky nejčastěji využívány pro potřeby fotovoltaických a větrných elektráren. U větrných elektráren jsou v převážné míře využívány asynchronní motory, a právě statické kompenzátory jsou v těchto případech využity pro výrobu jalového výkonu. [26]

Mezi statické kompenzátory se řadí několik zařízení. Prvním z nich je statický Var kompenzátor často označován jako SVC. SVC dokáže jalový výkon jednak vyrobit tak i spotřebovat. Skládá se z pevných kondenzátorů, tyristorově spínaných tlumivek a kondenzátorů a tyristorově řízených tlumivek připojených paralelně k soustavě, které jsou většinou připojeny přes zvyšovací transformátor. Pracovní rozsah tohoto zařízení je dán impedancí tlumivek, kondenzátorů a zvyšovacích transformátorů. Při dosažení svého kapacitního/induktivního limitu se SVC chová jako paralelní kondenzátor/tlumivka [26].

Druhým zařízením je statický synchronní sériový kompenzátor, který je označován jako SSSC. U tohoto zařízení je pro regulaci jalového výkonu využito třífázového měniče s vypínatelnými součástkami výkonové elektroniky. Tento měnič je následně zapojen ke kompenzovanému vedení sériově přes vazební transformátor. Regulace probíhá sériovou injekcí napětí, které

bud' předbíhá nebo se zpožďuje za proudem a tím je dosaženo kompenzace. Tento proces má za následek změnu úhlu napětí [26].

Dalším prvkem, který je řazen mezi statické kompenzátory, je statický synchronní kompenzátor všeobecně známý pod názvem STATCOM. Ten pracuje na obdobném principu jako SSSC, s tím rozdílem, že jeho řídicím parametrem je jalový proud. V porovnání s SVC má lepší pracovní charakteristiky a menší velikost díky nižším nárokům na indukční a kapacitní prvky. K dodávce či absorpci jalového výkonu dochází skrze vlastní měnič a jeho spínacím režimům. Existují i další statické kompenzátory jako například UPFC, ale kvůli vysoké ceně nejsou téměř využívány [26].

### Transformátor

Je to zařízení využívané primárně k transformaci napětí na různé napěťové hladiny a jeho vztah k jalovému výkonu je možné považovat jako „parazitní“ vlastnost. Transformátory jsou díky své konstrukci prostými spotřebiči jalového výkonu v síti. Jalový výkon je využit pro syčení magnetického obvodu. Ztrátový jalový výkon transformátoru  $\Delta Q$  je možné určit dle rovnice [28]:

$$\Delta Q = \Delta Q_0 + \Delta Q_k \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 = i_0 \cdot S_n + u_k \cdot S_n = S_n \cdot (i_0 + u_k) \quad (6.6)$$

Kde  $\Delta Q_0$  jsou jalové ztráty naprázdno

$\Delta Q_k$  jsou jalové ztráty nakrátko

$i_0$  je poměrný proud naprázdno

$u_k$  je poměrné napětí nakrátko

Což například pro transformátor o zdánlivém výkonu  $S_n = 100$  MVA při jmenovitém zatížení a hodnotách  $i_0 = 0,01$  a  $u_k = 0,1$  znamená ztráty 11 % jmenovitého výkonu. V případě chodu naprázdno je účinník transformátoru velmi malý (asi 0,1 – 0,2) [28].

### Venkovní vedení

Dalším prvkem sítě, o kterém je možné říct, že ovlivnění jalového výkonu patří mezi „parazitní“ vlastnosti je venkovní vedení. Venkovní vedení může být za určitých okolností jak spotřebičem, tak i zdrojem jalového výkonu. Spotřebičem se stává v situacích, kdy se jeho zatížení blíží dovolenému proudovému zatížení nebo dokonce toto zatížení přesahuje. V tomto případě je možné určit spotřebovaný jalový výkon jako jalové ztráty v podélné impedanci [28]. To je možné dle vztahu

$$\Delta Q_z = 3 \cdot X \cdot I^2 \quad (6.7)$$

Naopak při malém zatížení nebo až chodu naprázdno se dominantním stává nabíjecí kapacitní výkon a vedení se tak chová jako zdroj jalového výkonu. Například při polovičním zatížení přirozeným výkonem je kapacitní výkon roven přibližně 70 % výkonu nabíjecího, tedy výkonu při chodu naprázdno. Pro lepší dokreslení jsou v tab. 6.1 uvedeny nabíjecí výkony vedení [28].

Tab. 6.1 – Nabíjecí výkony venkovního vedení [26]

$U$ (kV)	22	110	220	400
$Q_{ck}$ (MVar/100 km)	0,07	3,5	13	60

Dle tabulky pak pomocí jednoduchého výpočtu stanovit nabíjecí výkon venkovního vedení 110 kV například o délce 20 km.

$$Q_C = Q_{ck} \cdot l = 3,5 \cdot 0,2 = 0,7 \text{ MVar} \quad (6.8)$$

Pokud bude dané vedení zatíženo přibližně polovičním zatížením, dodává jalový výkon o velikosti cca 0,5 MVar (dle tvrzení uvedeného výše v textu).

Důležitý parametr pro vedení je jeho přirozený výkon ( $P_p$ ). Je definován velikostí vlnové impedance a provozním napětí:

$$P_p = \frac{U_S^2}{Z_v} \quad (6.8)$$

Kde je vlnová impedance vedení  $Z_v$  dána vztahem:

$$Z_v = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (6.9)$$

Přirozený výkon vedení odpovídá velikosti výkonu, při němž se energie magnetického pole rovná energii elektrického pole. Tím dojde k vzájemnému vyrušení obou polí a ztráty na vedení jsou tvořeny pouze rezistancí, tedy činným odporem. Při zatížení vedení výkonem menším než je jeho přirozený výkon, převládá energie elektrického pole (převládá vliv kapacity vedení) a vedení jalový výkon generuje (napětí na konci je větší než na začátku). V případě, že je zatížení naopak vyšší než přirozený výkon vedení, tak převažuje energie magnetického pole (převládá vliv indukčnosti vedení) a vedení jalový výkon spotřebovává (napětí na konci vedení je nižší než na začátku). Situace, kdy je vedení provozováno v podstatě naprázdno, tak se jedná o tzv. Ferrantiho jev. Následkem tohoto jevu dochází k ohrožení prvků v síti na konci nezatíženého vedení, kvůli nárůstu jeho napětí na konci [21].

### Kabelové vedení

Kabelová vedení mají významný vliv na tok jalového výkonu v síti. Jejich provozní kapacita je výrazně vyšší než vedení venkovních a mají také relativně malou indukčnost. Proto kabelové sítě výrazně přispívají k vytváření jalového výkonu v elektrizačních soustavách. Pro dokreslení skutečnosti jsou uvedeny v tab. 6.2 nabíjecí výkony kabelových vedení [28].

Tab. 6.2 – Nabíjecí výkony kabelových vedení [26]

$U$ (kV)	22	35	110	275
$Q_{ck}$ (MVar/100 km)	5	13	100	600-700



## Kompenzační tlumivky

Tyto prvky jsou využívány zejména v sítích ZVN, tedy sítích přenosové soustavy. Jak již bylo vysvětleno výše, tak při malém zatížení produkuje vedení velké množství jalového výkonu. Kompenzační tlumivky slouží k absorpci jalového výkonu v těchto situacích. Jejich připojení je obdobné jako tomu je u synchronních kompenzátorů, tedy přes transformátory. V přenosové soustavě ČR je možné najít tlumivky o výkonu až 150 MVA<sub>r</sub>. Nevýhodou tohoto prvku je absence možné regulace a po připojení tak tlumivky ze sítě odebírají celý svůj výkon [28].

Potřebný kompenzační výkon je v každém okamžiku určený velikostí a charakterem připojené zátěže. Zátěž v síti se ale v průběhu času často mění a s ní kolísá i potřebný kompenzační výkon. Tento problém je vyřešen u spínaných tlumivek, kdy jsou jednotlivé stupně kompenzace připínány postupně pomocí skokového připojování/odpojování jednotlivých kompenzačních tlumivek nebo kondenzátorových baterií [26].

## Statické kondenzátory

Tyto prvky jsou využívány pro výrobu jalového výkonu především v sítích NN a VN. Jejich hlavní předností jsou velmi malé činné ztráty. Naopak nevýhoda spočívá ve stupňovité regulaci. V posledních letech se jejich význam podstatně zvýšil, když se pro regulaci začalo využívat výkonových tyristorů [28].

## Zhášecí tlumivka

Zhášecí tlumivka je dalším z prvků sítě, které ovlivňují tok jalového výkonu. Je často označována jako Petersenova cívka a slouží ke kompenzaci zemních spojení v třífázových soustavách s nepřímo uzemněným uzlem. Při zemním spojení izolovaných soustav protéká místem poruchy proud kapacitního charakteru daný kapacitní susceptancí vedení vůči zemi. Tlumivka je vložena mezi uzel transformátoru a zem. Tím je dosaženo kompenzace tohoto kapacitního proudu čistě induktivním proudem tlumivky. Postiženým místem tak prochází pouze malý zbytkový proud. Velikost poruchového proudu nezávisí na místě zemního spojení ale na kapacitě dané sítě, která se s časem dle zapojení průběžně mění. Tlumivku je proto potřeba průběžně ladit na optimální hodnotu, což probíhá vnitřní automatikou. V ČR se jako nepřímo uzemněné, tedy uzemněné přes zhášecí tlumivku, provozují sítě od 6 do 35 kV [26].

## Zatížení

Jak již bylo zmíněno v kapitole 6.1, tak také charakter zátěže má velký vliv na jalový výkon. V minulosti tvořily velkou část zátěže odporové spotřebiče a asynchronní motory, které pro svoji správnou funkci jalový výkon potřebují a odebírají ho ze sítě. V současnosti je charakter připojené zátěže jiný. Stále větší podíl tvoří spínané zdroje a frekvenční měniče, které jsou kapacitního charakteru a jalový výkon tak naopak do sítě dodávají. Pro správný chod sítě musí být zajištěno, aby účinník byl v rozmezí 0,95 ind. – 1. Při nedodržení těchto hodnot má právo provozovatel DS požadovat po zákazníkovi kompenzaci za nedodržení účinníku dle cenového nařízení ERÚ.

## Vysílač HDO

Vysílač HDO slouží k regulaci odběru elektrické energie v časech vysokého a nízkého tarifu. Vysílač HDO může být do sítě připojen různými způsoby. Prvním způsobem je připojení pomocí sériové vazby. V tomto případě dochází k předávání signálu do sítě přes vazební transformátor, což impedanci sítě téměř neovlivní. Naopak při připojení paralelní vazbou je vysílač připojen pomocí sériového rezonančního obvodu a vazebního transformátoru, které jsou připojeny k sekundárnímu vinutí transformátoru paralelně. Toto zapojení v principu znamená, že je k obvodu připojena kondenzátorová baterie a tím dochází k nepřetržité dodávce jalového výkonu. Velikost dodávaného výkonu není ovlivněna vysíláním signálu a probíhá po celou dobu [26].

## 7 Potenciál PpS-N v síti E.ON Distribuce

Rozvoj decentralizovaných zdrojů elektrické energie (DECE) v nedávné době, který souvisí s novými závaznými cíli pro rok 2030 o podílu výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů (OZE) v ČR, s sebou přináší změnu charakteru zatížení sítě. Připojování nových výroben OZE, většinou do sítí NN (případně VN), ovlivňuje tok výkonů v elektrizační soustavě. Výrazně tak roste podíl instalovaného výkonu zdrojů připojených do sítí nižšího napětí. Z důvodu neustálého zlepšování spolehlivosti dodávky elektrické energie se stále více přistupuje k instalacím kabelového vedení. Zejména tyto trendy mají za následek zvýšení toků jalové energie v soustavě a jejich případné přetoky do přenosové soustavy [30].

Přetoky jalové energie z distribuční do přenosové soustavy zatěžují vedení přenosové soustavy a snižují tak jejich přenosovou schopnost. Přenosová soustava disponuje významnými prostředky pro kompenzaci jalového výkonu a je využívána v situacích, kdy je provoz připojených zdrojů omezený. Při provozu dostatečného množství zdrojů je přenosová soustava schopna regulace bilance jalového výkonu. V případě nedostatku zdrojů zapojených do přenosové soustavy, které by byly v provozu, již přenosová soustava v současném stavu není schopna vykompenzovat jalový výkon bez dodatečných kompenzačních zařízení. Tento jalový výkon je vytvářen nabíjecím výkonem vedení přenosové soustavy a také přítékajícím výkonem ze sítí 110 kV. Síť o úrovni 110 kV jsou v odlehčených stavech významným zdrojem jalového výkonu a v současnosti tato síť nedisponuje žádnými prostředky pro kompenzaci jalového výkonu. Potřeba kompenzace a celkově bilance Q je také významně ovlivněna situací, kdy přes naši elektrizační soustavu putují tranzitní toky činného výkonu do soustav okolních zemí [29].

Toky jalového výkonu v soustavě jsou nedílnou součástí jejího chodu a není možné je zcela eliminovat. V současné době jsou stanovena pravidla finanční penalizace za toky jalového výkonu na úrovni odběratelů a výrobců na úrovni VN a 110 kV. Ovšem pro přetoky jalového výkonu do přenosové soustavy v současné době nejsou přijata žádná pravidla, ale kvůli jejich neustálému růstu se stále silněji uvažuje o způsobu penalizace. Z tohoto důvodu je tato práce z větší části zaměřena právě na analýzu přetoků jalového výkonu a potenciálu nefrekvenční podpůrné služby řízení toků jalových výkonů, která navíc úzce souvisí se službou řízení napětí. Tomuto tématu je také věnována značná pozornost v Národním akčním plánu pro chytré sítě 2019–2030. Tato iniciativa, která se zkráceně nazývá NAP SG, mimo jiné také klade důraz na využití flexibility v síti [30].

Dle [29] „flexibilita představuje změnu množství elektřiny odebírané z PS nebo DS nebo dodávané do PS nebo DS v daném časovém intervalu oproti sjednaným/předpokládaným diagramům odběru nebo dodávky (výchozí diagram) v reakci na cenové signály nebo povely.“ S pojmem flexibility úzce souvisí pojem agregátor. Agregátor je definovaný jako účastník trhu, který sjednocuje nabídky jednotlivých poskytovatelů flexibility s cílem jejich prodeje jako standardně obchodovatelných produktů na daném trhu (trh s elektřinou, podpůrnými

službami, apod.). Flexibilita má širokou oblast uplatnění ať už jde o obchodování s energií na krátkodobém trhu s elektřinou, krytí odchylek subjektů zúčtování, energii na vyrovnávacím trhu nebo právě jako podpůrnou službu. Pro ty ale platí přísná pravidla o certifikaci a následném poskytování pro provozovatele DS, jak bylo zmíněno v kapitole 5 pro jednotlivé podpůrné služby. V současnosti je využívána flexibilita klasických velkých zdrojů jako běžná součást řízení provozu ES. Pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu i v budoucnu bude nutné využívat i potenciál menších decentrálních zdrojů a nových technologií (akumulace, elektromobilita, odezva ze strany zákazníka – demand side response) [30].

## 7.1 Popis analyzované oblasti

Jak již bylo zmíněno v kapitole 2.1, tak elektrizační soustava z pohledu jednotlivých distribučních území je rozdělena do 3 oblastí. Společnost E.ON Distribuce provozuje distribuční síť v jižní části ČR. V celém rozsahu to jsou Jihočeský a Jihomoravský, z větší části kraj Vysočina a Zlínský kraj a malá část území se nachází také v jihozápadní části Olomouckého kraje. Distribuční území pod správou společnosti E.ON Distribuce, je zobrazena ve větším detailu v příloze A. Toto území se dále ještě dělí na dva regiony, a to východ a západ, které jsou ovládány zvláště z dispečinků v Českých Budějovicích a Brně. Na distribučním území se nachází šest napájecích rozvodů 400/110 kV a dvě rozvodny 220/110 kV. Tyto rozvodny napájí celou oblast a představují propojení s přenosovou soustavou. Jsou to rozvodny Kočín, Dasný, Slavětice, Sokolnice, Čebín a Otrokovice s transformací 400/110 kV a rozvodna Tábor 220/110 kV. Rozvodna Sokolnice je provozována na třech hladinách, kdy mimo transformaci 400/110 kV se zde nachází také transformace 220/110 kV. Tato skutečnost je zobrazena v tabulce 7.1, kde jsou uvedeny počty, výkony a transformační hladiny transformátorů v jednotlivých rozvodnách. V této tabulce je také označení třípísmennou zkratkou dle označení z dispečerského řídicího systému a je v práci dále využito. Geograficky mimo území pod správou E.ON Distribuce se nachází rozvodna Mírovka, která je ale důležitá pro popisovanou oblast, jelikož napájí část Vysočiny (okolí Jihlavy). Většinou je proto i rozvodna Mírovka řazena mezi důležité napájecí uzly tohoto distribučního území. Mimo tyto rozvodny je celá oblast dále napájena ze závodních elektráren a ostatních lokálních zdrojů na tomto území. Distribuční oblast a jednotlivé rozvodny jsou zobrazeny a popsány v mapě na obrázku 14 [4].



Obr. 14 – Distribuční soustava E.ON Distribuce a uzlové rozvodny (upraveno z [4])

Tab. 7.1 – Transformátory a napěťové hladiny v uzlových rozvodnách

Rozvodna	Označení	Transformátor 400/110 kV	Transformátor 220/110 kV	Transformátor 400/220 kV
Dasný	DAS	2x 250 MVA	-	-
Kočín	KOC	2x 350 MVA	-	-
Tábor	TAB	-	1x 200 MVA	-
Mírovka	HBM	2x350 MVA	-	-
Slavětice	SLV	2x 350 MVA	-	-
Sokolnice	SOK	2x 350 MVA	1x 200 MVA	1x 500 MVA
Čebín	CEB	3x 350 MVA	-	-
Otrokovice	OTR	3x 350 MVA	-	-

Oblast východ je na úrovni 110 kV provozována v deseti oddělených systémech, které jsou napájeny příslušným transformátorem 400/110 kV. Tyto síťové celky jsou provozovány v maximální možné míře zkruhování. Rozvodna Otrokovice je provozována v můstkovém zapojení, kdy se v tomto zapojení nachází vždy dva ze tří transformátorů. Můstkové zapojení transformátorů znamená, že přípojnice, do kterých jsou zapojeny dané transformátory, jsou spojeny příčným spínačem přípojnic. Tímto způsobem je dosaženo zlepšení napěťových poměrů a vyšší spolehlivosti dodávky, kdy porucha na jedné z přípojnic neovlivní dodávku elektrické energie. Na druhou stranu se snižuje zkratová impedance, což s sebou přináší riziko většího zkratového proudu v případě poruchy. Oblast západ je napájena z dvou paralelně zapojených rozvodn (Kočín a Dasný) v můstkovém zapojení. Ty jsou navíc vzájemně propojeny dvěma linkami 110 kV [4].

Sítě o úrovni VN, tedy standardně 22 kV (případně 35, 10 a 6 kV), jsou napájeny z distribučních transformoven 110/22 kV. Tyto sítě jsou provozovány zejména paprskově, v některých případech mohou být linky provozovány paralelně, a to z důvodu zvýšení spolehlivosti. Provoz distribučních sítí nízkého napětí (0,4 kV) závisí na charakteru napájené oblasti. Pokud se jedná o oblast s nižší hustotou zalidnění (vesnice, odlehlé oblasti apod.) tak jsou sítě zpravidla provozovány v paprskovém zapojení. Naopak hustěji osídlené oblasti (městské části apod.) se mohou provozovat jako polomřížové i mřížové [4].

Dle [4] se k roku 2018 se na distribučním území E.ON Distribuce nacházelo přibližně 2 400 km venkovního a 13 km kabelového vedení na úrovni VVN. Několik úseků kabelového vedení se nachází v severní části města Brna mezi rozvodnami Medlánky a Brno teplárna. Na úrovni VN se nachází asi 24 000 km vedení, z čehož zhruba 84 % tvoří venkovní vedení a zbylých 16 % jsou kabelová vedení. V sítích NN je využíváno především kabelové vedení. To pokrývá téměř 60 % z celkové délky 49 000 km.

## 7.2 Analýza přetoků jalového výkonu z DS do PS

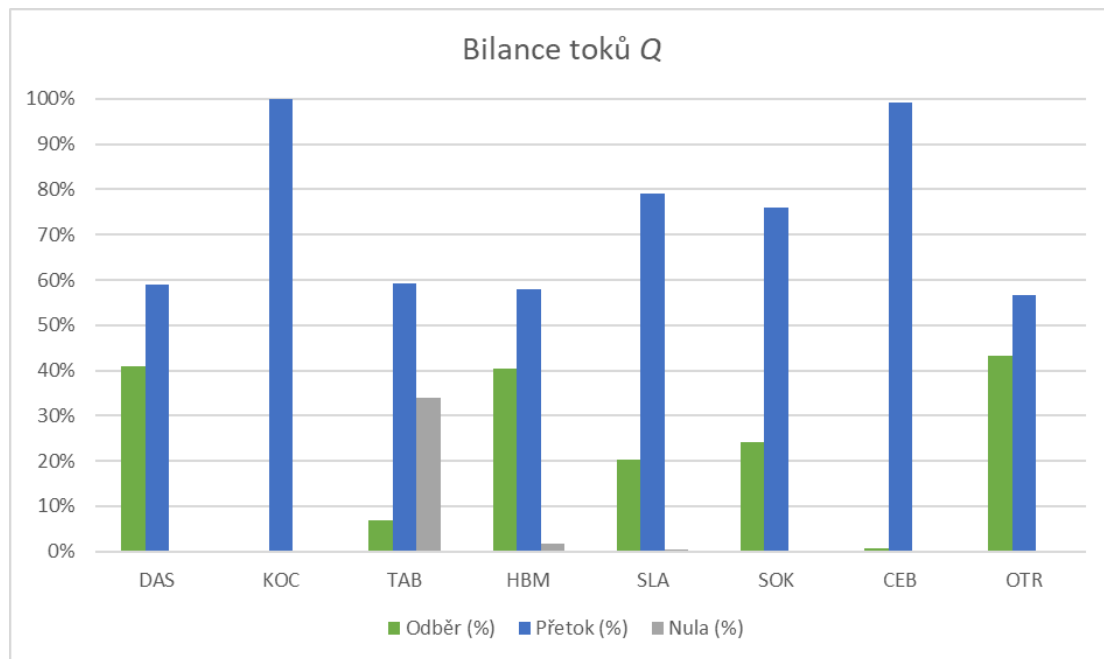
V rámci této práce byly analyzovány hodnoty jalového výkonu na předávacích místech mezi PS a částí DS pod správou společnosti E.ON Distribuce. Jak již bylo zmíněno výše pro tuto oblast se jedná o osm napájecích rozvodů 400/110 kV, resp. 220/110 kV. V těchto rozvodnách byly vyhodnoceny hodnoty toků jalového výkonu jako hodnoty z měření v 15minutových intervalech. V současnosti jsou pro vyhodnocování jalové energie používány měsíční integrály hodnot. 15minutový interval odečtu byl zvolen z důvodu uvažovaného budoucího vyhodnocování jalové energie ve stejných časových intervalech, jako to probíhá již nyní pro činnou složku [29]. Dispečerský řídicí systém zatím nenabízí možnost agregace dat jalového výkonu a zapsání průměrné hodnoty daného časového okna. V případě této práce se tedy jedná o hodnoty okamžité zapisované v 15minutovém intervalu. K tomuto zjednodušení bylo přistoupeno z důvodu omezení stahovaných dat. Pro ověření byla provedena kontrolní analýza s hodnotami zapisovanými v intervalu 1 minuty pro jeden měsíc. Výsledné rozdíly byly v řádech tisíců MVar. Proto bylo dané zjednodušení vyhodnoceno jako přijatelné. Bylo analyzováno období od 1.února 2019 do 31.ledna 2020. Tento časový rámec byl vybrán z důvodu celistvého zobrazení problematického období Vánoc a přelomu roku. Hodnoty jalového výkonu jsou průměrné hodnoty ze všech fází. Toto zjednodušení nezachycuje vliv fázové nesymetrie a případných nesymetrických toků jalového výkonu. Případná fázová nesymetrie se na této 3fázové hodnotě nemusí projevit. V případě předávacích míst PS/DS, kde je dodržováno symetrické zatížení všech fází činným výkonem, předpokládá se tedy obdobné i zatížení jalovým výkonem, toto zjednodušení neposkytne nijak výrazně zkreslené skutečnosti.

Pro každou z rozvodů byla naměřená data zpracována a vyhodnocen celkový čas přetoku a odběru jalového výkonu. Přetok znamená tok jalového výkonu z distribuční do přenosové soustavy a v práci je hodnota značící přetok do PS označena jako záporná (znaménko „-“). Naopak odběr značí tok výkonu směrem z přenosové do distribuční soustavy a je označován kladnými hodnotami. Zpracované výsledky jsou zobrazeny v tab. 7.2. Čas přetoku/odběru je v hodinách a procentuální hodnota značí poměr času vůči celému sledovanému období, tedy období jednoho roku (8760 hodin). Dále je zde sloupec, kde je zobrazen údaj, kdy nebyl změřen ani přetok ani odběr a naměřená hodnota byla nulová. Součet hodin za jednotlivé části pro každou rozvodnu tak odpovídá hodnotě 8760 hodin.

Tab. 7.2 – Bilance toků jalového výkonu Q

Rozvodna	Odběr (hod)	Odběr (%)	Přetok (hod)	Přetok (%)	Nula (hod)	Nula (%)
Dasný	3588	40,96	5171,25	59,03	0,75	0,01
Kočín	5	0,06	8753,75	99,93	1,25	0,01
Tábor	598	6,83	5187,5	59,22	2974,5	33,96
Mírovka	3544,25	40,46	5070,75	57,89	145	1,66
Slavětice	1788,75	20,42	6932,5	79,14	38,75	0,44
Sokolnice	2106,75	24,05	6653,25	75,95	0	0,00
Čebín	69	0,79	8691	99,21	0	0,00
Otrokovice	3786,25	43,22	4973,75	56,78	0	0,00

Bilance toků jalového výkonu, která je zobrazena v tabulce 7.2., ukazuje problémová místa na hranici PS/DS, kde dochází k přetokům jalového výkonu. Nejhorší situace nastává u rozvodu Kočín a Čebín, kdy přetokům směrem do přenosové soustavy dochází více než v 99 % sledovaného období. O něco méně problematické jsou z tohoto pohledu následně rozvodny Slavětice a Sokolnice, ale i tady je zaznamenán přetok přibližně ve třech čtvrtinách sledovaného období. Téměř vyrovnaná bilance je u rozvodu Otrokovice, Dasný a Mírovka. V rozvodně Tábor je častý výskyt nulové hodnoty. Jelikož se v rozvodně nachází pouze jeden transformátor 220/110 kV, tak část výskytu nulových hodnot odpovídá právě tomuto stavu. Vysvětlení častých nulových hodnot je zdůvodněno dále v práci (kapitola 7.2.2). Tato bilance je zobrazena také graficky na obr. 15.



Obr. 15 – Procentuální zobrazení toků Q v napájecích uzlech ve sledované

Časové rozdělení dle zaznamenání přetoku či odběru již něco o dané oblasti vypovídá, ale přetoky směrem do přenosové soustavy nemusí být takový problém, pokud to nenabývají vysokých hodnot. Proto jsou v tabulce 7.3. zobrazeny charakteristické hodnoty toků jalového výkonu v jednotlivých uzlových rozvodnách. Výhoda mediánu oproti průměru je, že není

ovlivněn extrémními hodnotami. Ze stejného důvodu jsou v této tabulce uvedena také hodnota 95. percentilu a 5. percentilu. Kvartily rozdělují soubor hodnot na čtvrtiny. Dolní kvartil tedy označuje rozmezí, kdy 25 % hodnot je menší a naopak 75 % hodnot větší než zobrazená hodnota. Totéž platí analogicky pro horní kvartil. Kvartilové rozpětí poté určuje rozmezí hodnot ve kterém leží 50 % analyzovaných hodnot. Tyto hodnoty přibližují rozdělení naměřených hodnot. V tomto případě je možné říci, že čím je hodnota kvartilového rozpětí nižší, tím menší jsou výkyvy mezi jednotlivými hodnotami Q. Hodnota pro 95. a 5. percentil byla určena na základě celého spektra naměřených hodnot za sledované období 8760 hod.

Tab. 7.3 – Charakteristické hodnoty bilance toků jalového výkonu Q

Rozvodna	Max. odběr (MVar)	95. percentil (MVar)	Max. přetok (MVar)	5. percentil (MVar)	Medián (MVar)	Dolní kvartil (MVar)	Horní kvartil (MVar)	Kvart. rozpětí (MVar)
Dasný	62,96	27,50	-55,04	-31,23	-4,13	-19,34	9,42	28,76
Kočín	4,12	-9,05	-100,96	-54,05	-29,36	-38,96	-21,13	17,83
Tábor	30,73	4,54	-22,75	-13,68	-5,27	-8,63	0,00	8,63
Mírovka	63,83	25,34	-40,96	-26,67	-5,33	-15,62	11,62	27,25
Slavětice	36,16	8,84	-29,59	-21,99	-9,21	-15,26	-1,40	13,86
Sokolnice	55,97	18,95	-66,40	-46,72	-18,52	-33,07	-0,69	32,38
Čebín	15,88	-11,72	-102,24	-86,94	-57,89	-73,23	-32,71	40,52
Otrokovice	81,52	51,06	-79,86	-48,00	-9,46	-26,00	25,52	51,53

Z tabulky 7.3 lze vidět, že maximální odběr jalového výkonu byl změřen v rozvodně Otrokovice a má hodnotu 81,52 MVar, resp. 51,06 MVar pro 95. percentil. Naopak největší přetok byl zaznamenán v rozvodně Čebín, a to více než -100 MVar. V rozvodně Kočín maximální hodnota přetoku také dosahovala hodnot až -100 MVar. Zde je ale vidět, že v této rozvodně nebyly extrémní hodnoty tak časté, když při eliminaci 5 % nejnižších hodnot je maximum přetoku téměř poloviční (-54,05 MVar). Při pohledu na hodnotu mediánu je zřejmé, že k největším přetokům dochází v rozvodně Čebín (-57,89 MVar). Lepší je situace v Kočíně (-29,36 MVar) a Sokolnicích (-18,52 MVar). Ostatní rozvodny jsou dle kritéria velikosti mediánu v podobné situaci a jejich hodnoty jsou menší než hodnota -10 MVar. Údaj o kvartilovém rozpětí dokresluje rozptyl hodnot. Na základě této hodnoty lze říci, že v rozvodně Otrokovice dochází k velkému kolísání hodnot, když hodnota kvartilového rozpětí je 51,53 MVar. Z tohoto pohledu opačnou situaci je možné pozorovat u rozvodně Slavětice a Tábor, kde se hodnoty drží ve většině času v úzkém rozmezí.

Při současném pohledu na tabulky 7.2 a 7.3 se již dá říci, ve kterých rozvodnách nastává problém s přetoky jalového výkonu do přenosové soustavy. Nejhuře si v tomto ohledu stojí rozvodna Čebín. V této rozvodně docházelo zaprvé k častému přetoku (více než 99 % sledovaného období) a za druhé tento přetok nabýval značných hodnot (-53,11 MVar – medián). Takto velké a časté přetoky jsou následkem charakteru napájené oblasti. Rozvodna Čebín napájí severní část města Brna, kde se nachází převážně kabelového vedení. Jak bylo uvedeno v kapitole 6.2, tak nezátížené kabelové vedení může být významným zdrojem



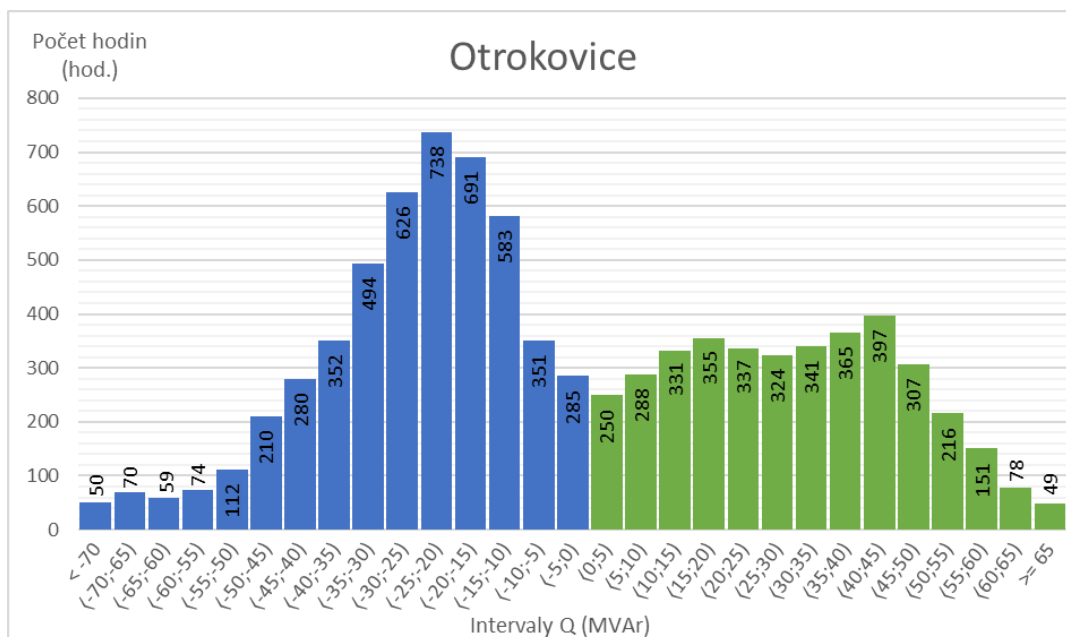
jalového výkonu. V této napájené oblasti se nachází také kabelové vedení na úrovni 110 kV, které má ještě mnohem vyšší nabíjecí výkon a výrazně přispívá k negativní bilanci toku  $Q$ .

Podobně, ale ne tak dramaticky, se jeví rozvodna Kočín. Zde dochází k přetoku téměř ve 100 % času, ale ty dosahují o poznání menších hodnot (50 % hodnot v rozmezí -20 až -40 MVar) než je tomu u rozvodny Čebín. V této rozvodně nedochází k tak velkému kolísání hodnot. Obecně celá oblast jižních Čech pracuje s výrazně nižším zatížením než oblast Moravy. Nízké zatížení sítě je následně příčinou generace značného množství jalového výkonu. Do této rozvodny je navíc zapojeno dvojité vedení 110 kV do jaderné elektrárny Temelín, které slouží pouze jako rezervní. Podobně je tomu také u dvojitého vedení do rozvodny Hněvkovice, které slouží pro vyvedení výkonu vodní elektrárny Hněvkovice. Toto dvojité vedení, které je často zatíženo malým výkonem, je zdrojem velkého množství jalového výkonu v důsledku zatížení menším výkonem, než je přirozený výkon vedení (viz kapitola 6.2).

Zajímavý pohled nabízí rozvodna Otrokovice. Na první pohled má extrémní hodnoty v obou směrech, tedy dosahuje velkých přetoků a naopak velkých odběrů jalového výkonu z přenosové soustavy. Bilance přetoků a odběrů jalového výkonu je téměř vyrovnaná (odběr cca 43 % a přetok 57 %). Maximální zatížení rozvodny oblasti Otrokovicka je přibližně stejné jako zatížení celé oblasti Jižních Čech. Zlínský kraj představuje významnou průmyslovou oblast v rámci distribučního území E.ON Distribuce. Je zde velký rozdíl v zatížení během dne a v noci, respektive o víkendech, kdy je spotřeba elektřiny výrazně nižší. Právě rozdíl v zatížení celé oblasti způsobuje tak velký rozptyl v tocích jalového výkonu na rozhraní DS a PS.

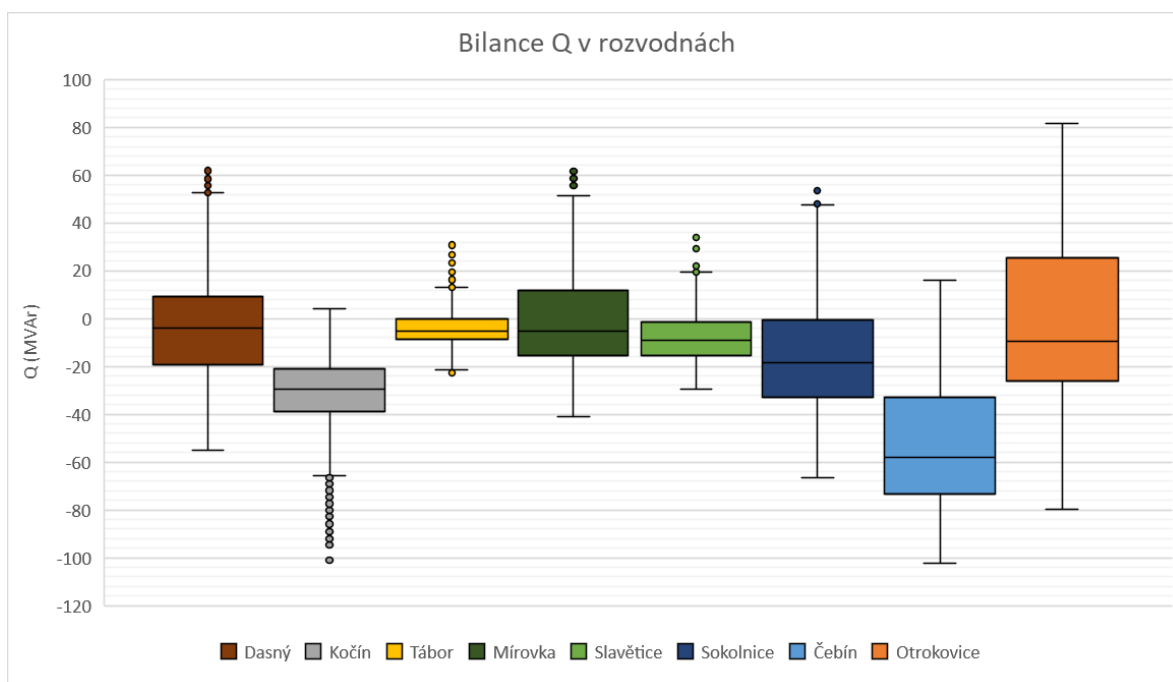
Analogicky, i když ne s tak výraznými odchylkami jako Otrokovice, je na tom rozvodna Sokolnice. Zde dochází přibližně v 75 % času k přetokům jalového výkonu směrem do PS. Rozvodna Sokolnice napájí jižní část Brna, kde se nachází velký podíl kabelového vedení, ale také oblast Jižní Moravy, kde jsou točivé zdroje větších výkonů (El. Hodonín a teplárna Brno), které jalovou energii využívají pro svou funkci. Téměř identicky jsou na tom rozvodny Dasný a Mírovka s poměrně vyrovnanou bilancí přetoků a odběrů jalového výkonu. Navíc se jejich naměřené hodnoty pohybují přibližně ve stejném intervalu. Tyto hodnoty odpovídají podobnému charakteru obou oblastí. Obdobný případ tvoří rozvodny Tábor a Slavětice, kde nedochází k velkému rozptylu naměřených hodnot jalového výkonu a ve více než 75 % času hodnoty nepřesahují -20 MVar.

Rozdělení hodnot je dokresleno níže na příkladu histogramu jalového výkonu za celé sledované období pro rozvodnu Otrokovice na obrázku 16. Z důvodu přehlednosti práce jsou histogramy ostatních rozveden součástí přílohy B. Pro lepší interpretaci jsou přetoky jalového výkonu do PS označeny modrou barvou, naopak odběr z PS zeleně. Číselná hodnota udává, kolik hodin z celkového období byla hodnota  $Q$  v daném intervalu. Naměřené hodnoty byly rozděleny do intervalů po 5 MVar. Při pohledu do přílohy B je na první pohled patrný například rozdíl mezi rozvodnami Čebín a Otrokovice. Kdy v rozvodně Čebín dochází k přetokům téměř v celém sledovaném období a velikost přetoku je často až -75 MVar. Naopak v Otrokovicích je bilance poměrně vyrovnaná a pokud dochází k přetokům jalového výkonu, tak v nejčastěji v hodnotách kolem -20 MVar.



Obr. 16 – Histogram Q pro rozvodnu Otrokovice v celém sledovaném období

Porovnání bilancí toků jalového výkonu všech osmi uzlových rozveden nabízí tzv. krabicový graf. V krabicovém grafu přehledně ukazuje základní rozdíly v bilanci toků Q. Barevný čtyřúhelník, tzv. „krabicová“ část, je ohraničen zdola dolním kvantilem a shora horním kvantilem. Vymezená oblast tedy odpovídá přesně 50 % množství naměřených hodnot a čára v tomto čtyřúhelníku označuje medián. Čáry z těchto krabic (tzv. vousy) označují nejnižší, resp. nejvyšší, naměřený údaj 1,5násobku kvartilového rozpětí od hranice boxu. Body následně označují extrémní hodnoty mimo tento rozsah. Hodnoty zobrazené na tomto grafu korespondují s porovnáním naměřených hodnot jednotlivých rozveden, které bylo uvedeno výše v textu.



Obr. 17 – Krabicový graf bilance Q

### 7.2.1 Vliv zatížení sítě na tok jalového výkonu

Tok jalového výkonu není v průběhu delšího časového intervalu stálý, ale v čase kolísá. Tyto výkyvy odpovídají hodnotám odebíraného činného výkonu. Zatížení sítě v daném čase tak má významný vliv na tok jalového výkonu, jak již bylo mimo jiné zmíněno v kapitole 7.2. Pro zobrazení této závislosti byla analyzovaná data rozdělena dle příslušného času do dílčích skupin. Nejprve byly zpracovány hodnoty ze všedních dnů od pondělí do pátku v čase 6:00 až 22:00. Z této skupiny byly vyčleněny dny, na které připadal v ČR státní svátek, období Vánoc a nového roku (23.12. 2019 až 3.3.2020). Daný interval odpovídá 3920 hodinám. Zpracováním analýzy pouze těchto hodnot bylo dosaženo bilance toku jalového výkonu při maximálním zatížení sítě.

Tab. 7.4 – Bilance toků jalového výkonu  $Q$  v pracovní dny v čase 6:00 – 22:00

Rozvodna	Odběr (hod)	Odběr (%)	Přetok (hod)	Přetok (%)	Nula (hod)	Nula (%)	Medián (MVar)
Dasný	2852,5	72,77	1066,75	27,21	0,75	0,02	10,05
Kočín	5	0,13	3914	99,85	1	0,03	-23,32
Tábor	597	15,23	823,75	21,01	2499,25	63,76	0
Mírovka	3417	87,17	403	10,28	100	2,55	13,34
Slavětice	1737,75	44,33	2151	54,87	31,25	0,80	-0,76
Sokolnice	2076,75	52,98	1843,25	47,02	0	0,00	1,07
Čebín	69	1,76	3851	98,24	0	0,00	-30,19
Otrokovice	3673,75	93,72	246,25	6,28	0	0,00	29,1

V tabulce 7.4 jsou zobrazeny výsledky analýzy toků jalového výkonu v pracovní dny v čase od 6:00 do 22:00. Při porovnání procentuálního zastoupení hodnot odběru vůči přetoku, lze jednoznačně říct, že k přetokům dochází v menší míře. Významně se také změnila hodnota mediánu.

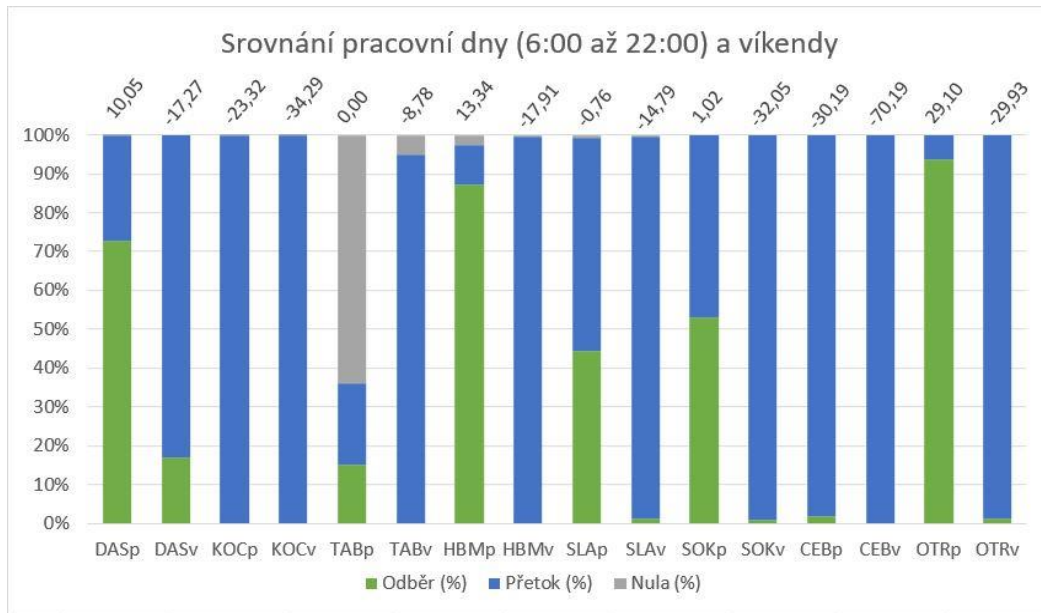
Pro zobrazení opačné situace byly zpracovány hodnoty o víkendech, tedy hodnoty od soboty 0:15 do neděle 24:00. Tento interval odpovídá období 2496 hodin. Filtrováním těchto dat bylo dosaženo bilance toku jalového výkonu při minimálním zatížení sítě. Zpracované hodnoty jsou zobrazeny v tabulce 7.5. V tomto období lze jednoznačně říct, že téměř nedocházelo k odběrům jalového výkonu a výhradně pouze k přetoku, s výjimkou rozvodny Dasný.

Tab. 7.5 – Bilance toků jalového výkonu Q o víkendech

Rozvodna	Odběr (hod)	Odběr (%)	Přetok (hod)	Přetok (%)	Nula (hod)	Nula (%)	Medián (MVAr)
Dasný	420,5	16,85	2075,5	83,15	0	0,00	-17,27
Kočín	0	0,00	2495,75	99,99	0,25	0,01	-34,3
Tábor	0,5	0,02	2373	95,07	122,5	4,91	-8,78
Mírovka	3	0,12	2482,75	99,47	10,25	0,41	-17,91
Slavětice	28,25	1,13	2460,75	98,59	7	0,28	-14,79
Sokolnice	23,5	0,94	2472,5	99,06	0	0,00	-32,05
Čebín	0	0,00	2496	100,00	0	0,00	-70,19
Otrokovice	35,25	1,41	2460,75	98,59	0	0,00	-29,93

Při porovnání hodnot z tabulek 7.4 a 7.5, tedy hodnot během pracovních dní v době 6:00 až 22:00 a víkendů, jde na první pohled vidět rozdíl v toku jalového výkonu. V pracovní dny je elektrizační soustava mnohem více zatížena. V některých předávacích místech tak dochází k výskytu kladných hodnot jalového výkonu, které značí odběr jalového výkonu z PS. V těchto situacích se venkovní vedení může stát spotřebičem jalového výkonu. To nastane v situacích, kdy se jeho zatížení blíží maximálnímu navrženému proudovému zatížení nebo toto zatížení dokonce krátkodobě přesahuje. Svou měrou do tohoto rozdílu přispívá také zatížení transformátorů, kdy se spotřeba jalového výkonu zvyšuje se zatížením kvadraticky (viz závislost jalového výkonu transformátoru na zatížení – kapitola 6.2). Ve špičkovém zatížení se na výrobě elektrické energie významně podílí točivé zdroje a mohou odebírat jalovou energii ze sítě. Kdežto o víkendech spotřeba elektrické energie klesá a těmto zdrojům se jejich náročný provoz nevyplatí, tak snižují svoji výrobu nebo jsou dokonce odstaveny. O víkendech jsou v provozu výhradně levné zdroje elektrické energie jako například fotovoltaické elektrárny, které ale nemají takové možnosti v regulaci jalového výkonu. Rozdíl mezi víkendem a pracovními dny ilustruje rozvodna Otrokovice. Jak již bylo zmíněno v předešlé části, tak celá oblast je značně průmyslová a v průběhu dne je zde velké zatížení sítě a o víkendech naopak značně klesá. Tomu odpovídá i bilance toků jalového výkonu v této oblasti. V pracovních dnech je zde výhradně odběr jalové energie směrem z PS do DS (cca. 94 %) a naprosto opačná je situace o víkendech, kdy nastává výhradně přetok jalové energie z DS do PS (cca. 98,5 %). Pro ostatní rozvodny nejsou tyto rozdíly tak extrémní.

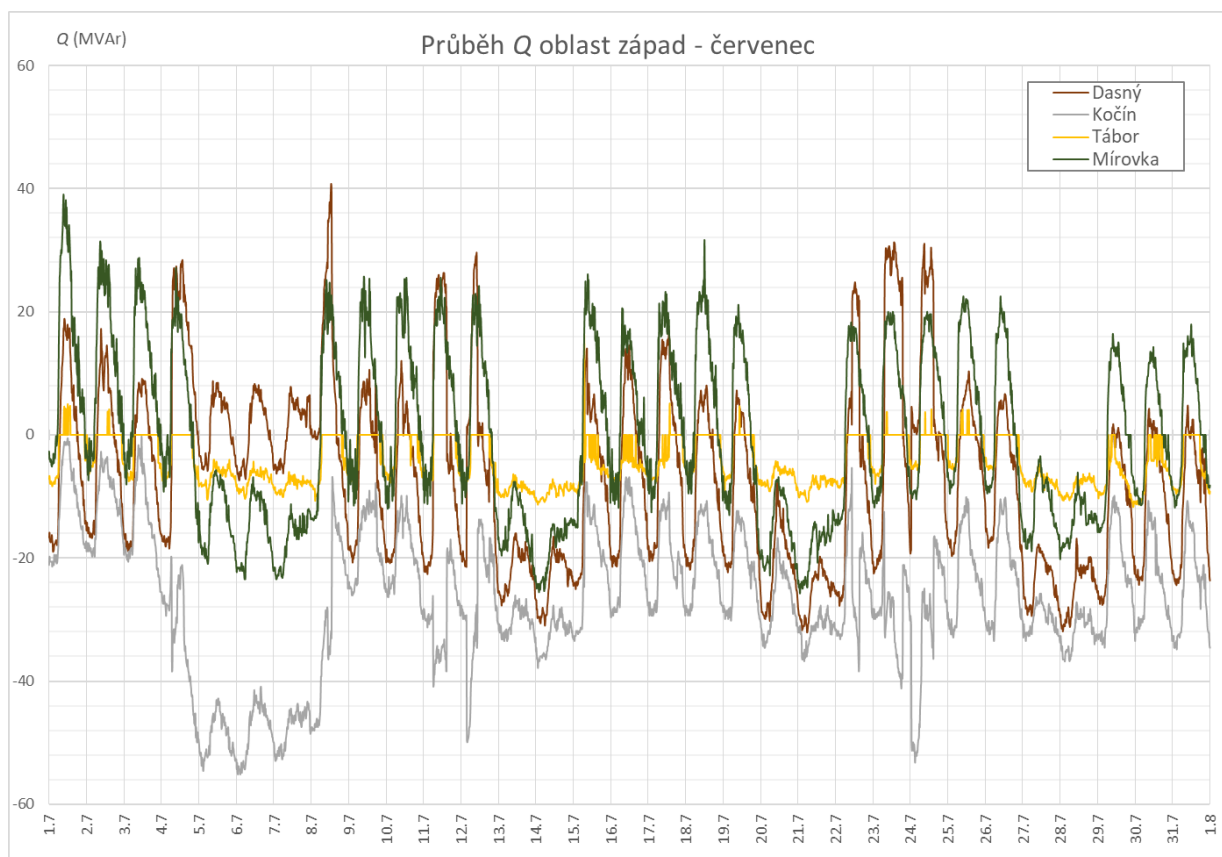
Pro lepší dokreslení tohoto jevu jsou v příloze C umístěny histogramy pro obě tato období. Na těchto diagramech je možné vidět rozdělení hodnot ve větším detailu. I v tomto případě platí stejná pravidla barevného označení jako pro histogramy za celé období, kdy zelená barva značí odběr jalového výkonu z PS a modrá naopak dodávku do PS. Na obrázku 18 je zobrazen graf srovnání bilance v těchto dvou obdobích. Hodnoty s označením „p“ značí pracovní dny 6:00 až 22:00 a označení „v“ symbolizuje víkendy. Nad grafem jsou zobrazeny hodnoty mediánu  $Q$  (MVar) pro každou skupinu. Na tomto grafu lze pozorovat již výše komentované skutečnosti v rozdílu tabulek 7.4 a 7.5 zobrazené graficky.



Obr. 18 – Srovnání bilance toku  $Q$  v pracovní dny (6:00 až 22:00) a o víkendech

## 7.2.2 Charakteristické průběhy toku $Q$ v čase

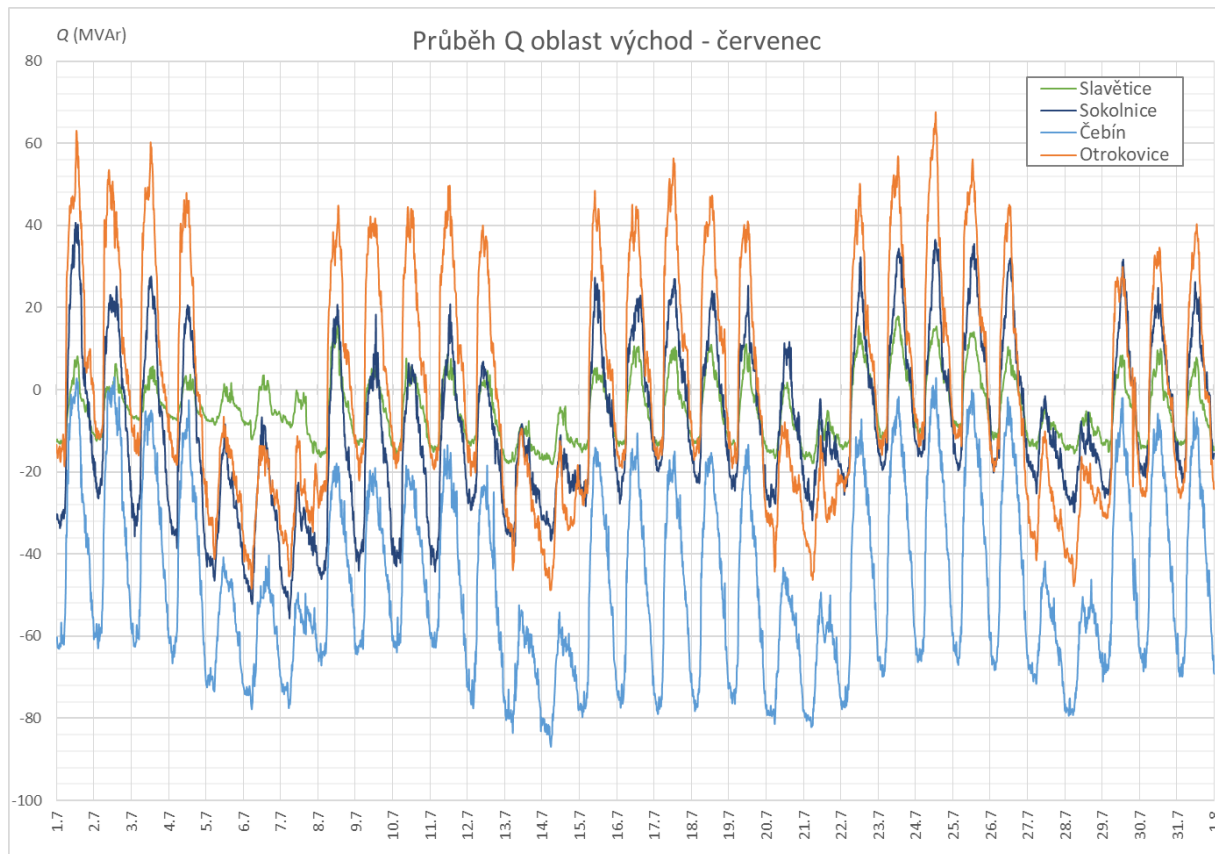
Dosud byla provedena analýza daného období a posouzeno zastoupení přetoků, resp. odběrů v různých obdobích. Nebyly ovšem popsány průběhy toku jalového výkonu v jednotlivých rozvodnách v určitých časových obdobích. Na obrázcích 19 a 20 jsou zobrazeny závislosti toku jalového výkonu v napájecích rozvodnách v průběhu měsíce července. Pro lepší přehlednost byly tyto grafy rozděleny pro dvě oblasti a to západ (obr. 19), kde jsou zobrazeny rozvodny Dasný, Kočín, Tábor a Mírovka, a oblast východ (obr. 20), kde jsou závislosti pro rozvodny Slavětice, Sokolnice, Čebín a Otrokovice. Pro tyto průběhy platí stejná znaménková konvence jako v předchozí části, tedy záporné hodnoty značí přetok jalového výkonu do PS, naopak kladné označují odběr jalového výkonu z PS.



Obr. 19 – Průběh toku  $Q$  za měsíc červenec v rozvodnách oblasti západ

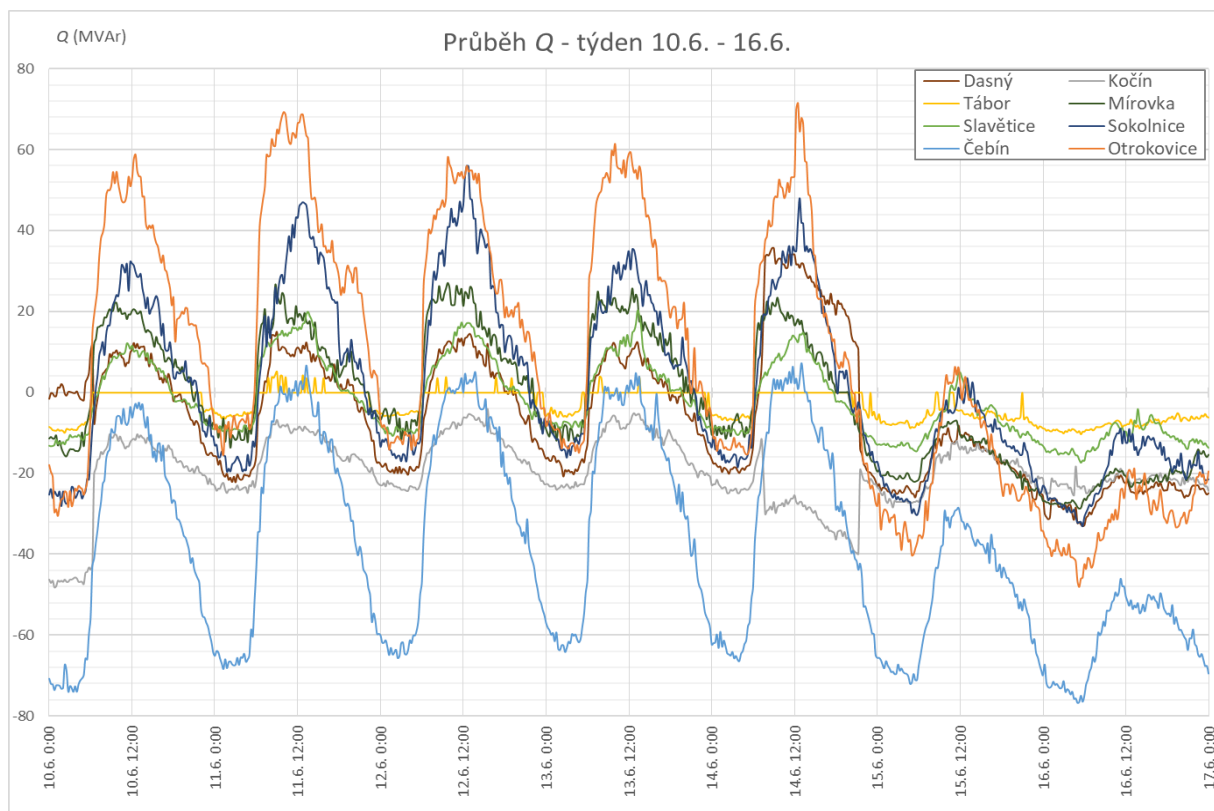
Při pohledu na průběhy z obou oblastí je vidět, že k odběrům jalového výkonu z přenosové soustavy dochází v pracovní dny. Naopak v noci a o víkendech dochází u všech rozveden výhradně k dodávce jalového výkonu do přenosové soustavy. Tato skutečnost odpovídá důvodům popsaných v kapitole 7.2.1. Jedná se navíc o letní měsíc, kdy je zatížení sítě obecně menší než v zimních měsících. Na průbězích je dobře zachycena závislost charakteru jalového výkonu na pracovních dnech. Ve pátek dne 5.7. byl v ČR státní svátek, Den věrozvěstů Cyrila a Metoděje, a proto je na závislostech vidět významný propad jalového výkonu oproti dnům předchozím. Velký pokles jalového výkonu v rozvodně Kočín souvisí s nižším poklesem u rozvodny Dasný, jelikož tyto dvě rozvodny pracují v paralelním provozu a jsou tak vzájemně významně ovlivňovány. Při pohledu na závislost v rozvodně Otrokovice je opět vidět velké

rozdíly mezi hodnotami během pracovního týdne a o víkendech, které již byly zmíněny v předešlých kapitolách. Na konci měsíce lze v této rozvodně také vidět pokles o zhruba (20 MVar) oproti předchozímu týdnu. Je to z důvodu pravidelné odstávky několika významných podniků v regionu, na které jsou vázány i další provozy, a tím snížení zatížení celé oblasti.



*Obr. 20 – Průběh toku Q za měsíc červenec v rozvodných oblastech východ*

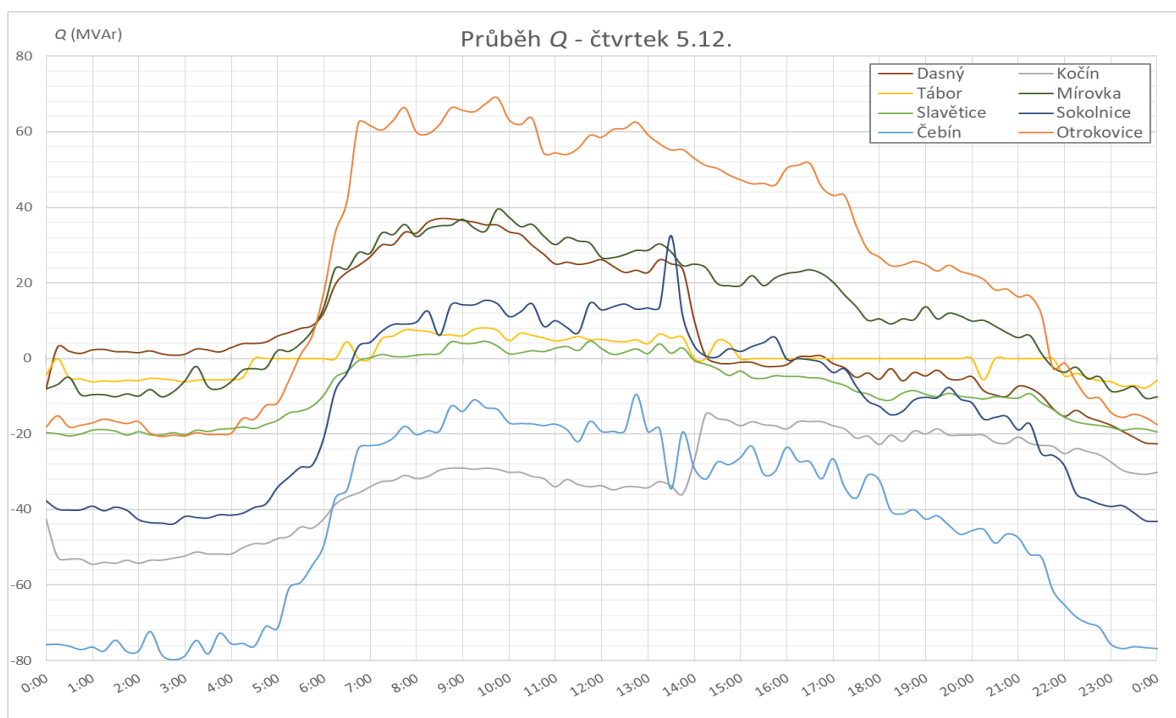
Větší detail je zobrazen na obr. 21, pro týden od 10. do 16. června. Zde lze vidět, že během pracovních dní jsou průběhy v jednotlivých rozvodnách až na malé rozdíly identické. Pro víkend, pak již dle tabulky 7.5 plyne, že hodnoty  $Q$  jsou výhradně v záporných hodnotách, což znamená tok jalového výkonu z DS do PS. Průběh v tomto týdnu ukazuje, že většina z analyzovaných rozveden se během pracovních dní pohybuje v pásmu odběru jalové energie z přenosové soustavy. Tato skutečnost neplatí pro rozvodny Kočín a Čebín, které již v prvotní bilanci toků jalového výkonu byly označeny jako ty s největšími problémy s ohledem na přetoky  $Q$  do PS. U rozvodny Čebín je to navíc doplněno vysokou fluktuací (až -70 MVAR) hodnot během dne. Naopak pro rozvodnu Kočín je rozdíl během dne v rozmezí -20 MVAR.



Obr. 21 – Průběh toku  $Q$  pro vybraný týden v červnu

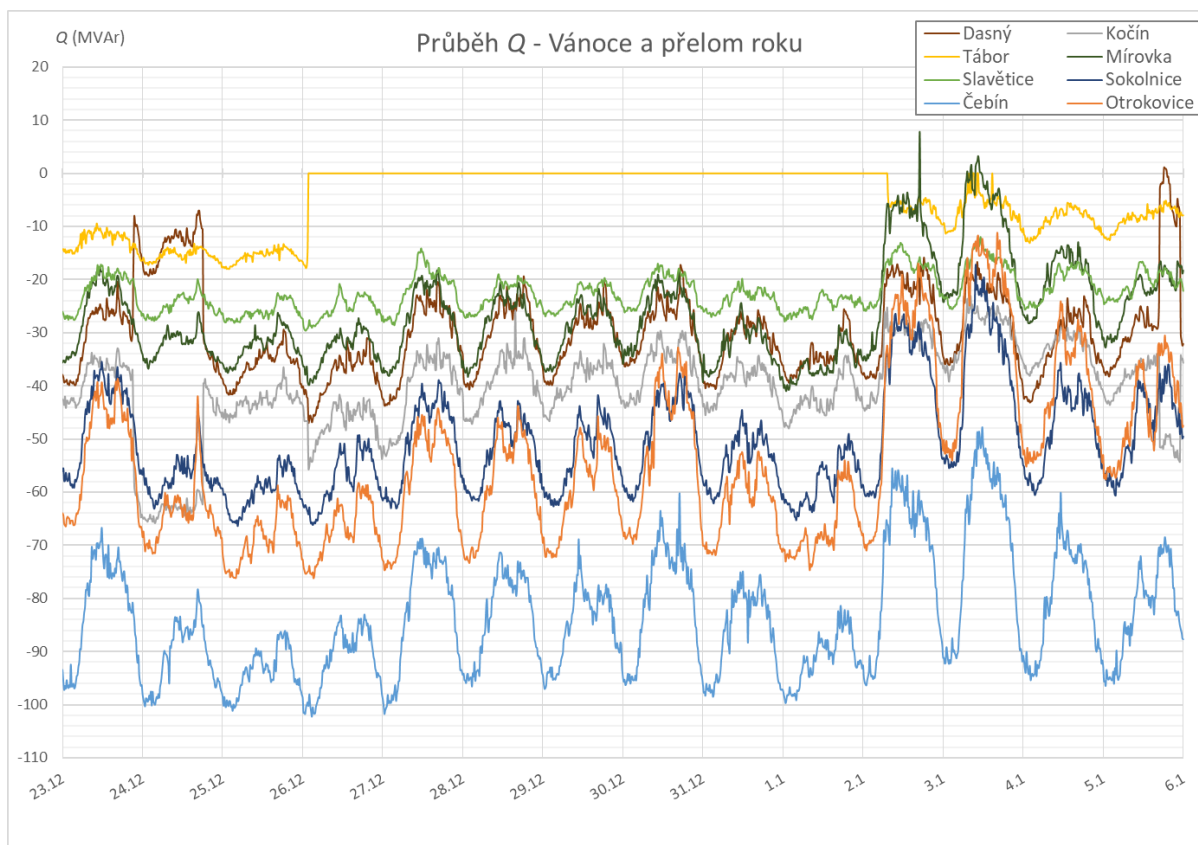


Na obr. 22 je zobrazen detail dne 5.12. V tento den v 11 hodin bylo změřeno maximální zatížení sítě činným výkonem (2434 MW) ve sledovaném období na distribučním území E.ON Distribuce. Tato závislost ukazuje, proč byl vybrán interval 6:00 až 22:00 při srovnání s víkendy. Prudký nárůst hodnoty kolem šesté hodiny ráno reflektuje rostoucí zatížení sítě. Při pohledu na průběh toku jalového výkonu v rozvodně Tábor, lze vidět, že nulové hodnoty se vyskytují částečně v ranních ale hlavně v odpoledních hodinách. Rozvodna Tábor je přímo spojená s rozvodnou Milín vedením V204. Do rozvodny Milín je zapojena vodní elektrárna Orlík, která je součástí systému automatické regulace napětí a jalového výkonu (SRUQ) a její buzení je řízeno přímo z dispečinku ČEPS. Tato elektrárna je využita pro regulační funkci využita především ráno a večer, což odpovídá i naměřeným hodnotám v tomto intervalu. Regulací jsou dosaženy hodnoty velice blízké nule. Následná naměřená nula je způsobena nepřesností měřících přístrojů, které jsou zapojeny na transformátoru T201 v rozvodně Tábor.



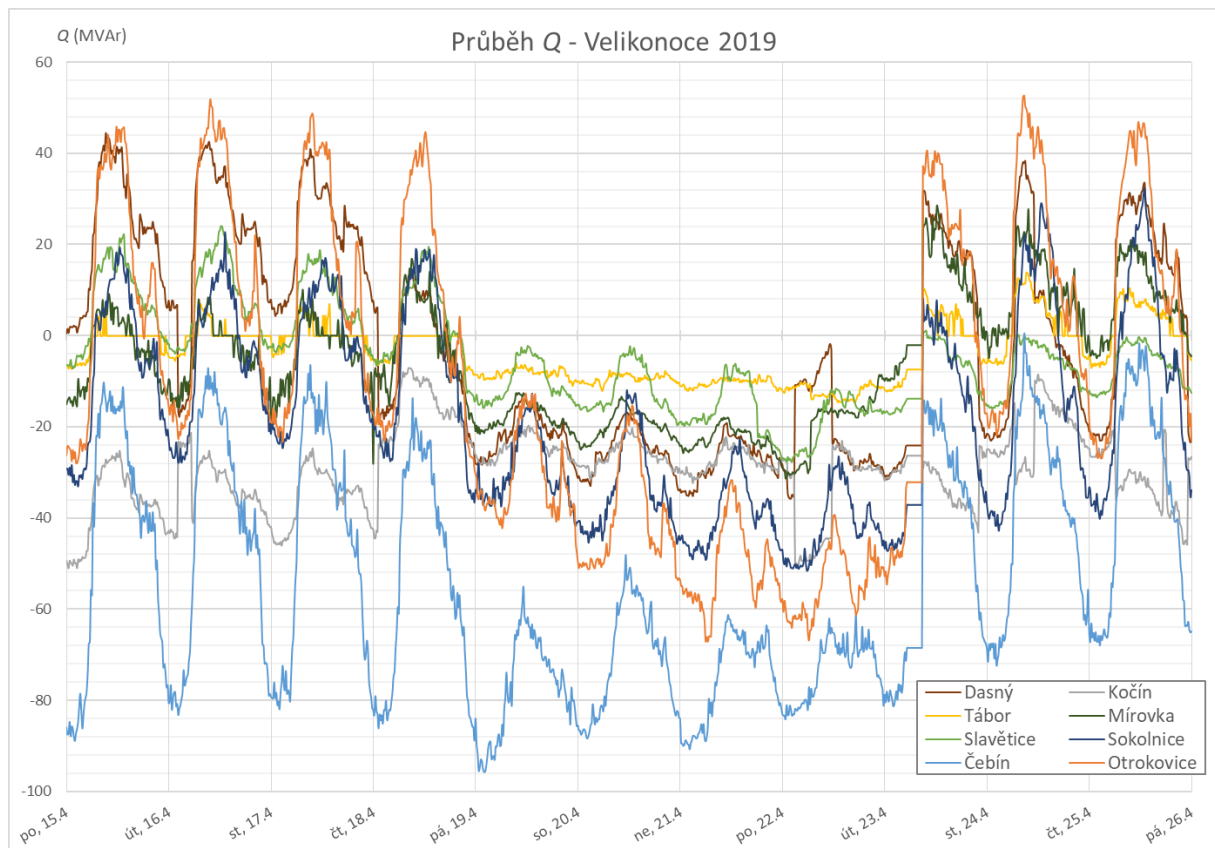
Obr. 22 – Průběh toku Q dne 5.12.2019

Zajímavý pohled se naskýtá při zobrazení průběhu toku jalového výkonu v období vánočních svátků a přelomu roku 2019/20. Tento průběh je vyneseno na obrázku 23. V roce 2019 navíc tři sváteční dny (Štědrý den, 1. a 2. svátek vánoční) připadly doprostřed týdne tedy na úterý, středu a čtvrtek. Podobně tomu bylo i na přelomu roku tedy silvestr a Nový rok (úterý, středa). Tato situace měla za následek nízké zatížení sítě v průběhu dvou týdnů (od 23.12. 2020 do 6.1.2020). Na zobrazeném grafu lze vidět, že takřka v celém tomto období nastal přetok jalového výkonu do přenosové soustavy. Tyto hodnoty byly v některých případech maximální naměřené za celé období, jako například pro rozvodny Čebín, Sokolnice, Mírovka a Slavětice. V období do čtvrtku 2.1. v rozvodně Čebín dokonce přetok jalového výkonu až na některé výjimky neklesnul pod -70 MVar. Ve čtvrtek 3.1. lze pozorovat značný pokles velikosti přetoků jalového výkonu což je způsobeno rostoucím zatížením sítě, kdy podniky obnovovali postupně svou činnost a tím narůstalo i zatížení sítě. V období od 26.12. do 2.1. byl transformátor T201 v rozvodně Tábor vypnut.



Obr. 23 – Průběh toku Q v období Vánoc a přelomu roku

Podobná situace nastává v období Velikonoc. Průběh je zobrazen na obrázku 24. Zde je možné vidět výrazný pokles hodnot jalového výkonu v pátek 19.4., který byl v roce 2019 státním svátkem (Velký pátek). V období od pátku 19.4. (Velký pátek) až do pondělí 22.4. (Velikonoční pondělí) byl ve všech rozvodnách po celou dobu přetok jalového výkonu do přenosové sítě. Hodnoty ovšem nebyly tak vysoké jako v období Vánoc a přelomu roku. Výrazný nárůst jalového výkonu v ranních hodinách v úterý 23.4. byl způsoben výpadkem měření. V době výpadku byla zapisována poslední změřená hodnota.

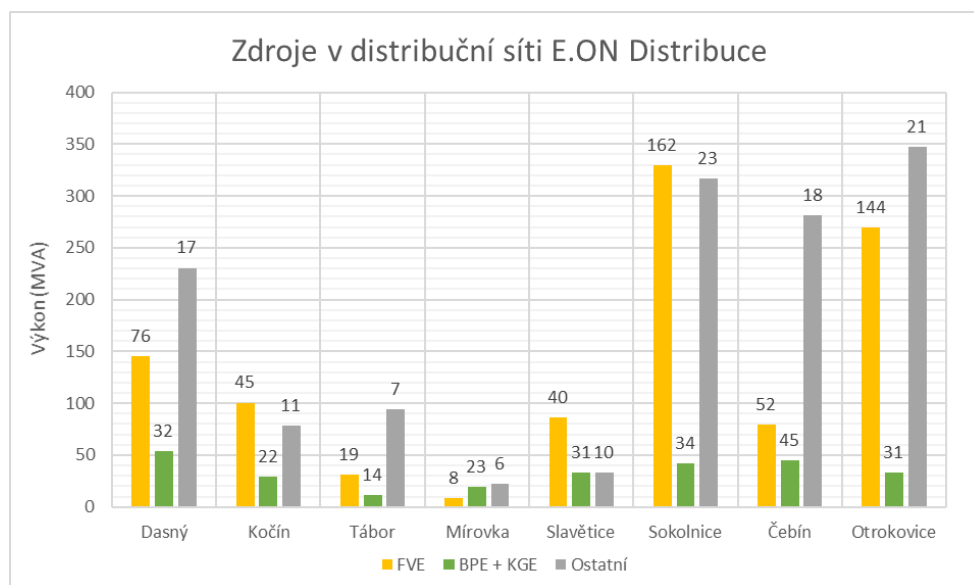


Obr. 24 – Průběh toku Q během Velikonoc 2019

### 7.2.3 Potenciál pro regulaci Q na distribučním území E.ON Distribuce

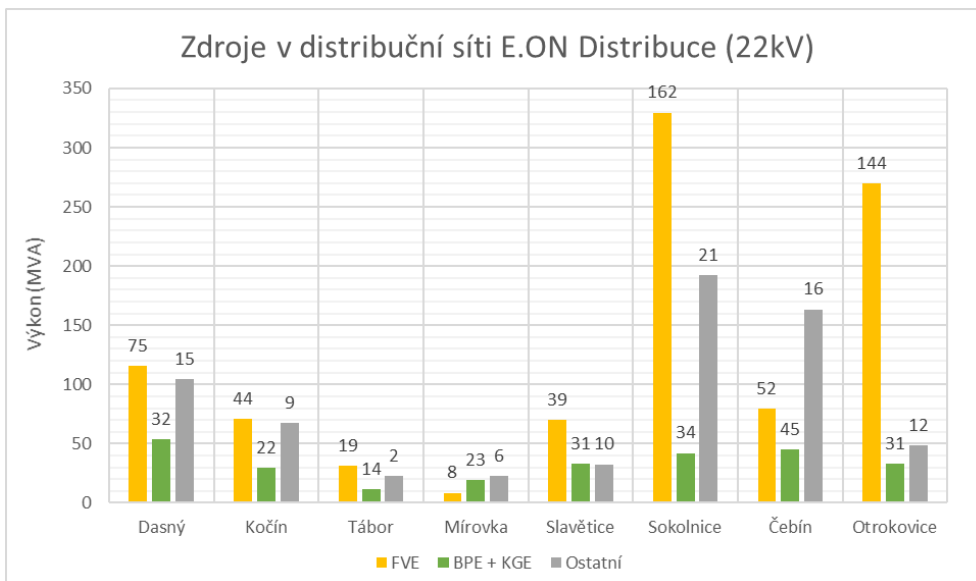
V kapitolách 7.2.1 a 7.2.2 byla určena místa, kde dochází k největším problémům s přetoky jalového výkonu do přenosové soustavy, a také období, kdy dochází k největším přetokům. Jako problematické se jeví noc, víkendy a státní svátky, kdy není tak velké celkové zatížení sítě a dochází k přetokům. O něco více problematická je pak situace v delších svátečních období jako jsou Vánoce nebo Velikonoce. V návaznosti na tuto analýzu byla zhodnocena zdrojová základna připojená v distribučním území E.ON Distribuce. Z dispečerského řídicího systému byl proveden export všech zdrojů s instalovaným výkonem větším než 0,5 MW. Tento výkon byl zvolen v návaznosti na Národní akční plán pro chytré sítě, kde je tato hranice definována pro využití bateriových systému a decentrálních zdrojů energie pro poskytování bilančních a ostatních podpůrných služeb [30]. Na základě zapojení soustavy a vyvedení výkonu byly k těmto zdrojům přiřazeny napájecí rozvodny na hranici PS/DS. V případě možnosti více variant zapojení sítě byly pro některé zdroje zvoleny dvě uzlové rozvodny.

Na obrázku 25 je zobrazen souhrn všech připojených zdrojů do distribuční sítě E.ON Distribuce. Zdroje jsou rozděleny do tří kategorií dle charakteru výroby, aby bylo co možná nejpřesněji odhadnout možný potenciál. První skupinou jsou fotovoltaické zdroje (FVE), které jsou řazeny mezi intermitentní zdroje vysoce závislé na povětrnostních podmínkách. Diagram výroby těchto zdrojů je závislý od principu své funkce na slunečním záření. FVE dodává činný výkon během dne a v noci se logicky na výrobě nepodílejí. Druhou skupinou jsou bioplynové zdroje (BPE) a kogenerační jednotky (KGE). Tyto zdroje mají specifický diagram výroby s ohledem na dosažení na podporu, tzv. zelený bonus. V kategorii ostatní jsou umístěny všechny ostatní zdroje zapojené na tomto území a to teplárny, vodní, malé vodní a větrné elektrárny, plynové a paroplynové zdroje a akumulací systémy (velkokapacitní baterie). Číselná hodnota v grafu udává počet těchto zdrojů. Na základě hodnot v grafu lze vidět, že v oblasti rozvodny Sokolnice a Otrokovice je instalováno velké množství fotovoltaických zdrojů.



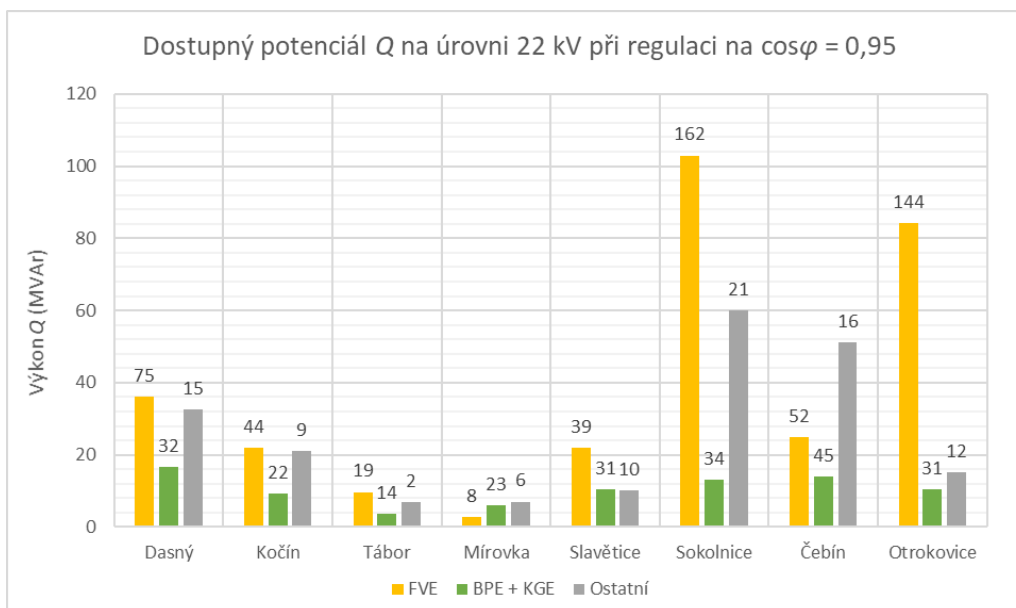
Obr. 25 – Zdroje v distribuční síti E.ON Distribuce

Zdroje vyšších výkonů jsou zapojeny do úrovně 110 kV a často jsou již dispečery využívány k regulaci. Pro lepší přehlednost jsou proto na obrázku 26 zobrazeny pouze zdroje zapojené do úrovně 22 kV. Výsledkem této separace již v grafu nevystupují zdroje větších výkonů. Výkonová hranice zapojení zdroje do 110 kV a 22 kV není nijak teoreticky dána, ale v praxi se většinou jedná o hodnoty kolem 7 až 8 MW, což ale také závisí na mnoha dalších faktorech. Při srovnání dvou grafů výše lze vidět, že změna se nejvíce dotkla oblasti Otrokovic. Zde se nachází několik zdrojů většího výkonu (teplárna Otrokovice, Zlín, atd.).



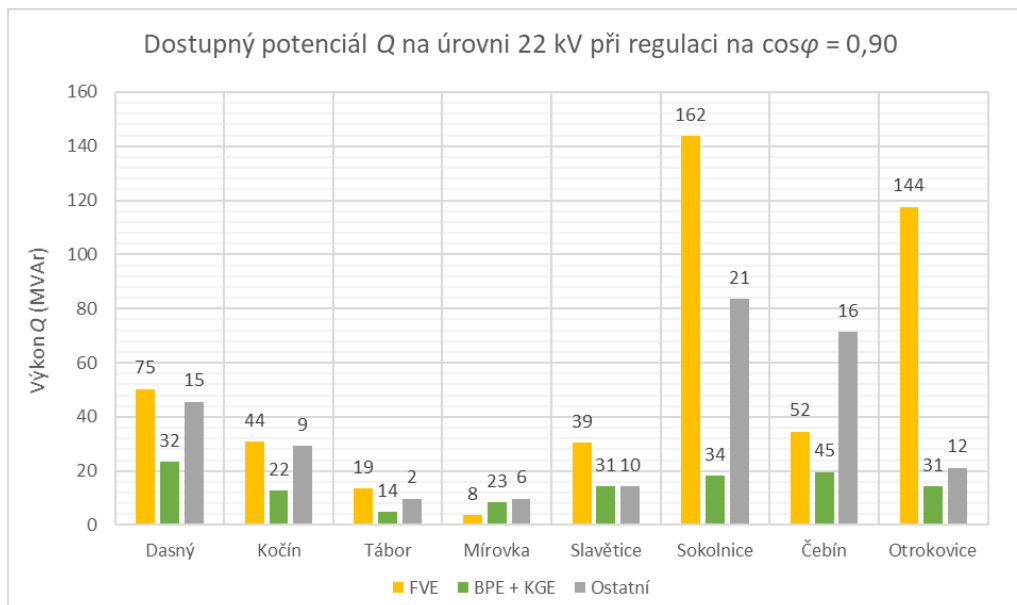
Obr. 26 – Zdroje v distribuční síti E.ON Distribuce zapojené na úrovni 22 kV

V kapitole 6.1 již bylo zmíněno, že zdroje jsou povinny udržovat účinník mezi hodnotami 0,9 induktivní a 0,9 kapacitní. Z hlediska bezpečnosti, aby nedošlo k překročení této hodnoty (například při překmitu regulace) je k regulaci využíváno rozpětí 0,95 induktivní až 0,95 kapacitní. Na základě těchto hodnot byl stanoven dostupný regulační potenciál jalového výkonu pro výrobní na tomto distribučním území. Přepočítání proběhlo na základě zjištěných hodnot zdánlivého výkonu a regulace při hodnotě účinníku 0,95. Výsledky jsou zobrazeny na obrázku 27. Tato úvaha ovšem počítá s dodávkou maximálního možného výkonu, tedy výkonu odpovídajícího instalovanému výkonu dané výrobní. Pro fotovoltaické zdroje to tedy znamená výkon dodávaný za ideálních podmínek, které jsou v běžném provozu v podstatě nedosažitelné.



Obr. 27 – Dostupný potenciál Q na úrovni 22 kV při regulaci  $\cos\varphi=0,95$

V případě, že by pro regulaci dle účinníku byl využíván celý dovolený rozsah, tedy od hodnoty 0,9 induktivní po 0,9 kapacitní, tak by se zvýšil dostupný potenciál zdrojů pro regulaci toku jalového výkonu. Potenciál tímto vzroste o zhruba 40 %. Což je dáno výpočtem jalového výkonu při daném účinníku. Při regulaci na tento účinník by ovšem musela být zajištěna podmínka, že tento účinník nebude překročen a nedojde tak k porušení pravidel stanovených přílohou 4 PPDS. Situace dokreslující tento případ je na obrázku 28. Na zobrazených hodnotách dostupného potenciálu  $Q$  je vidět, že v síti dominují fotovoltaické zdroje. Jejich využití se nabízí pouze o víkendech a během pracovních dní v oblastech, kde je problém s přetoky i v tomto období (zejména oblast Kočín a Čebín, ale také Sokolnice a Slavětice).



Obr. 28 – Dostupný potenciál  $Q$  na úrovni 22 kV při regulaci  $\cos\varphi=0,90$

Při porovnání dostupného potenciálu s hodnotami maximálních přetoků se ukazuje, že v ideálním případě (výroby na hranici instalovaného výkonu), je možné pokrýt přetoky do přenosové soustavy u většiny napájecích rozvodů (tabulka 7.6). Jedná se ovšem o případ, kdy jsou všechny zdroje v provozu a schopny regulace účinníku. Navíc za předpokladu, že se na regulaci podílejí zdroje zapojené jak do 22 kV, tak i do úrovně 110 kV. Ze srovnání tohoto maximálního potenciálu při regulaci na účinník 0,95 a 5. percentilu naměřených hodnot  $Q$  v předávacím místě, je potenciál nedostačující pouze u rozvodny Mírovka. Zejména u rozvodny Čebín, ale také v Kočíně, je malý potenciál ve fotovoltaických zdrojích, které jsou díky svým nízkým nákladům na provoz provozovány v závislosti na povětrnostních podmínkách v maximálním možném rozsahu a mohou být využity k regulaci. V oblasti Čebín by bylo možné pokrýt pouze téměř čtvrtinu hodnoty maximálního přetoku a méně než polovinu mediánu (-57,9 MVar).

Tab. 7.6 – Přiřazení potenciálu pro regulaci Q

Rozvodna	Max. přetok (MVar)	5. percentil hodnot Q (MVar)	FVE	BPE + KGE	Ostatní	Celkem
			Q (MVar) - $\cos\varphi = 0,95$	Q (MVar) - $\cos\varphi = 0,95$	Q (MVar) - $\cos\varphi = 0,95$	Q (MVar) - $\cos\varphi = 0,95$
Dasný	-55,04	-31,23	45,4	16,7	72,0	134,1
Kočín	-100,96	-54,05	31,4	9,2	24,5	65,1
Tábor	-22,75	-13,68	9,7	3,6	29,4	42,7
Mírovka	-40,96	-26,67	2,7	6,0	7,0	15,7
Slavětice	-29,59	-21,99	26,9	10,3	10,2	47,4
Sokolnice	-66,4	-46,72	102,9	13,1	99,0	215,0
Čebín	-102,24	-86,94	24,8	14,1	87,7	126,6
Otrokovice	-79,86	-48	84,2	10,4	108,3	202,9

#### 7.2.4 Odhadované náklady na nákup flexibility

V předchozích kapitolách byla provedena podrobná analýza jednotlivých uzlových rozveden z hlediska toku jalového výkonu a přiřazena potenciálně dostupná kapacita pro regulaci těchto toků v dané oblasti. Přetoky jalového výkonu do přenosové soustavy by mohly být vyřešeny také instalací kompenzačních tlumivek v terciérech transformátorů 400/110 kV, respektive 400/220 kV. Dle [34] je doporučená jednotková cena za navýšení rezervovaného jalového výkonu 500 000 Kč/MVar. Určení této ceny proběhlo na základě stanovení nákladů na instalaci kompenzačního zařízení 10 kV 3x15 MVar při poskytnutí technickoekonomických podkladů provozovatele přenosové soustavy. Tato cena je v dalších částech práce využita pro určení nákladů na trvalou kompenzaci (pro období 10 let) přetoků jalového výkonu do přenosové soustavy. V průběhu 10 let od instalace zařízení se nepočítá s dalšími výraznými náklady pro správnou funkci zařízení, proto byl zvolen tento časový interval. Na základě ceny 500 tis. Kč/MVar byly stanoveny náklady na kompenzaci maximální hodnoty přetoku Q a hodnoty 5. percentilu naměřených hodnot Q pro napájecí uzly sítě. Ceny jsou uvedeny v tabulce 7.7. V této tabulce odpovídá hodnota  $N_{PER100\%}$  nákladům na kompenzaci maximální hodnoty přetoku a  $N_{PER95\%}$  nákladům na kompenzaci hodnoty 5. percentilu naměřených hodnot Q. Náklady odpovídají analogicky hodnotám obou maximálních hodnot pro dané rozvodny.

Tab. 7.7 – Náklady na kompenzaci Q

Rozvodna	Max. přetok (MVar)	5. percentil hodnot Q (MVar)	$N_{PER100\%}$ (Kč)	$N_{PER95\%}$ (Kč)
Dasný	-55,04	-31,23	27 520 000 Kč	15 610 000 Kč
Kočín	-100,96	-54,05	50 480 000 Kč	27 020 000 Kč
Tábor	-22,75	-13,68	11 370 000 Kč	6 840 000 Kč
Mírovka	-40,96	-26,67	20 480 000 Kč	13 340 000 Kč
Slavětice	-29,59	-21,99	14 800 000 Kč	11 000 000 Kč
Sokolnice	-66,4	-46,72	33 200 000 Kč	23 360 000 Kč
Čebín	-102,24	-86,94	51 120 000 Kč	43 470 000 Kč
Otrokovice	-79,86	-48	39 930 000 Kč	24 000 000 Kč

Jak již bylo zmíněno v práci dříve, tak přetoky jalové energie do přenosové soustavy nejsou provozovatelem přenosové sítě prozatím nijak finančně postihovány. Není tudíž ani definována cena této nevyžádané energie. Proto pro další část bude předpokládána cena za přetok jalové energie do PS ( $C_{FEE}$ ) ve stejné výši jako cena za nevyžádanou dodávku jalové energie do DS, která dle [24] činí 440 Kč/MVArh. Pokud by provozovatel neprovedl žádné opatření vůči přetokům jalové energie do PS a došlo k přetoku  $Q$  do PS, byl by povinen uhradit regulátorovi trhu danou částku v plné výši.

V případě, že distributor očekává přetok v daném místě, tak by po dohodě s provozovatelem přenosové soustavy mohl platit za „ohlášený“ základní přetok ( $Q_{BASE}$ ). Tento základní přetok je v podstatě obdoba roční rezervované kapacity předávacího místa. Tato platba by probíhala za každou hodinu. Za sledované období od 1.2.2019 do 31.1.2020 je to tedy 8760 hodin. Dohoda o velikosti této rezervované kapacity by probíhala předem vždy pro celý kalendářní rok. Cena za tento „ohlášený“ přetok by měla být významně nižší než cena za její překročení, která byla výše stanovena na 440 Kč/MVArh a to z důvodu motivace provozovatele DS hlídat své přetoky v mezích daných rezervací. V úvahu přichází opět analogie s cenou za rezervovanou kapacitu výkonu na hladině VN. Zde je poměr platby za překročení rezervované kapacity a rezervovanou kapacitou zhruba 4. Na základě této analogie tak cena za ohlášený přetok ( $C_{BASE}$ ) vychází na 110 Kč/MVArh.

Na základě výše určených cen  $C_{FEE}$  a  $C_{BASE}$  (440 a 110 Kč/MVArh) byla provedena optimalizace velikosti nakupovaného ohlášeného přetoku  $Q_{BASE}$  tak, aby byla celková platba ( $N_{TOT}$ ) od provozovatele DS co nejnižší. Celková platba se skládá z platby za ohlášený přetok  $N_{BASE}$  a ceny za překročení této hodnoty, tedy platba za nevyžádanou dodávku jalové energie  $N_{FEE}$  do PS. Výsledky této optimalizace na základě naměřených hodnot toku jalového výkonu jsou uvedeny v tabulce 7.8. Při pohledu na velikost rezervovaného přetoku jsou potvrzeny předpoklady pro problémové napájecí uzly daného území zmíněné v předešlých kapitolách. Výrazně nejhorší situace nastává v tomto případě pro rozvodnu Čebín, která je z hlediska nákladovosti pro eliminaci přetoků nejdražší.

Tab. 7.8 – Optimální velikost  $Q_{BASE}$  a celkových nákladů při ceně  $C_{FEE} = 440$  Kč/MVArh

Rozvodna	$Q_{BASE}$ (MVAr)	$N_{BASE}$ (Kč)	$N_{FEE}$ (Kč)	$N_{TOT}$ (Kč)
Dasný	19,3	18 630 000 Kč	7 180 000 Kč	25 810 000 Kč
Kočín	38,9	37 470 000 Kč	9 780 000 Kč	47 240 000 Kč
Tábor	8,6	8 330 000 Kč	2 830 000 Kč	11 160 000 Kč
Mírovka	15,6	15 060 000 Kč	6 320 000 Kč	21 370 000 Kč
Slavětice	15,3	14 710 000 Kč	4 010 000 Kč	18 710 000 Kč
Sokolnice	33,1	31 880 000 Kč	8 470 000 Kč	40 350 000 Kč
Čebín	73,2	70 550 000 Kč	8 140 000 Kč	78 690 000 Kč
Otrokovice	26	25 050 000 Kč	13 130 000 Kč	38 180 000 Kč

Při přímém porovnání celkových nákladů při ceně  $C_{FEE} = 440$  Kč/MVArh a investicí do instalace tlumivek je na první pohled zřejmé, že pořízení kompenzačního zařízení pro každou rozvodnu je jednoznačně levnější. Celkové náklady při této velikosti poplatku za přetok do DS jsou



vypočítány pro jeden rok, kdežto náklady na kompenzaci (instalace tlumivky) jsou uvažovány pro horizont 10 let. V rámci této práce není z důvodu jednodušší interpretace zohledněna inflace. Cena 440 Kč/MVArh za nevyžádaný přetok z distribuční do přenosové soustavy tak rozhodně neplní motivační charakter. To znamená, že při této ceně přetoku, se distributor zřejmě rozhodne pro instalaci kompenzačního zařízení z důvodu nižších investičních nákladů, než by byla varianta popsána výše. Není tak motivován využívat nákup služeb flexibility ze zařízení již zapojených do sítě, čímž by dosáhl omezení přetoků  $Q$ . V případě instalace kompenzačního zařízení dimenzovaného na hodnotu maximálního přetoku bude zařízení po většinu času výrazně naddimenzované. Proto pro další postup bude uvažována tlumivka navržena na hodnotu 5. percentilu z naměřených hodnot  $Q$  za analyzované období. Kompenzační zařízení o této velikosti sice nepokryje přetok v průběhu 440 hodin ročně ale náklady na toto zařízení se v některých případech sníží až o téměř 50 %.

Pokud by chtěl regulátor trhu dosáhnout vyřešení problému s přetoky a jejich kompenzací jinak než plošnou instalací kompenzačních zařízení v napájecích rozvodnách, tak by cena za přetok do PS musela být výrazně nižší. Pro optimalizovanou velikost ohlášeného přetoku  $Q_{BASE}$  bylo provedeno porovnání celkových nákladů s náklady na instalaci tlumivky pro kompenzaci hodnoty 5. percentilu naměřených hodnot  $Q$  za dané období (desetina celkové ceny tlumivky). Na základě tohoto porovnání byla stanovena cena za přetok do PS tak, aby byly náklady pro obě varianty stejné. Jedná se tedy o hraniční cenu za služby pro omezení přetoku ( $C_{BASEh}$ ), kdy se celkové náklady za platbu za přetoky rovnají investici do kompenzačního zařízení. Tato cena pro každou rozvodnu je zobrazena v tabulce 7.9. V posledním řádku je průměrná hodnota ze všech rozvodn. Pokud by měly být služby kompetitivní v porovnání s instalací velkých kompenzačních zařízení, tak by cena za službu pro omezení přetoku měla být zhruba 17krát nižší. Hodnota této hraniční hodnoty také ukazuje rozvodny, kde je problém s přetoky jalové energie do PS největší. Nižší hraniční cena  $C_{BASEh}$  odpovídá bilančně horšímu uzlu soustavy z hlediska toku  $Q$ .

Tab. 7.9 – Hraniční cena  $C_{BASEh}$

Rozvodna	$C_{BASEh}$ (Kč/MVArh)
Dasný	26,62 Kč
Kočín	25,17 Kč
Tábor	26,97 Kč
Mírovka	27,46 Kč
Slavětice	25,85 Kč
Sokolnice	25,47 Kč
Čebín	24,31 Kč
Otrokovice	27,66 Kč
Průměrná hodnota	26,19 Kč

Pro následující část bude uvažována průměrná cena  $C_{BASEh} = 26,19$  Kč/MVArh, která bude reprezentovat cenu za nákup služeb pro omezení přetoku jalové energie do PS. Pomocí výpočtů a hledání minima funkce, byla provedena optimalizace velikosti potřebné tlumivky pro omezení přetoků ( $Q_{KOM}$ ). Celková cena se tak skládá z ročních nákladů na instalaci tlumivky

o dané velikosti a ceny za nákup služeb pro omezení přetoku. Tato varianta v podstatě spočívá v pokrytí základní hodnoty přetoku prostřednictvím tlumivky a v případech, kdy je velikost tlumivky nedostatečná, tak by proběhl nákup služeb pro omezení přetoku při ceně 26,19 Kč/MVArh. Výsledkem této úvahy je ideální velikost tlumivky, kterou je třeba instalovat do rozvodny, s ohledem na celkové náklady a jejich minimalizaci. Výsledky této optimalizace jsou uvedeny v tabulce 7.10.

Tab. 7.10 – Optimalizace velikosti tlumivky při ceně služeb  $C_{BASEh} = 26,19$  Kč/MVArh

Rozvodna	$Q_{KOM}$ (MVAr)	$Q_{KOM} / Q_{5,perc}$	$N_{KOM}$ (Kč)	$N_{Nákup}$ (Kč)	$N_{TOTh}$ (Kč)	Porovnání $N_{PER100\%}$ a $N_{TOTh}$
Dasný	20,8	66,5 %	1 040 000 Kč	350 000 Kč	1 390 000 Kč	13 620 000 Kč
Kočín	41	75,9 %	2 050 000 Kč	470 000 Kč	2 520 000 Kč	25 280 000 Kč
Tábor	9,1	66,3 %	450 000 Kč	150 000 Kč	600 000 Kč	5 370 000 Kč
Mírovka	16,8	62,9 %	840 000 Kč	320 000 Kč	1 150 000 Kč	8 980 000 Kč
Slavětice	16,1	73 %	800 000 Kč	200 000 Kč	1 000 000 Kč	4 800 000 Kč
Sokolnice	34,8	74,4 %	1 740 000 Kč	410 000 Kč	2 150 000 Kč	11 700 000 Kč
Čebín	75	86,3 %	3 750 000 Kč	390 000 Kč	4 140 000 Kč	9 720 000 Kč
Otrokovice	28,2	58,8 %	1 410 000 Kč	660 000 Kč	2 070 000 Kč	19 230 000 Kč

Velikost tlumivky charakterizuje problémy s přetoky v dané rozvodně. Hodnota velikosti tlumivky odpovídá ideálnímu řešení s respektováním finančního hlediska. Sloupec s náklady  $N_{KOM}$  odpovídá investičním nákladům kompenzačního zařízení pro jeden rok. Pro lepší vzájemné porovnání velikosti instalovaného kompenzačního zařízení je v tabulce také uvedena poměrná hodnota velikosti ideální tlumivky vůči 5. percentilu naměřených hodnot ( $Q_{KOM} / Q_{5,perc}$ ). Tato hodnota vypovídá o charakteru rozvodny z hlediska bilance toku jalového výkonu. Vyšší procentuální hodnota odpovídá rozvodnám, kde dochází k častějšímu výskytu hodnot blížících se hodnotě 5. percentilu naměřených hodnot  $Q$ . Výrazně vyšší (oproti ostatním rozvodnám) je hodnota pro rozvodnu Čebín. Přibližně stejně jsou na tom z hlediska této hodnoty rozvodny Kočín, Slavětice a Sokolnice, kde se hodnota tohoto poměru pohybuje okolo 75 %. Sloupec s hodnotami  $N_{Nákup}$  odpovídá ročním nákladům za nákup služeb pro omezení přetoků za cenu  $C_{BASEh}$  (29 Kč/MVArh) a ve sloupci  $N_{TOTh}$  jsou uvedeny celkové náklady pro tuto variantu za jeden rok. Zajímavé je následné srovnání nákladů pro variantu nákupu kompenzačního zařízení navrženého na maximální hodnotu přetoku a pro optimalizaci s cenou nákupu služeb omezení přetoku  $C_{BASEh}$ . V tomto případě jsou uvažovány pro následujících 9 let stejné hodnoty přetoku jalové energie. Zde je u některých rozvodn jednoduše vidět, že pokud bude cena služeb pro omezení přetoku dostatečně kompetitivní, tak se investice do kompenzačního zařízení navrženého na maximální hodnotu přetoku nevyplatí. Zejména pro rozvodny Kočín a Otrokovice, kde je tento rozdíl způsoben velkou odchylkou zbylých 5 % hodnot jalového výkonu.

Optimalizace byla provedena na základě naměřených dat v jednotlivých rozvodnách v období jednoho roku (od 1.2.2019 do 31.1.2020). Jedná se tedy o ideální variantu, kdy byla pro každou rozvodnu nakoupena přesná hodnota energie. Tento přístup může být také chápán tak, že nákup energie proběhl zpětně s časovým odstupem na základě známých hodnot.

Při srovnání hodnot maximálního přetoku, případně 5. percentilu naměřených hodnot  $Q$ , s uvažovanou ideální velikostí kompenzačního zařízení pro každou rozvodnu (údaj  $Q_{KOM}$  v tab. 7.10), lze stanovit velikost potřebného jalového výkonu pro omezení veškerých přetoků v dané oblasti. V ideálním případě by k pokrytí vyšších hodnot přetoků (hodnoty větší než navržená velikost kompenzačního zařízení) měly být využity kapacity služby regulace toku jalového výkonu ze zdrojů zapojených do dané oblasti. Proto jsou v tabulce 7.11 uvedeny pro přehlednost dohromady uvedeny velikosti dostupné potenciálu omezení  $Q$  ze zdrojů na území napájeném z dané rozvodny. Z důvodu omezeného využití fotovoltaických (FVE), bioplynových (BPE) a kogeneračních (KGE) zdrojů, které bylo vysvětleno v kapitole 7.2.3, je v tabulce uveden potenciál pro omezení přetoku  $Q$  na úrovni 22 kV mimo tyto tři typy zdrojů a v posledním sloupci je to hodnota pro všechny dostupné zdroje na hladině 22 kV. Při porovnání těchto hodnot lze vidět, že téměř ve všech rozvodnách je dostatečné množství potenciálu pro omezení přetoků ze zdrojů již zapojených do sítě, pokud je uvažováno srovnání s hodnotami 5. percentilu naměřených hodnot  $Q$  a potenciálu regulace  $Q$  mimo FVE, KGE a BPE. To se netýká oblastí Mírovka (chybí potenciál cca 3 MVar) a Otrokovic (chybí potenciál cca 5 MVar). V obou těchto rozvodnách je ovšem dostatečná kapacita při využití zdrojů FVE, KGE a BPE. Při porovnání součtu dostupného potenciálu a navržené velikosti kompenzačního zařízení s hodnotou maxima naměřeného přetoku, se celkový potenciál jeví jako nedostatečný pouze pro rozvodnu Mírovka (chybí potenciál cca -8 MVar) a rozvodnu Kočín (chybějící potenciál cca 8 MVar). Jelikož hodnoty maxima jsou v některých případech výrazně větší než běžné hodnoty a jejich výskyt je v rámci jednotek hodin, tak lze považovat dostupný potenciál jako dostatečný pro omezení většiny přetoků.

Tab. 7.11 – Porovnání navržené velikosti tlumivky a dostupného potenciálu oblasti

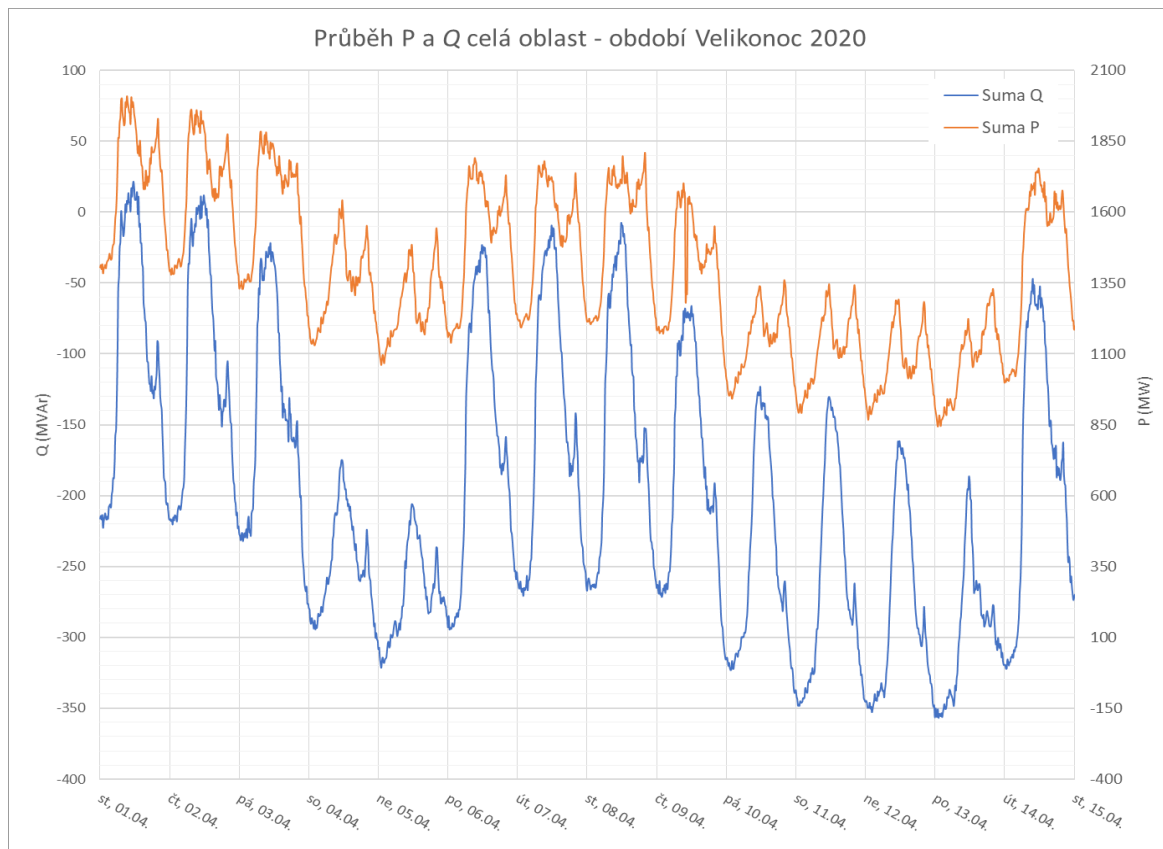
Rozvodna	Max. přetok (MVar)	5. percentil hodnot $Q$ (MVar)	$Q_{KOM}$ (MVar)	$N_{KOM}$ (Kč)	Potenciál $Q$ mimo FVE, KGE a BPE (MVar)	Potenciál $Q$ celkem (MVar)
Dasný	-55,04	-31,23	20,8	1 040 000 Kč	32,7	85,4
Kočín	-100,96	-54,05	41,0	2 050 000 Kč	21,0	52,3
Tábor	-22,75	-13,68	9,1	450 000 Kč	7,0	20,2
Mírovka	-40,96	-26,67	16,8	840 000 Kč	7,0	15,7
Slavětice	-29,59	-21,99	16,1	800 000 Kč	10,2	42,4
Sokolnice	-66,40	-46,72	34,8	1 740 000 Kč	60,0	176,0
Čebín	-102,24	-86,94	75,0	3 750 000 Kč	51,1	89,9
Otrokovice	-79,86	-48,00	28,2	1 410 000 Kč	15,2	109,8

### 7.2.5 Aktuální stav regulace toku jalového výkonu

V období března a dubna roku 2020 bylo nízké zatížení sítě z důvodu celosvětové pandemie onemocnění Covid-19. Na snížení spotřeby elektrické energie se podílelo nejen pozastavení výroby ve velkých závodech, ale také uzavření škol, nákupních center, menších závodů a mnoho dalších provozoven. Na snížení spotřeby reagovaly také někteří provozovatelé zdrojů utlumením nebo v extrémních případech dokonce pozastavením své výroby. Zvýšená výroba

z obnovitelných zdrojů pak nakonec vyústila v negativní cenu elektrické energie na trhu. [31] Ve dne 21.4. se na německém trhu dokonce dostala tzv. baseload cena (cena za průměr všech cen během 24 hodin) poprvé během pracovního dne do záporných hodnot (-16,1 EUR/MWh). Během dne hodinová cena klesla dokonce na téměř -84 EUR/MWh [32].

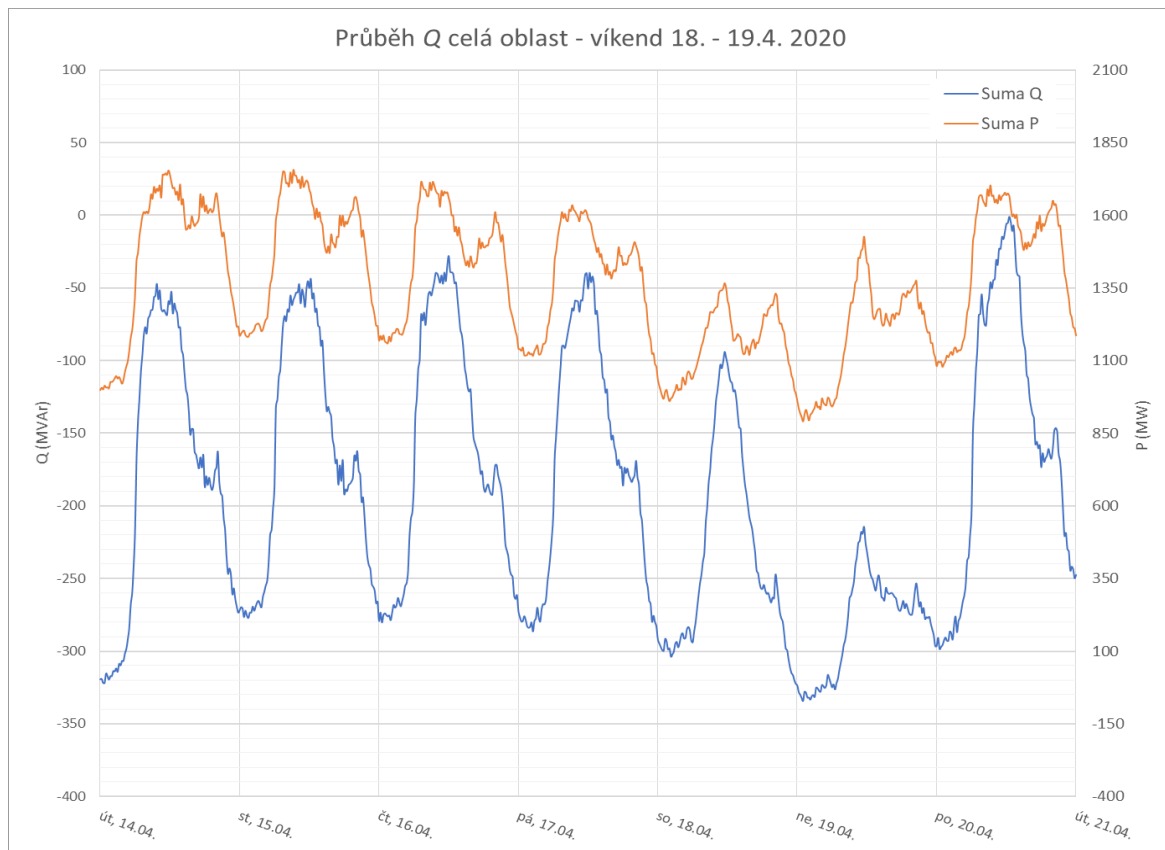
V důsledku zmíněného celkového nízkého zatížení soustavy a zmírnění přetoků jalového výkonu do přenosové soustavy, kdy provozovatel přenosové soustavy neměl takové možnosti spotřeby jalového výkonu, jako za běžného provozu, byl v období Velikonoc na distribučním území využít maximální dostupný potenciál pro snížení těchto přetoků. Od pátku 10. 4. do pondělí 13. 4. 2020 byla provedena na tomto území plošná regulace účinníku do podbuzeného stavu u vybraných výroben. Podbuzení bylo dosaženo regulací na hodnotu účinníku 0,95 induktivní, tedy stav, kdy zdroj odebírá jalový výkon ze sítě. Tato regulace byla provedena dálkově prostřednictvím dispečerského řídicího systému, primárně na fotovoltaických zdrojích. Provedením těchto opatření bylo dosaženo snížení přetoků zejména během denního období.



Obr. 29 – Tok výkonů P a Q v období Velikonoc 2020

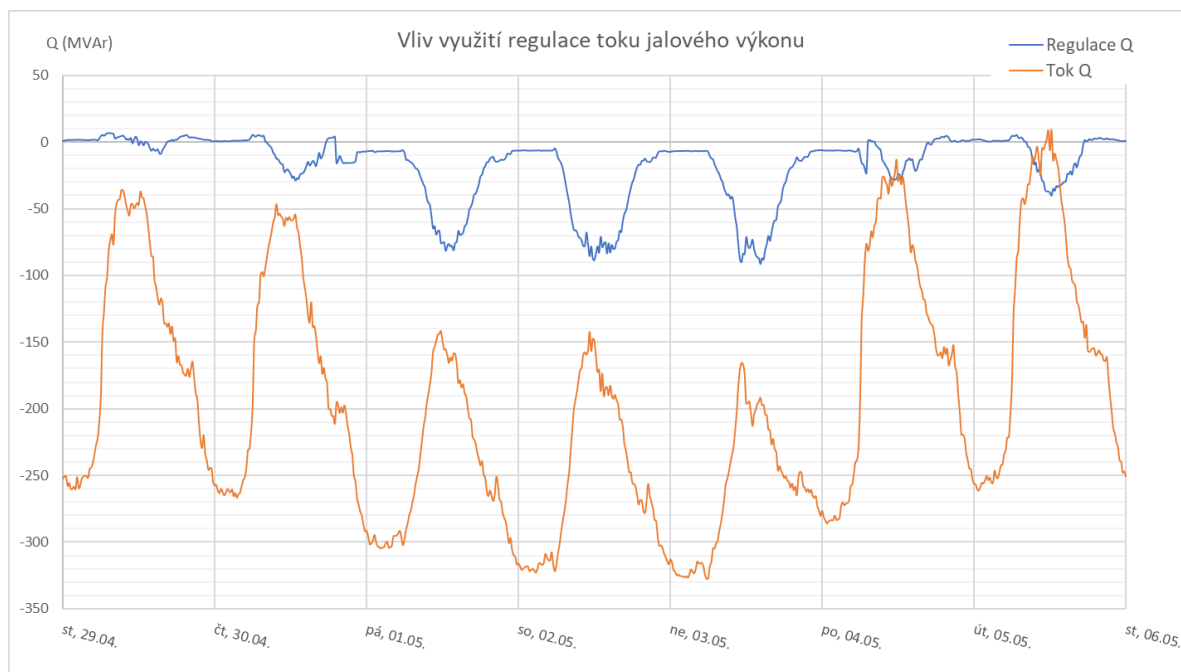
Na závislosti na obrázku 29 je zobrazena bilance toků činného a jalového výkonů ze všech napájecích transformátorů z přenosové soustavy v období prvních 14 dnů v květnu. V první části od středy 1.4. do čtvrtku 9.4. nebyla provedena ze strany provozovatele distribuční sítě žádná regulace. Na této závislosti lze vidět, že o víkend (4. a 5. dubna), kdy nebyl vydán pokyn k jakékoliv regulaci výrobních zdrojů, dosahoval přetok během dne minimálně cca -180 MVar, respektive -200 MVar během dne. Zatížení sítě době tohoto minimálního přetoku bylo zhruba

1600 MW, respektive 1500 MW. Při porovnání těchto hodnot s průběhy o velikonočních svátcích, kdy bylo celkové zatížení sítě ještě nižší, zhruba 1200 až 1350 MW, tak byly přetoky do přenosové soustavy během dne nižší (-130 až -140 MVar). Tento pokles přetoku, dokonce při nižším zatížení sítě, je způsoben aktivací dostupných zdrojů pro regulaci. Vzhledem k využití převážně fotovoltaických zdrojů pro regulaci je dosaženo kýženého efektu pouze během dne. V nočních hodinách zatím možnost využití podobně velkého kompenzačního výkonu na tomto území prozatím chybí.



Obr. 30 – Tok výkonů v období P a Q Velikonoc 2020

Obdobná opatření jako pro období Velikonoc byla uplatněna také pro následující víkend (18. a 19. dubna), kdy průběh činného a jalového výkonu je zobrazen na obrázku 30. Zatížení sítě bylo srovnatelné s hodnotami zaznamenanými pro předcházející období velikonočních svátků. O tomto víkendu byla opět provedena regulace všech dostupných zdrojů OZE na účinník 0,95 induktivní. V sobotu 18.4. byly hodnoty přetoku jalového výkonu za celou distribuční oblast pouze o 50 MVar vyšší oproti předchozím pracovním dnům, a to při zatížení sítě menším činným výkonem (zhruba 350 MW). Následující den v neděli 19.4. již nebylo počasí tak příznivé pro výrobu elektrické energie ze zdrojů FVE (na většině území zataženo a déšť). V tento den tak nebylo k regulaci možné využít fotovoltaické zdroje. Rozdíl mezi těmito dny činí zhruba 110 MVar, což dokresluje využitelný potenciál FVE zdrojů pro regulaci.



Obr. 31 – Vliv využití regulace toku jalového výkonu

Na obrázku 31 je zobrazen graf využití regulace některých zdrojů na účinník 0,95 induktivní pro omezení přetoku jalového výkonu. Je zde zachyceno období od středy 29.4.2020 do úterý 5.5.2020. V tomto období se nacházel tzv. prodloužený víkend, kdy byl v pátek 1.5. státní svátek (Svátek práce). V těchto třech dnech byl využit maximální dostupný potenciál pro regulaci toku jalového výkonu v rámci distribučního území. Ten v těchto dnech dosahoval až 90 MVar.

### 7.3 Potenciál ostatních nefrekvenčních podpůrných služeb

Jak již bylo zmíněno v úvodu kapitoly 7, tak tato práce je zaměřena především na vyhodnocení potenciálu služby řízení toků jalových výkonů. Na tuto službu je všeobecně nahlíženo jako na tu s potenciálně nejvyšším využitím. Právě z tohoto důvodu je jí také věnována velká pozornost v Národním akčním plánu pro chytré sítě 2019–2030 [30]. Ostatní nefrekvenční podpůrné služby uvedené v aktualizaci přílohy 7 PPDS z roku 2020 i z důvodu jejich omezeného potenciálu využitelnosti trochu upozaděny. V rámci této kapitoly bude přiblíženo jejich možné využití v rámci distribuční sítě.

#### 7.3.1 Služba řízení napětí

Nefrekvenční podpůrná služba řízení napětí spadá do kategorie služeb jalového výkonu spolu se službou pro řízení toků jalových výkonů. Již z tohoto důvodu tyto služby spolu úzce souvisejí. Řízení napětí v elektrizačních soustavách je úzce spjato s dodávkou jalového výkonu. Jalový výkon je dodáván za účelem udržení napěťové stability v části distribuční soustavy. Prvky induktivního charakteru odebírají jalový výkon ze sítě a výsledkem je pokles napětí v tomto místě. Naopak prvky kapacitního charakteru dodávají jalový výkon do sítě což má za následek

nárůst hodnoty napětí v daném místě soustavy. Pokud je vyrovnaná bilance jalového výkonu v pilotních uzlech, je také stabilizováno napětí v distribuční soustavě.

Mimo řízení pomocí jalového výkonu je možné ovlivnit napětí i na transformátorech. Změna napětí na transformátoru probíhá pomocí změny odbočky transformátorového vinutí. Z konstrukčního hlediska je možné transformátory rozdělit na regulační, s odbočkami a s příčnou regulací. Pro regulační transformátory platí, že se jedná o autotransformátory (400/220/110 kV) nebo o transformátory 110/22, které umožňují změnu odbočky pod napětím. Tato změna je řízena automaticky z dispečerského řídicího systému. Transformátory s odbočkami se liší tím, že jejich regulace, teda změna odbočky, je možná pouze bez zatížení (vypnutý stav). Tyto transformátory jsou využívány v úrovních VN, tedy většinou pro transformaci 22/0,4 kV. Poslední skupinou jsou transformátory s příčnou regulací, u kterých je možné regulovat dokonce fázový posun mezi vstupním a výstupním napětím. Díky těmto schopnostem je možné tyto transformátory využít pro řízení toků činných, případně i jalových, výkonů ve zkrhovaných sítích [26].

Zapojené decentrální zdroje elektrické energie mohou být příčinou značných výkyvů v distribuční soustavě. Ne vždy musí být tyto výkyvy detekovány základní regulací odbočky transformátorů 110/22 kV a natož tak zregulovány. Případně se velikost napětí může dostat mimo regulační schopnost transformátorů. Proto byl v distribuční soustavě E.ON Distribuce navržen systém stabilizace napětí, který spočívá v nastavení účinníku u daných zdrojů připojených do distribuční soustavy. Tím dochází k výrobě/spotřebě, všeobecně změně, jalového výkonu v daném místě, což má za následek i změnu napětí [26]. V současné době se problémy s regulací napětí v distribuční síti E.ON Distribuce nevyskytují, a tak ani současně není poptávka po subjektech nabízejících tuto nefrekvenční podpůrnou službu.

### 7.3.2 Schopnost lokální stabilizace výkonu a napětí

Cílem této nefrekvenční podpůrné služby je přímá dodávka elektřiny a kapacita pro regulaci činného výkonu ve vymezené části distribuční soustavy. Aktivace této služby může pomoci předcházet některým jevům v síti, jako je překročení přenosových schopností zařízení, nedodržení bezpečnostních kritérií nebo například udržení stability sítě. Jak již bylo zmíněno u definice této služby (kapitola 5.3), tak služba nesmí být využita ke změně odebíraného či dodávaného výkonu ve stavech souvisejících s poruchou v síti. Služba slouží pouze k omezení dopadů při plánované odstávce části sítě. Navíc je aktivace služby sjednávána s poskytovatelem nejpozději 15 dní před aktivací. Těmito pravidly je potenciál poskytování této podpůrné služby výrazně omezen.

V praxi by mohla být tato služba využita zejména při odstávkách v řídkěji obydlených oblastech. Například v situaci, kdy by měla být daná oblast napájena prostřednictvím jednoho vedení, které nedisponuje dostatečnou kapacitou pro napájení dané oblasti. Daná oblast by ale měla k dispozici výrobní zdroj, který by byl schopen výpadek dodávky činného výkonu v určitém časovém období pokrýt. Tento zdroj poté může poskytovat danou službu pro potřeby dané části sítě. Na základě této úvahy, kdy by mohla být služba schopnosti lokální stabilizace výkonu a napětí využívána, lze říct, že potenciál pro využívání, a tím i poskytování, této služby je poměrně malý.

### 7.3.3 Služby obnovy distribuční soustavy

Služby obnovy soustavy jsou primárně zajišťovány ze strany provozovatele přenosové sítě, který se stará o zajištění, případně obnovení, napájení elektrizační soustavy ČR. Pro případ výpadku rozsáhlých částí nebo dokonce celé elektrizační soustavy jsou vypracovány postupy pro obnovení napájení, které se nacházejí v Plánu obnovy, jenž je součástí části V. Kodexu PS [10]. Z hlediska bezpečnosti provozu soustavy je důležité těmto stavům předcházet. Opatření, která pomáhají těmto stavům předcházet, jsou například plán frekvenčního odlehčování (SAFO), vypínací a regulační plán a plán obrany proti šíření jednotlivých typů poruch [33].

Možností, jak předejít výpadku celé soustavy, je plánované vytvoření ostrovních provozů. Tyto provozy mohou být vytvořeny automaticky při detekci možného rozpadu sítě. Tento provoz se nazývá automaticky vytvářený ostrovní provoz (AVO). Provoz AVO vzniká odpojením části distribuční soustavy v předávacím místě s PS bez přerušení dodávky. Ovšem pravděpodobnost úspěšného vytvoření takového ostrovního provozu není zcela jistá a závisí na mnoho dalších okolnostech. Obtížné je také vzhledem k absenci množství schopných zdrojů pro tuhle službu [33].

Ve spolupráci s provozovatelem přenosové soustavy je distribuční síti důležité analyzovat možnosti obnovy soustavy po případném výpadku části sítě. V tomto případě musí být dané zdroje schopny startu ze tmy. Ověření schopnosti poskytnutí těchto služeb je prováděno při nácvičku startu ze tmy. Zdroj schopný poskytnout tuto službu je vyčleněn ze soustavy spolu s ostatními prvky sítě, které se na obnově provozu podílejí. Dispečeréři poté provádějí nácvičky úkonů pro obnovení napájení určené části sítě [33].

Vzhledem k výše zmíněným okolnostem, a především silné vazby na provozovatele přenosové soustavy, se snižuje využitelný potenciál pro provozovatele distribuční soustavy. Tyto služby jsou využívány již v současné době na základě přímých smluv s poskytovateli.



## 8 Závěr

V diplomové práci je zpracována oblast podpůrných služeb. Nabízí jak pohled do podpůrných služeb v přenosové síti, tak jsou zde také podrobně zpracovány podpůrné služby v rámci distribuční soustavy. Na začátku práce je definován rozdíl mezi přenosovou a distribuční soustavou a popsány jejich odlišnosti. Následující část se zabývá podpůrnými službami pro provozovatele přenosové soustavy. Je zde uvedeno jejich základní rozdělení na služby výkonové rovnováhy a ostatní podpůrné služby, požadavky na tyto služby a postup při jejich zajišťování. Jednotlivé podpůrné služby jsou v práci definovány a případně určeny jejich limity v rámci přenosové soustavy ČR. V neposlední řadě také obsahuje shrnutí změn v oblasti podpůrných služeb pro provozovatele přenosové soustavy, které vstoupili v platnost k 1.4.2019 v důsledku harmonizace s evropskými nařízeními SOGL a EBGL a jejich změny do budoucna.

Velkou část teoretického oddílu práce tvoří charakteristika nefrekvenčních podpůrných služeb v rámci distribuční soustavy. Tato část shrnuje změny v aktualizaci Přílohy 7 Pravidel provozování distribuční soustavy, respektive jejího návrhu k lednu 2020. Tento dokument byl již schválen jednotlivými autoritami, ale v době vzniku této práce ještě nebyl oficiálně publikován ze strany Energetického regulačního úřadu. Nefrekvenčními podpůrnými službami uvedenými v této aktualizaci jsou služba řízení napětí, služba řízení toků jalových výkonů, schopnost lokální stabilizace výkonu a napětí, schopnost ostrovního provozu výroby s částí distribuční sítě a schopnost startu výroby ze tmy a dodání výkonu  $P$  a  $Q$  do vyčleněné části sítě. Mimo jejich charakteristiku, je pro každou z těchto služeb také uveden způsob jejího vyhodnocování a podmínky pro obdržení certifikace.

Následující část je věnována shrnutí teoretických poznatků o jalovém výkonu. Uvedeny jsou zde jak možnosti zlepšení hodnoty účinnosti (kompenzace jalového výkonu), tak také jeho povolené hranice v rámci distribuční soustavy. V rámci této kapitoly jsou zpracovány prvky sítě, které mají vliv na jalový výkon v soustavě. Prvky v síti mohou být v tomto ohledu rozděleny na dvě základní skupiny. Do první skupiny je možné zařadit ta zařízení, která jalový výkon využívají, případně vytvářejí, jako svoji primární vlastnost nebo jsou za tímto účelem provozovány (např. synchronní generátor, synchronní kompenzátor, ...). Do druhé skupiny se řadí prvky, které se primárně nepodílí na ovlivnění toků jalového výkonu, ale jejich vliv je způsoben fyzikálními vlastnostmi těchto prvků (např. venkovní nebo kabelové vedení, transformátor, tlumivky, ...).

Praktická část diplomové práce se věnuje z velké části analýze potenciálu služby řízení toků jalového výkonu, jelikož na tuto službu je nahlíženo jako na tu s potenciálně nejvyšším využitím a je jí také věnována velká pozornost v Národním akčním plánu pro chytré sítě 2019-2030 [30]. Byla provedena analýza toku jalových výkonů předávacích míst mezi přenosovou a distribuční soustavou na území distributora E.ON Distribuce, a.s. Na základě poskytnutých dat z předávacích míst byla vyhodnocena problémová místa, kde dochází k největší míře přetoků

jalového výkonu do přenosové soustavy. Z tohoto pohledu jsou na tom nejhůře předávací místa Čebín a Kočín. V těchto rozvodnách dochází k přetokům jalového výkonu do přenosové soustavy téměř ve 100 % sledovaného období. V Čebíně je to navíc umocněno tím, že přetoky často nabývají hodnot kolem -70 MVar a medián naměřených hodnot je -53 MVar. Tyto výrazné přetoky jsou způsobené charakterem napájené oblasti (oblast města Brna, kabelová vedení, kabelové vedení na úrovni 110 kV). Zajímavá je situace u rozvodny Otrokovice, kde byly naměřeny vysoké hodnoty jak přetoků (cca 82 MVar), tak také odběrů jalového výkonu (cca -80 MVar). Procentní poměr času, kdy docházelo k přetokům do PS a naopak odběru, je relativně stejný. Tyto časté výkyvy jsou dány velkým zatížením této oblasti, kdy během víkendů a nočních hodin není celá oblast tak zatížená, čímž dochází k přetokům jalového výkonu do PS. Jako problematické z hlediska přetoků se ukázalo delší sváteční období jako jsou například Vánoce a přelom roku nebo Velikonoce. V tomto období nejsou jednotlivé oblasti tak zatížené a následkem jsou výrazné přetoky jalového výkonu do PS. Například v období Vánoc a přelomu roku docházelo k přetokům do PS u všech napájecích rozvodů po celou dobu.

V další části je pozornost zaměřena na zdroje s instalovaným výkonem vyšším než 0,5 MW, které jsou zapojeny na distribučním území E.ON Distribuce. K těmto zdrojům byly na základě zapojení soustavy a vyvedení jejich výkonu přiřazeny napájecí rozvodny na hranici PS/DS. Tyto zdroje byly navíc rozděleny do skupin dle charakteru výroby na fotovoltaické zdroje, bioplynové a kogenerační jednotky a ostatní zdroje. Dané rozdělení bylo provedeno z důvodu různých provozních parametrů. Ke každé z uzlových rozvodů byl přiřazen dostupný regulační potenciál jalového výkonu (při účinnosti 0,95), který byl určen na základě hodnot instalovaného výkonu všech zdrojů v dané oblasti. Největší maximální možný potenciál (více než 200 MVar) je u rozvodů Sokolnice a Otrokovice, kde se nachází velké množství fotovoltaických zdrojů (cca 103 a 84 MVar). Při porovnání dostupného potenciálu s hodnotami maximálních přetoků disponují v ideálním případě (možná maximální regulace všech zapojených zdrojů, tzn. v případě, že zdroje dodávají svůj instalovaný výkon) dostatečným potenciálem pro eliminaci vznikajících přetoků jalového výkonu do přenosové soustavy všechny oblasti, mimo oblast napájenou z rozvodny Mírovka. Rozvodna Mírovka napájí také část distribuční sítě pod správou ČEZ Distribuce, a.s. V práci je zhodnocen také aktuální stav regulace toků jalového výkonu, k jehož využití došlo vlivem událostí v průběhu Velikonoc 2020 a následujících víkendů. Využit byl dostupný potenciál na území E.ON Distribuce, kdy byl prostřednictvím dispečerského řídicího systému vydán pokyn k regulaci účinnosti na hodnotu 0,95 induktivní u vybraných rozvodů. Touto regulací bylo dosaženo snížení přetoků jalového výkonu do přenosové soustavy až o téměř 100 MVar. Tento regulační výkon je ovšem výrazně závislý na povětrnostních podmínkách, jelikož podstatná část využívá regulaci fotovoltaických zdrojů.

Na základě naměřených hodnot jalového výkonu na předávacích místech PS/DS byl proveden odhad nákladů na eliminaci přetoků. Z důvodu neznámé ceny za přetok jalové energie do PS bylo využito ceny za nevyžádanou dodávku jalové energie do DS (440 Kč/MVarh). V porovnání platby za přetok v této cenové výši a investičních nákladů na kompenzační zařízení vychází

jednoznačně levněji nákup kompenzačního zařízení. Na základě naměřených dat byla stanovena hraniční cena za nákup služeb pro omezení přetoku jalového výkonu do PS na přibližně 26 Kč/MVArh (průměrná hodnota ze všech napájecích uzlů). Při nákupu služeb pro omezení přetoku za tuto cenu se budou celkové náklady rovnat ročním nákladům na pořízení kompenzačního zařízení navrženou na hodnotu 5.percentilu naměřených hodnot. Při uvažování ceny 26 Kč/MVArh byl proveden návrh optimální velikosti tlumivky pro dosažení minimálních celkových nákladů. Jako nejnákladnější se ukázala rozvodna Čebín, kde dochází k největším přetokům jalového výkonu do PS a optimální velikost tlumivky pro tuto oblast je 75 MVAr.

V poslední části práce je zhodnocen také potenciál ostatních nefrekvenčních podpůrných služeb. Pro tyto služby platí, že jejich potenciál pro využívání je poměrně malý s ohledem na omezený výskyt situací v síti, kdy by mohlo být jejich využití potřeba.

## Použitá literatura

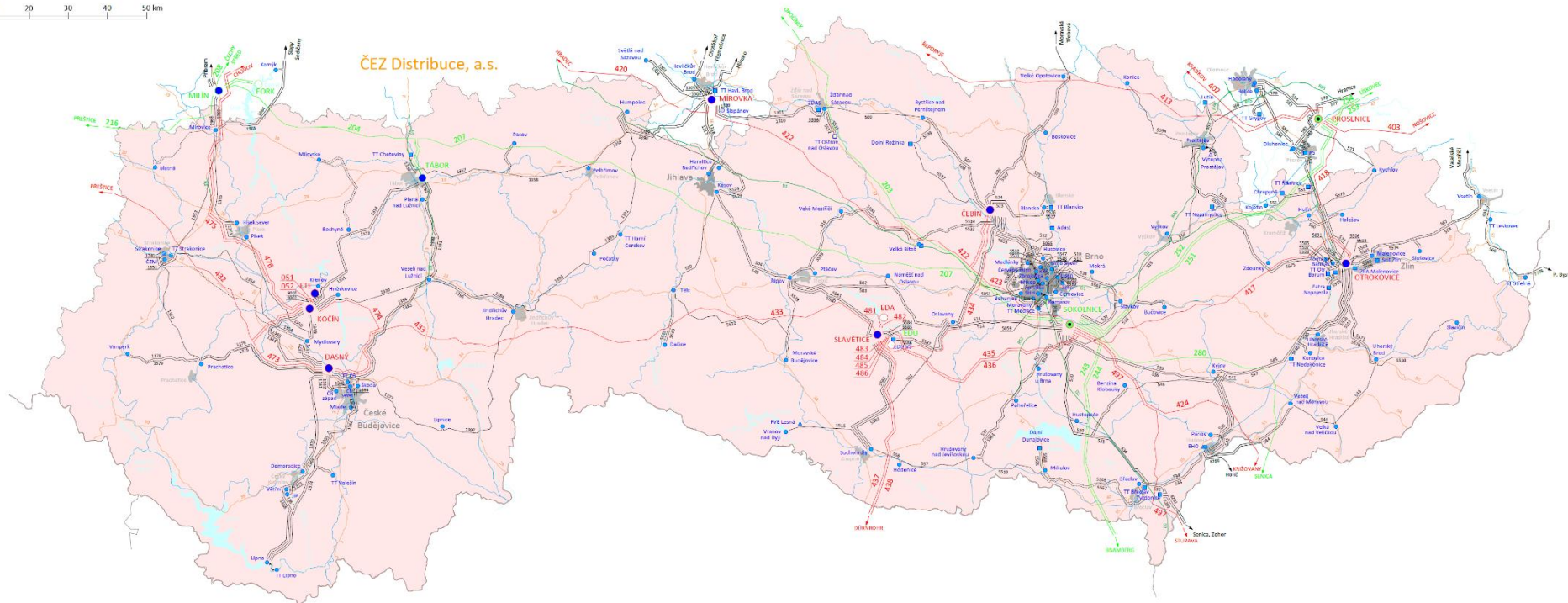
- [1] Výkladový slovník energetiky. *Elektřina, Skupina ČEZ* [online]. Praha, 2019 [cit. 2019-10-18]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/edee/content/file/static/encyklopedie/vykladovy-slovník-energetiky/seznam.htm>
- [2] Přenosová soustava elektrické energie. *TZB-info* [online]. Praha: Topinfo, 2016 [cit. 2019-10-18]. Dostupné z: <http://energetika.tzb-info.cz/eлектроenergetika/13676-prenosova-soustava-elektricke-energie>
- [3] Data do kapsy 2018. In: *ČEPS, a.s.* [online]. Praha, 2019 [cit. 2019-10-18]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/ke-stazeni>
- [4] Informace o naší distribuční soustavě. In: *E.ON Distribuce* [online]. 2020 [cit. 2020-04-30]. Dostupné z: <https://www.eon-distribuce.cz/technicke-informace-o-distribucni-soustave-elektriny>
- [5] ČEPS, a.s. - Systémové služby. *ČEPS, a.s.* [online]. Praha: ČEPS, 2019 [cit. 2019-11-15]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/systemove-sluzby>
- [6] *Kodex přenosové soustavy: Část I. - Základní podmínky pro užívání přenosové soustavy.* In: Praha: ČEPS, 2018, revize 18. Dostupné také z: <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>
- [7] *Pravidla provozování distribučních soustav.* In: České Budějovice: Provozovatelé distribučních soustav – E.ON Distribuce, 2016.
- [8] *Pravidla provozování distribučních soustav: Návrh - Příloha 7: Poskytování nefrekvenčních podpůrných služeb pro PDS a poskytování podpůrných služeb pro PPS zdroji připojenými k DS.* České Budějovice, 2020.
- [9] *Kodex přenosové soustavy: Část II. - Podpůrné služby (PpS).* In: Praha: ČEPS, 2019. Dostupné také z: <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>
- [10] ČEPS, a.s. - Podpůrné služby. *ČEPS, a.s.* [online]. Praha: ČEPS, 2019 [cit. 2019-11-15]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/podpurne-sluzby>
- [11] *Pravidla provozování distribučních soustav: Příloha 7: Pravidla pro podpůrné služby (PpS) zdrojů připojených k sítím provozovatele distribuční soustavy.* In: Praha: Provozovatelé distribučních soustav, 2011.
- [12] Regional Groups. In: *ENTSO-E* [online]. Brusel: ENTSO-E, 2019 [cit. 2019-11-22]. Dostupné z: <https://docstore.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx>
- [13] Regulace činného výkonu a frekvence v ES. In: ŠVEC, Jan. *Řízení elektrizačních soustav (MRES)* [online]. Praha: ČVUT, s. 1-61 [cit. 2019-11-22]. Dostupné z: [http://www.ueen.feec.vutbr.cz/cz/images/stories/OPVK\\_ePower/MRES/Prezentace\\_MRES\\_1.pdf](http://www.ueen.feec.vutbr.cz/cz/images/stories/OPVK_ePower/MRES/Prezentace_MRES_1.pdf)

- [14] Regulace frekvence a napětí v ES. In: *Prvky a provoz energetických soustav* [online]. Praha: ČVUT, 2016, s. 1-56 [cit. 2019-12-07]. Dostupné z: [https://www.powerwiki.cz/attach/PPE/PPE\\_pr06\\_fUreg.pdf](https://www.powerwiki.cz/attach/PPE/PPE_pr06_fUreg.pdf)
- [15] *Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves*. In: Brusel: ENTSO-E, 2013. Dostupné také z: [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Annexes/ENTSO-E%20%80%99s%20supporting%20document%20to%20the%20submitted%20Network%20Code%20on%20Load-Frequency%20Control%20and%20Reserves.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes/ENTSO-E%20%80%99s%20supporting%20document%20to%20the%20submitted%20Network%20Code%20on%20Load-Frequency%20Control%20and%20Reserves.pdf)
- [16] *Kodex přenosové soustavy: Část V. - Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS*. In: Praha: ČEPS, 2018. Dostupné také z: <https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>
- [17] ČERNÝ, Radim. Dispečerské řízení: Nefrekvenční podpůrné služby. In: *Národní akční plán pro chytré sítě* [online]. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2018, 11.6.2018 [cit. 2020-01-09]. Dostupné z: [https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/konference-seminare/2018/6/180611-R-Cerny-Kulaty-stul-NAP-SG-Dispecerske-rizeni-v2\\_1.pdf](https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/konference-seminare/2018/6/180611-R-Cerny-Kulaty-stul-NAP-SG-Dispecerske-rizeni-v2_1.pdf)
- [18] Evropské síťové kodexy / pokyny. ČEPS, a.s. [online]. Praha: ČEPS, 2019 [cit. 2020-02-06]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/evropske-sitove-kodexy-pokyny>
- [19] *Analýza provozu elektrizační soustavy v podmínkách nového trhu s elektřinou* [online]. In: Praha: Svaz průmyslu a dopravy České republiky, 2019, Srpen 2019 [cit. 2020-02-06]. Dostupné z: <https://www.spcr.cz/aktivity/z-hospodarske-politiky/13312-analyza-provozu-elektrizacni-soustavy-v-podminkach-noveho-trhu-s-elektřinou>
- [20] SKOUPÝ, M. *Výpočet ustáleného chodu vybrané části sítě 110 kV E.ON s provedením analýzy poměru toku jalového výkonu*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2015. 67 s. Vedoucí semestrální práce doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
- [21] BLAŽEK, Vladimír a Martin PAAR. *Přenosové sítě*. Brno, 2017. Skriptum. VUT v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií
- [22] Kompenzace elektrického jalového výkonu. *Elektro - časopis pro elektrotechniku*. 2009, (3)
- [23] HRADÍLEK, Zdeněk. *Elektroenergetika distribučních a průmyslových zařízení*. Ostrava: Vydala VŠB-TU Ostrava ve vydavatelství Montanex, 2008. ISBN 978-80-7225-291-6.
- [24] ERÚ - Platná cenová rozhodnutí. *Energetický regulační úřad* [online]. Jihlava, 2020 [cit. 2020-04-01]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/cs/elektrina/cenova-rozhodnuti/platna-cenova-rozhodnuti>
- [25] *Pravidla provozování distribučních soustav: Příloha 4: Pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulacních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy*. České Budějovice, 2018.

- [26] SKOUPÝ, M. *Automatická regulace napětí decentrálních zdrojů v síti vysokého napětí E.ON*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2017. 81 s. Vedoucí diplomové práce doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
- [27] HABRYCH, Richard. Řízení jalového výkonu synchronního generátoru. *Energetika* [online]. 2015(3), 146 - 151 [cit. 2020-04-03]
- [28] HALUZÍK, E.: *Řízení provozu elektrizačních soustav*. Učební texty. 1. vyd. Praha: SNTL, 1983, 126 s.
- [29] Management Q. In: *NAP SG* [online]. Praha: MPO, 2018 [cit. 2020-04-05]. Dostupné z: [https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/10/Management\\_Q\\_Executive\\_Summary\\_1.pdf](https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/10/Management_Q_Executive_Summary_1.pdf)
- [30] Národní akční plán pro chytré sítě 2019 - 2030: Aktualizace NAP SG. In: *Ministerstvo průmyslu a obchodu* [online]. Praha, 2020, 18.9.2019 [cit. 2020-04-05]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site-2019---2030---aktualizace-nap-sg--248894/>
- [31] Záporná cena elektřiny. *Aktuálně* [online]. Praha, 2020 [cit. 2020-05-09]. Dostupné z: <https://zpravy.aktualne.cz/ekonomika/zaporna-cena-silove-elektriny/r~4ba4b99a8ae011ea9d470cc47ab5f122/>
- [32] Záporná cena elektřiny na německém trhu. *OEnergetice* [online]. Třebíč, 2020 [cit. 2020-05-09]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/trh-s-elektrinou/prumerna-cena-elektriny-dennim-trhu-pracovni-den-se-nemecku-vubec-poprve-historii-propadla-zaporu>
- [33] Blackout a ostrovní provozy. *TZB-info* [online]. Praha: Topinfo, 2019 [cit. 2020-05-06]. Dostupné z: <https://energetika.tzb-info.cz/elektroenergetika/19683-blackout-a-ostrovn-provozy>
- [34] EGÚ BRNO. Studie: *Zpoplatnění managementu jalové elektrické energie*. Brno, 2019.
- [35] Decentrální výroba. *E.ON Distribuce* [online]. 2020 [cit. 2020-05-27]. Dostupné z: <https://www.eon-distribuce.cz/clanek/decentralni-vyroba>
- [36] HONIŠ, René. *Přenosová soustava České republiky*. [Ostrava: Moravskoslezský energetický klastr, 2013]. ISBN 978-80-905392-3-5.

# Příloha A – Mapa sítí distribuční oblasti E.ON Distribuce

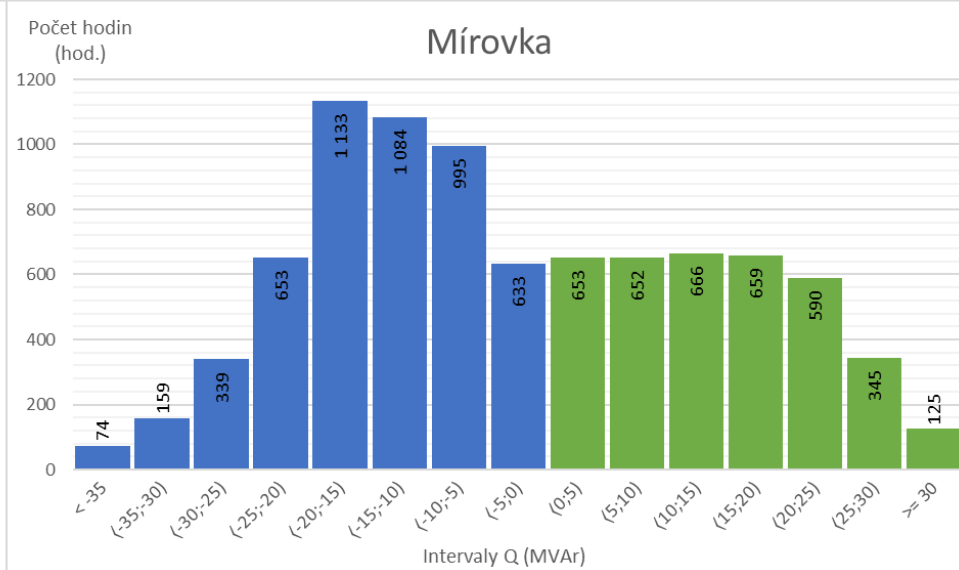
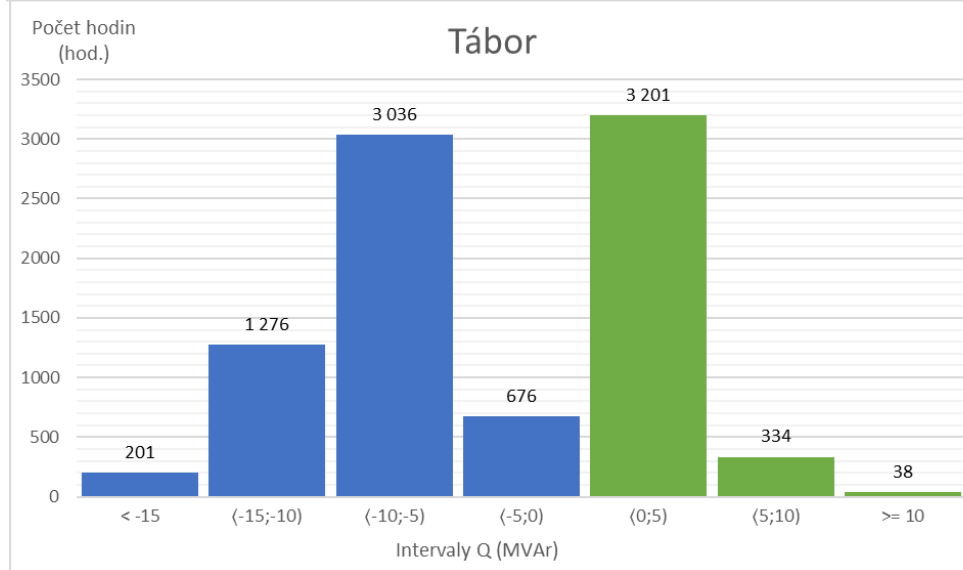
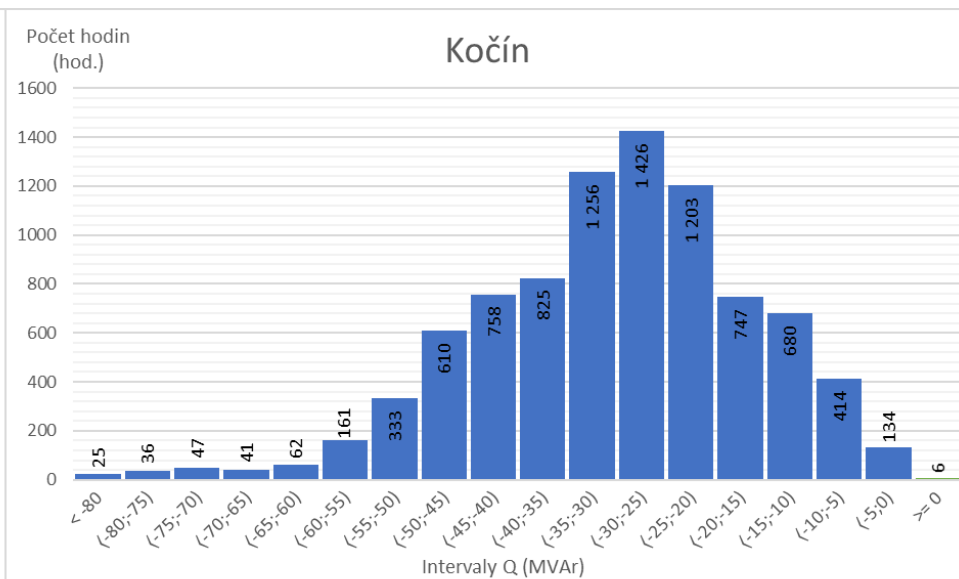
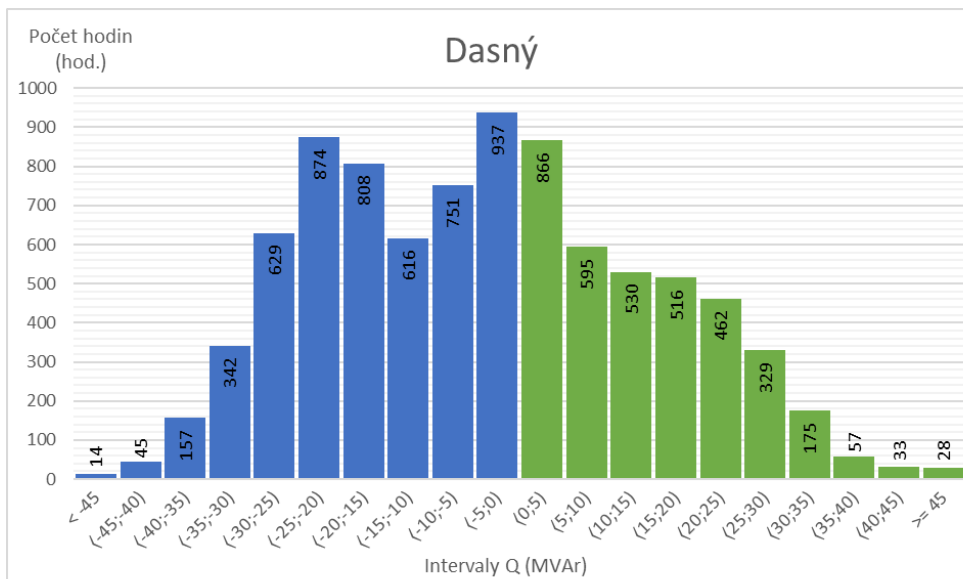
MĚŘÍTKO  
0 10 20 30 40 50 km



## LEGENDA

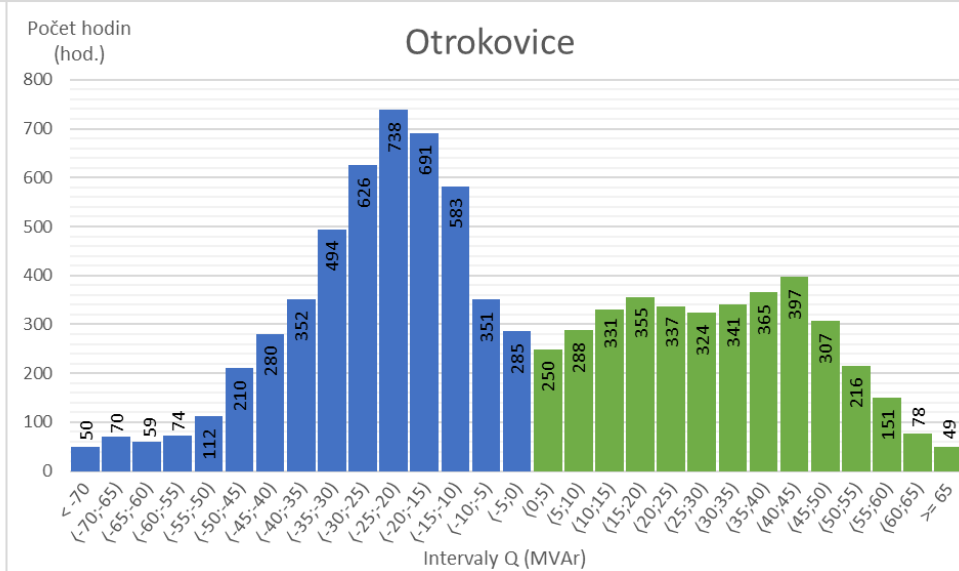
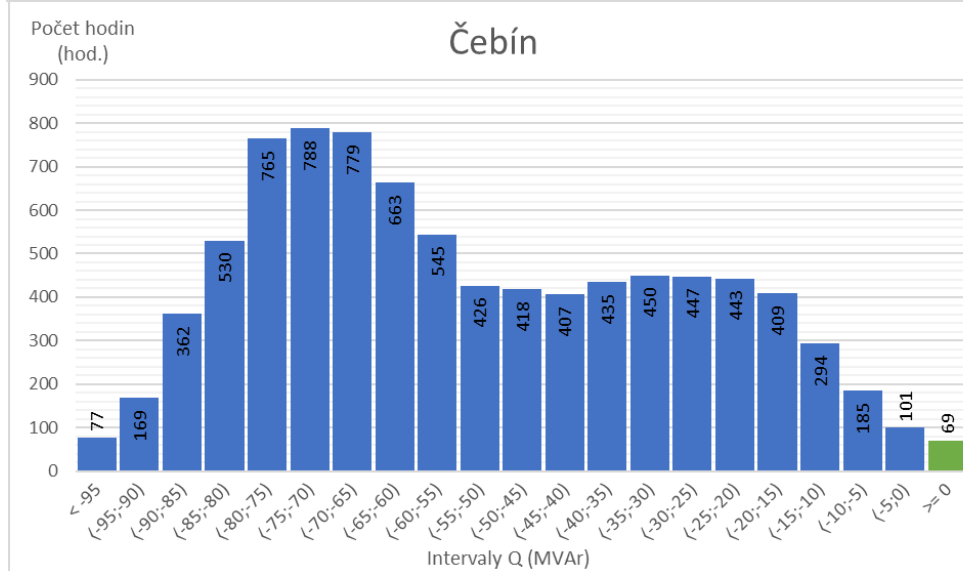
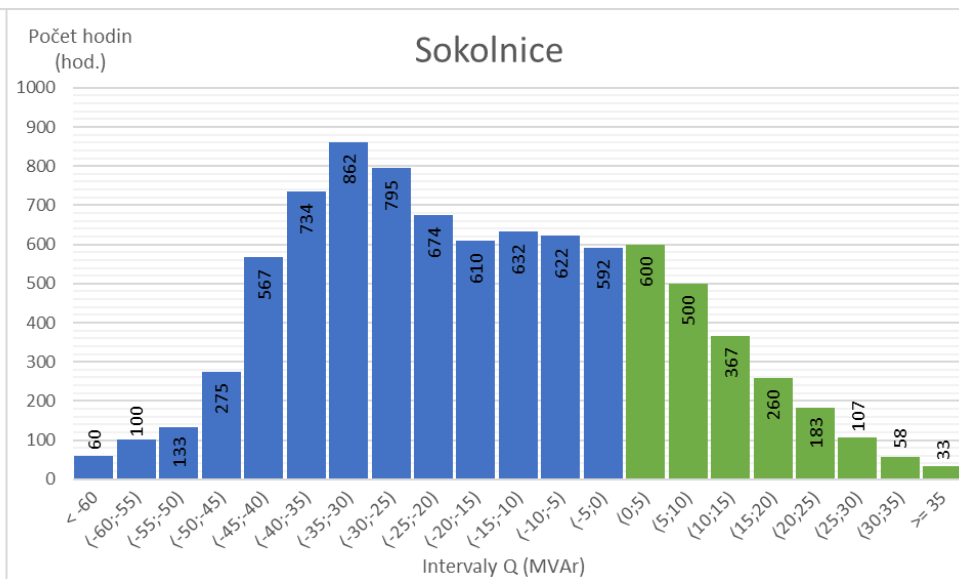
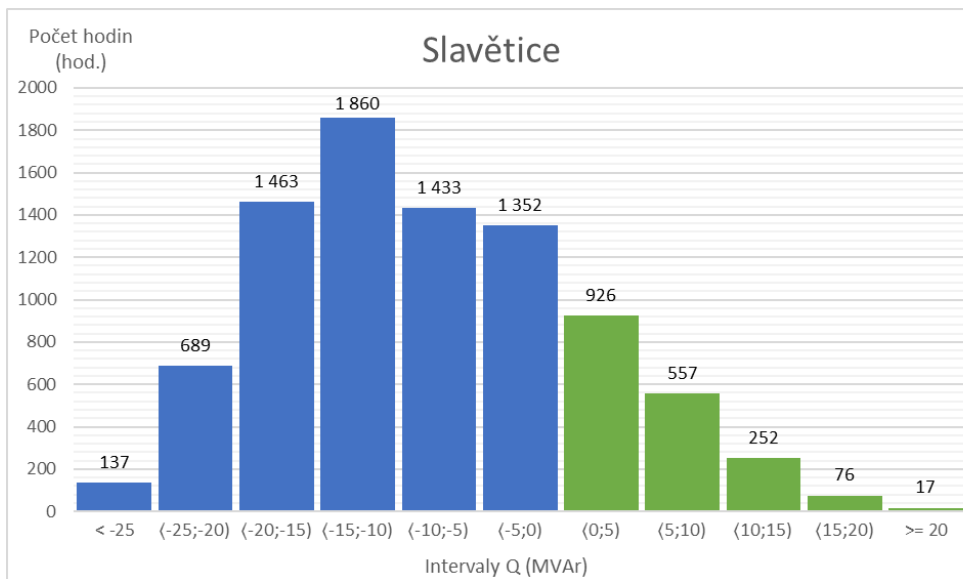
- |                                 |                             |                        |                      |
|---------------------------------|-----------------------------|------------------------|----------------------|
| vedení 400 kV                   | státní hranice              | TR 110 kV / DS         | uzel 400 kV          |
| vedení 220 kV                   | hranice krajů               | TR 110 kV / VO         | TR 400/220/110 kV    |
| vedení 110 kV                   | města                       | TR 110 kV / zdroj      | TR 400/220 kV        |
| kabel 110 kV                    | železnice                   | napětové hladiny:      | TR 400/110 kV        |
| vedení 110 kV provozované na vn | silnice 1. třídy            | TR 110 kV / vn < 22 kV | TR 220/110 kV        |
|                                 | dálnice, rychlostní silnice | TR 110 kV / vn 22 kV   | zdroj do sítě 400 kV |
|                                 | vodní toky, nádrže          | TR 110 kV / vn ≥ 35 kV | zdroj do sítě 220 kV |

# Příloha B – Histogramy Q pro jednotlivé rozvodny v celém sledovaném období

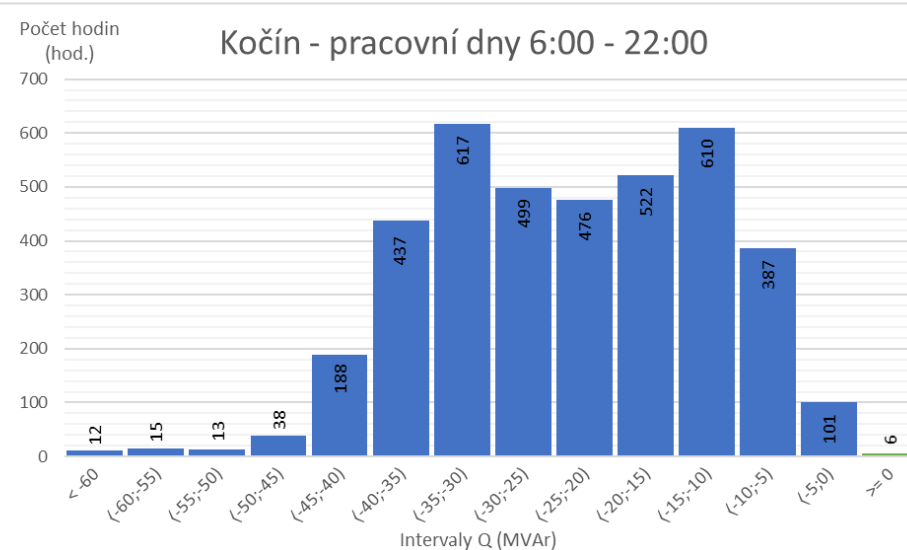
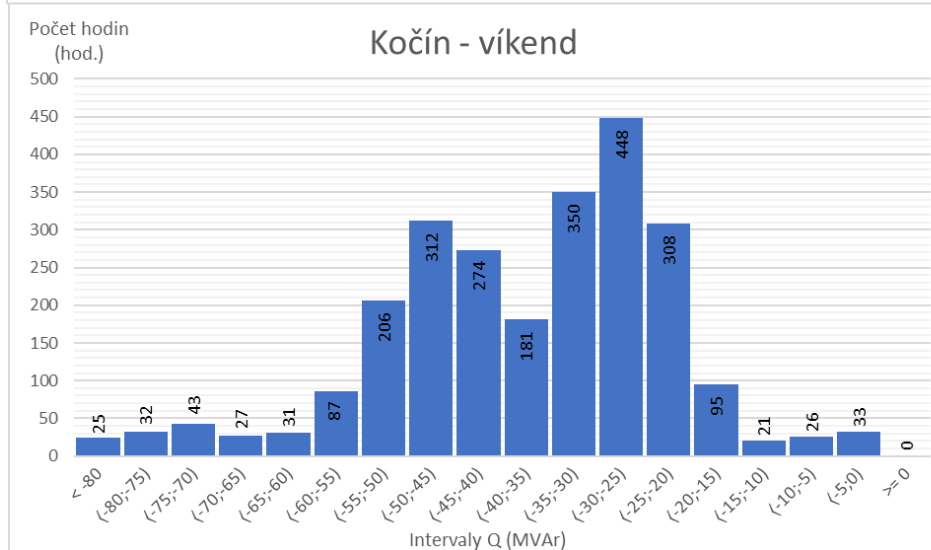
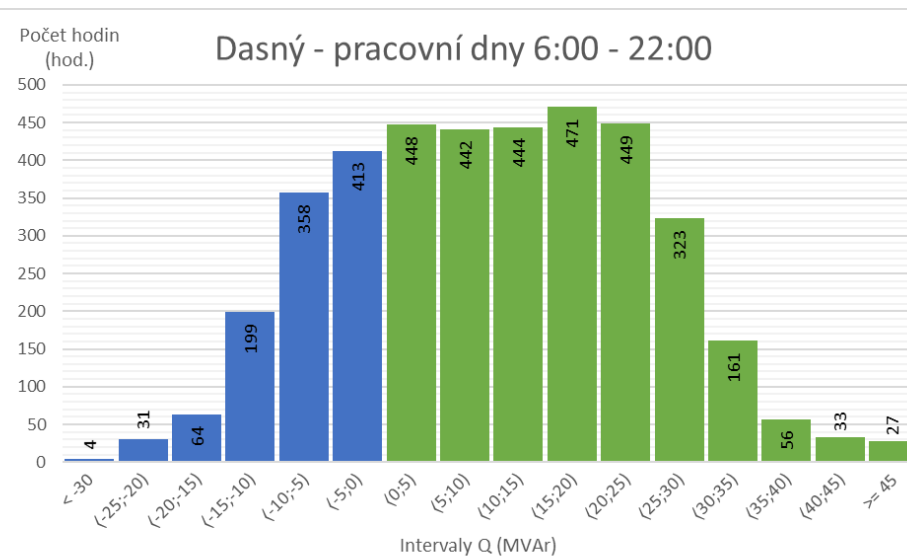
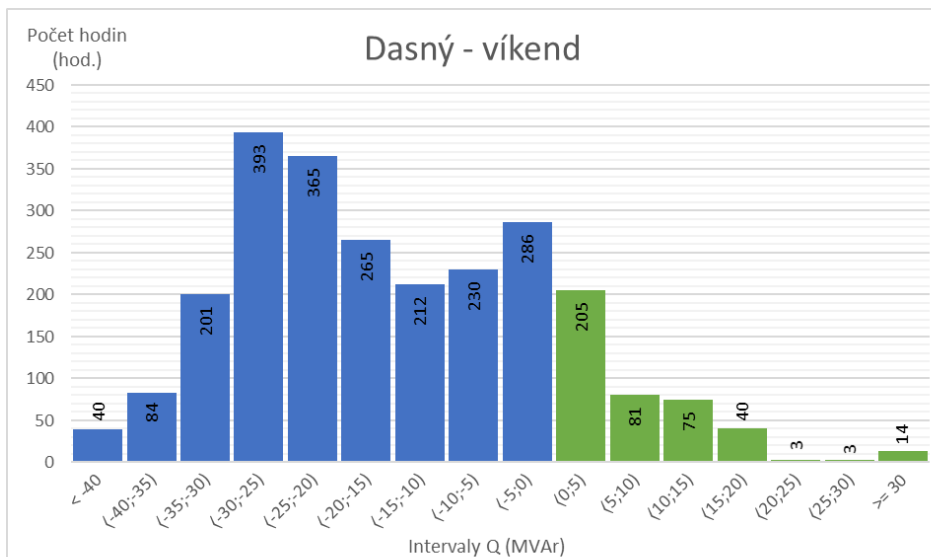




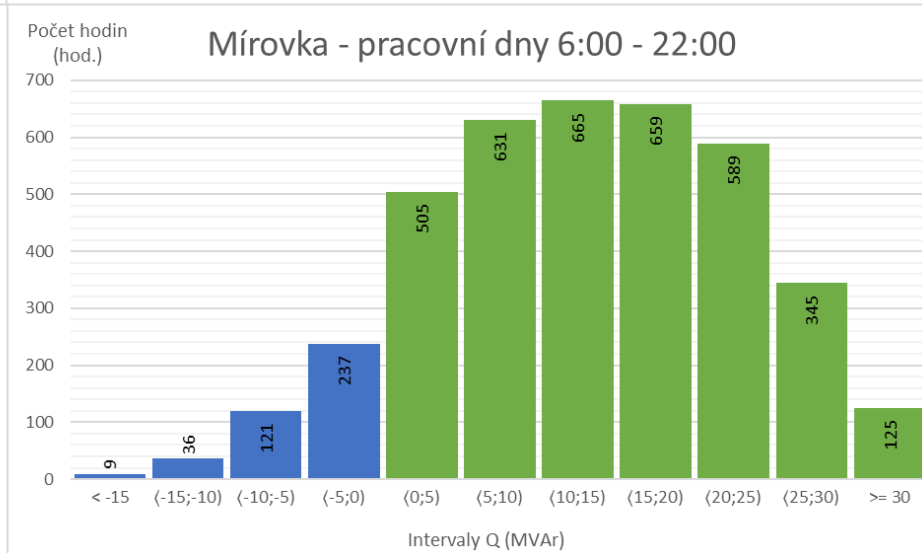
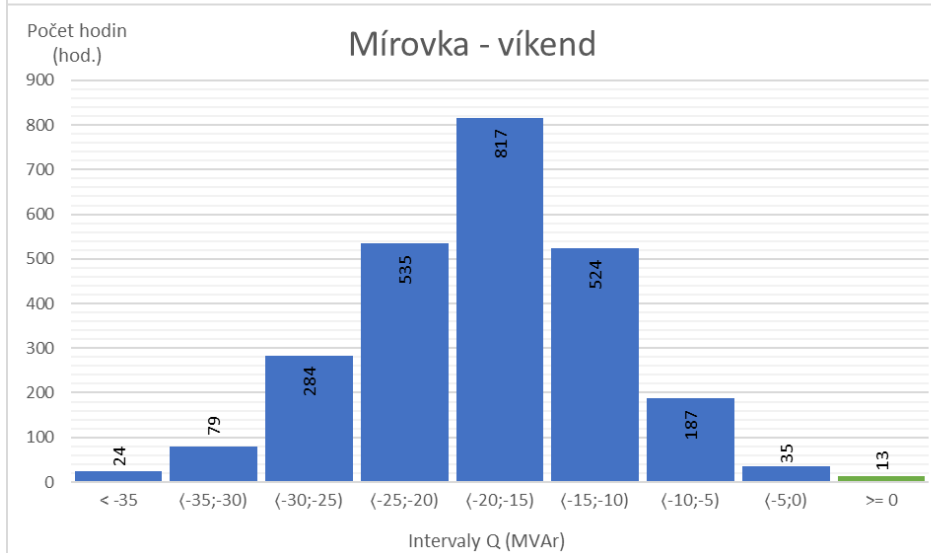
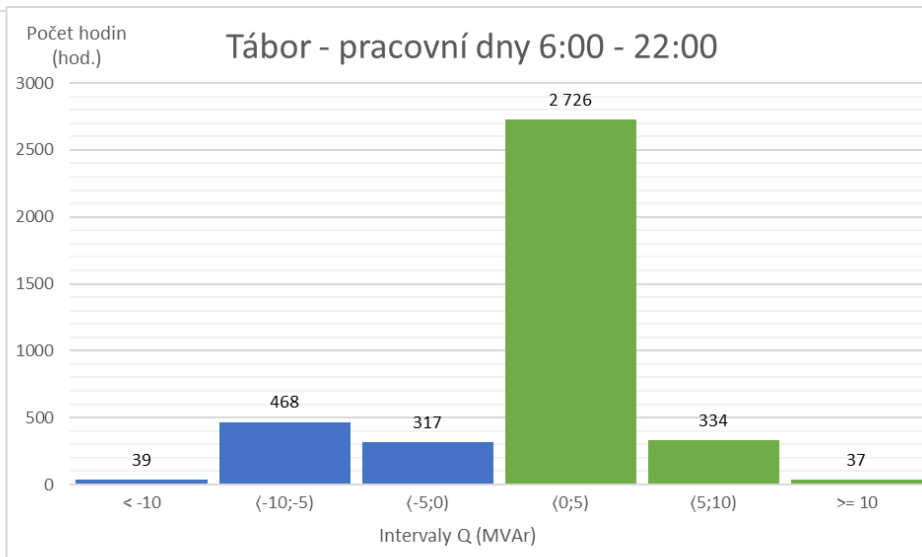
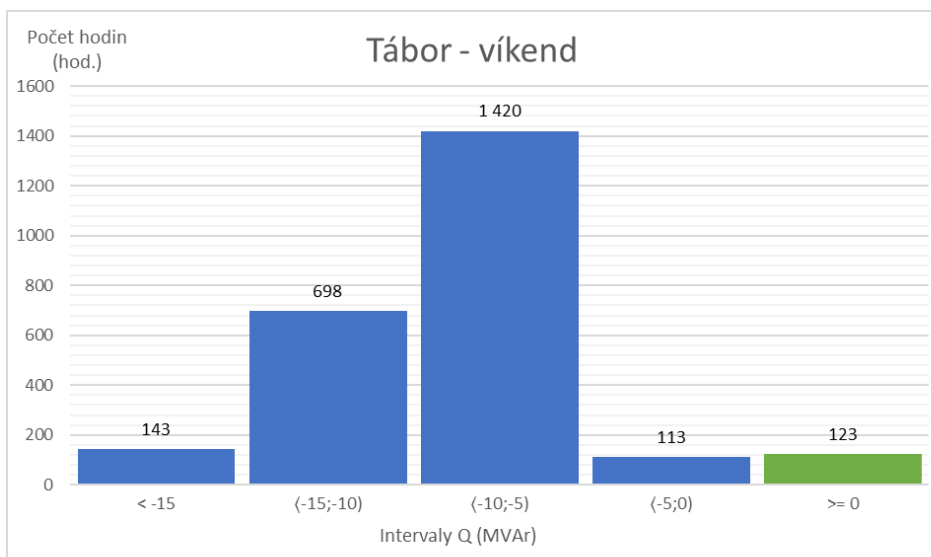
# Příloha B – Histogramy Q pro jednotlivé rozvodny v celém sledovaném období



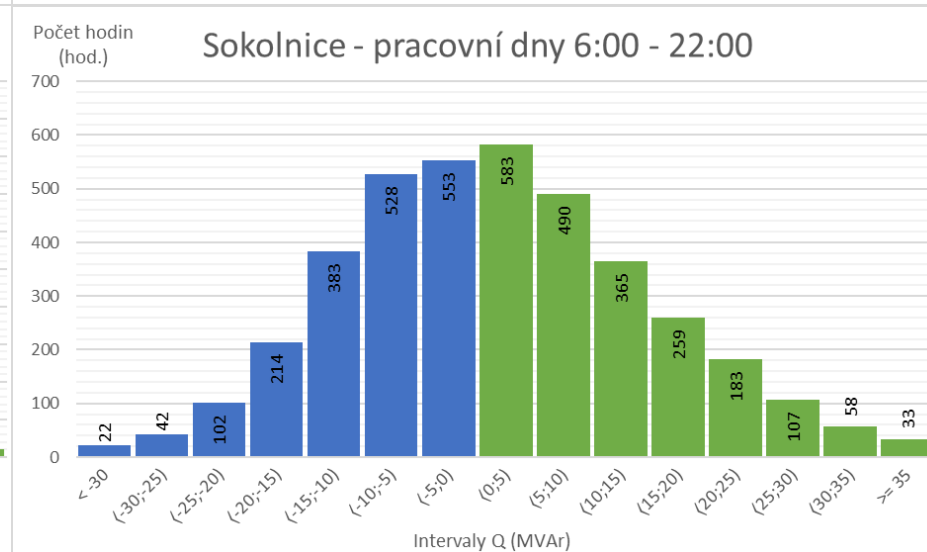
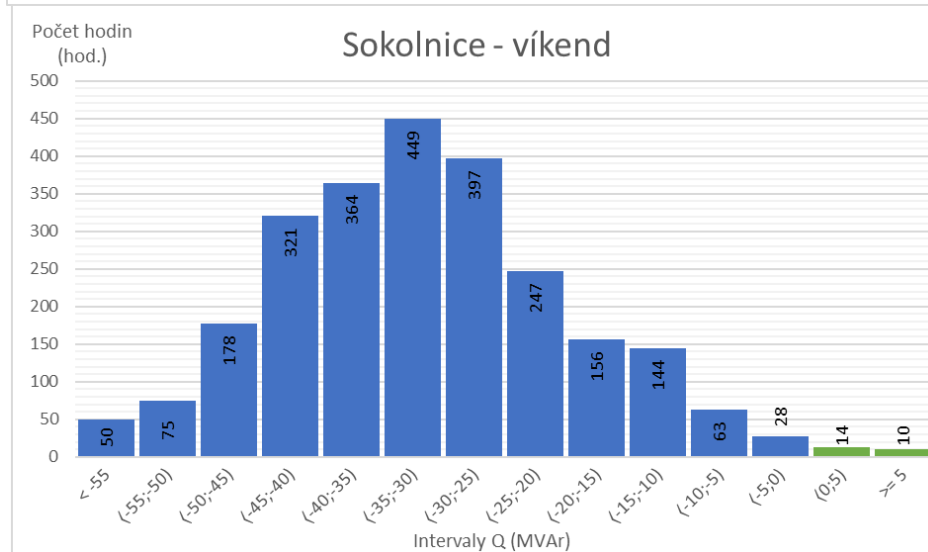
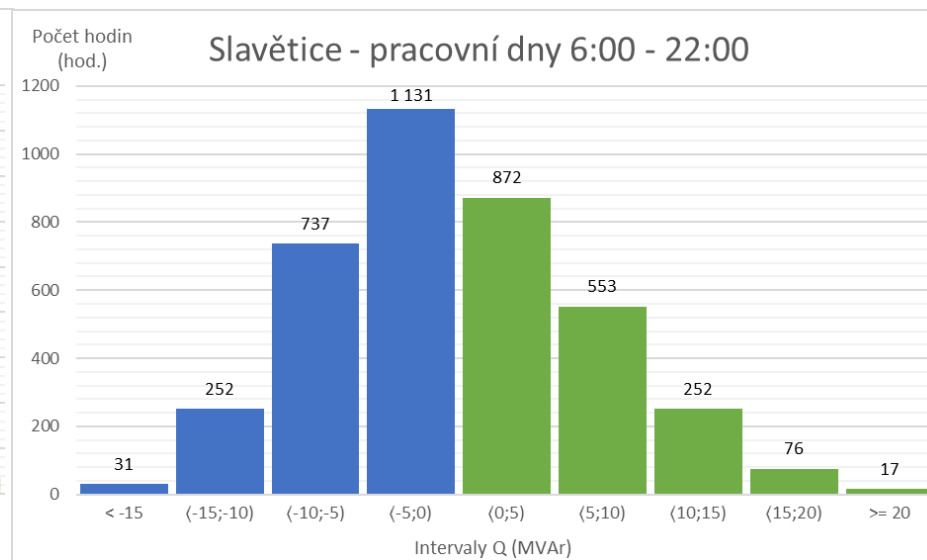
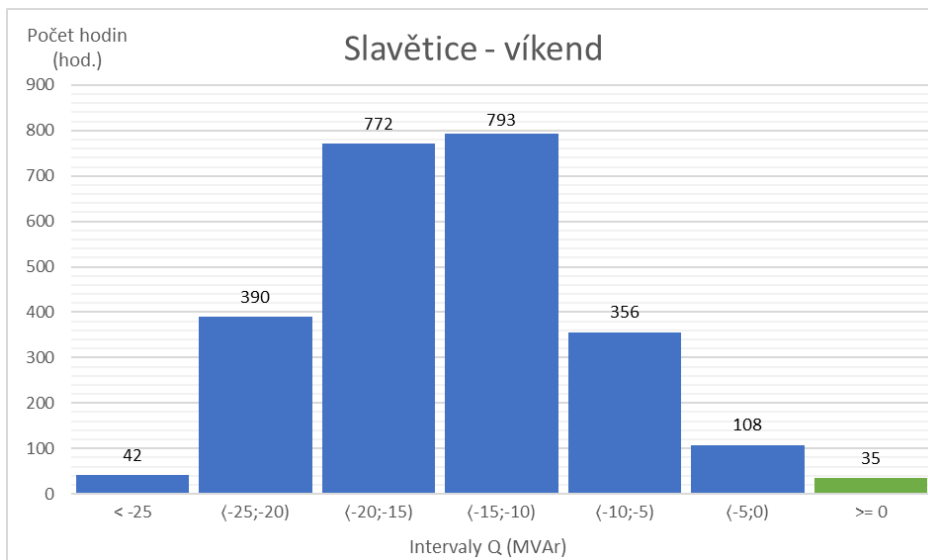
# Příloha C – Histogramy Q – porovnání pracovních dnů (6:00 – 22:00) a víkendů



# Příloha C – Histogramy Q – porovnání pracovních dnů (6:00 – 22:00) a víkendů



# Příloha C – Histogramy Q – porovnání pracovních dnů (6:00 – 22:00) a víkendů



# Příloha C – Histogramy Q – porovnání pracovních dnů (6:00 – 22:00) a víkendů

