



Slovenská
elektrizačná
prenosová
sústava

TECHNICKÉ PODMIENKY

PRÍSTUPU A PRIPOJENIA, PRAVIDLÁ PREVÁDZKOVANIA
PRENOSOVEJ SÚSTAVY

Dokument F

- F1 Kreslenie a značenie v meracích schémach**
- F2 Metodické pokyny získavania náhradných hodnôt pri výpadku obchodného merania**
- F3 Metodika stanovenia potrebného objemu jednotlivých druhov podporných služieb**
- F4 Metodika stanovenia technického dimenzovania pripojenia do PS a kapacity pripojenia pre jednotlivé odberné alebo odovzdávacie miesta PS**
- F5 Metodika stanovenia príspevkov a rozúčtovania príspevkov nekvality napätia medzi užívateľov prenosovej sústavy a zariadenia PPS**
- F6 Skúšky zhody s požiadavkami TP na pripojenie odberateľov do PS**

	Meno	Pracovná pozícia	Dátum	Podpis
Spracoval	Ing. Miroslav Kret	vedúci odboru prípravy PpS		
Manažér procesu	Ing. Stanislav Prieložný	výkonný riaditeľ sekcie riadenia SED		
Overil za oblasť ISM	Mgr. Lujza Kollerová	vedúci odboru ISM a environmentalistiky		
Overil	JUDr. Miriama Brody	vedúci odboru právnych služieb		
Schválil	Ing. Miloš Bikár, PhD.	podpredseda predstavenstva		
	Ing. Martin Magáth	predseda predstavenstva		

OBSAH:

F1	KRESLENIE A ZNAČENIE V MERACÍCH SCHÉMACH	5
F2	METODICKÉ POKYNY ZÍSKAVANIA NÁHRADNÝCH HODNÔT PRI VÝPADKU OBCHODNÉHO MERANIA	6
2.1	PORUCHA ELEKTROMERA	6
2.1.1	Porucha hlavného elektromera pri plnej funkčnosti záložného elektromera vo vlastníctve SEPS	6
2.1.2	Porucha hlavného elektromera pri plnej funkčnosti záložného elektromera vo vlastníctve Užívateľa	6
2.1.3	Porucha hlavného aj záložného elektromera, resp. neexistencia záložného elektromera	6
2.2	OSTATNÉ NÁLEŽITOSTI	7
F3	METODIKA STANOVENIA POTREBNÉHO OBJEMU JEDNOTLIVÝCH DRUHOV PODPORNÝCH SLUŽIEB	8
3.1	PROBLEMATIKA STANOVENIA POTREBNÉHO OBJEMU PODPORNÝCH SLUŽIEB	8
3.2	VÝPOČET REZERVY TYPU FCR	8
3.3	PRAVIDLÁ DIMENZOVARIA REZERVY TYPU FRR	8
3.4	VÝPOČET REZERVY TYPU AFRR+ / AFRR-	9
3.4.1	Základná zložka aFRR	10
3.4.2	Zložka rozvoja OZE pre aFRR	11
3.5	VÝPOČET REZERVY TYPU MFRR+ / MFRR- A MFRR3+ / MFRR3-	14
F4	METODIKA STANOVENIA TECHNICKÉHO DIMENZOVARIA PRIPOJENIA DO PS A KAPACITY PRIPOJENIA PRE JEDNOTLIVÉ MIESTA PRIPOJENIA DO PS	16
4.1	METODIKA STANOVENIA TECHNICKÉHO DIMENZOVARIA PRIPOJENIA DO PS	16
4.1.1	Stanovenie TDP v mieste pripojenia prevádzkovateľa RDS do PS.	16
4.1.2	Stanovenie TDP v mieste pripojenia koncového odberateľa elektriny do PS	16
4.1.3	Stanovenie TDP v mieste pripojenia výrobcu do PS	17
4.1.4	Stanovenie TDP v mieste pripojenia prevádzkovateľa MDS do PS a pre energetické spoločenstvo	17
4.1.5	Stanovenie TDP v mieste pripojenia odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny do PS	18
4.1.6	Stanovenie TDP v mieste pripojenia prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny do PS	18
4.2	METODIKA STANOVENIA KAPACITY PRIPOJENIA DO PS V JEDNOTLIVÝCH MIESTACH PRIPOJENIA UŽÍVATEĽOV PS	19
4.2.1	Metodika stanovenia kapacity pripojenia v miestach pripojenia do PS pre prevádzkovateľa RDS	20
4.2.2	Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS v miestach pripojenia koncového odberateľa elektriny do PS	22
4.2.3	Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS a dodávku do PS v miestach pripojenia výrobcu elektriny do PS	22
5.1.1	Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS a dodávku do PS v miestach pripojenia prevádzkovateľa MDS a energetického spoločenstva do PS	23
4.2.4	Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS a dodávku do PS v miestach pripojenia odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny pripojeného do PS	23
4.2.5	Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS a dodávku do PS v miestach pripojenia prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny do PS	24
F5	METODIKA STANOVENIA PRÍSPEVKOV A ROZÚČTOVARIA PRÍSPEVKOV NEKVALITY NAPÄTIA MEDZI UŽÍVATEĽOV PRENOSOVEJ SÚSTAVY A ZARIADENIA PPS	25

5.1	VÝPOČET METODIKY STANOVENIA PRÍSPEVKU A ROZÚČTOVANIA PRÍSPEVKU HARMONICKÝCH NAPÄTÍ MEDZI UŽÍVATEĽMI PS	26
5.2	VÝPOČET METODIKY STANOVENIA PRÍSPEVKU KOEFICIENTU CELKOVÉHO HARMONICKÉHO SKRESLENIA THDU MEDZI UŽÍVATEĽMI PS	27
5.3	METODIKY STANOVENIA PRÍSPEVKU A ROZÚČTOVANIA PRÍSPEVKU FLIKRA MEDZI UŽÍVATEĽMI PS	28
5.3.1	Krátkodobá miera vnímania flikra Pst	28
5.3.2	Dlhodobá miera vnímania flikra Plt	29
5.4	METODIKY STANOVENIA PRÍSPEVKU A ROZÚČTOVANIA PRÍSPEVKU NESYMETRIE NAPÄTIA MEDZI ZARIADENIA PPS A ĎALŠIMI UŽÍVATEĽMI	30
F6	SKÚŠKY ZHODY S POŽIADAVKAMI TP NA PRIPOJENIE ODBERATEĽOV DO PS	33
6.1	VŠEOBECNÉ ZÁSADY VYKONÁVANIA SKÚŠOK ZHODY	33
6.2	SKÚŠKA ZHODY S POŽIADAVKOU NA ODPOJENIE DS PRIPOJENEJ DO PS PRI ZNÍŽENEJ FREKVENCII	34
6.2.1	Cieľ skúšky	34
6.2.2	Podmienky skúšky	34
6.2.3	Priebeh skúšky frekvenčného odľahčenia	35
6.2.4	Priebeh skúšky blokovania frekvenčného odľahčenia pri podpätí v PS	35
6.2.5	Priebeh skúšky blokovania frekvenčného odľahčenia pri toku činného výkonu v smere z DS do PS	35
6.2.6	Meranie a zaznamenávanie počas skúšky	35
6.2.7	Vyhodnotenie skúšky	36
6.2.8	Protokol o skúške	36
6.3	SKÚŠKA ZHODY S POŽIADAVKOU NA ODPOJENIE ODBERNÉHO ZARIADENIA PRIPOJENÉHO DO PS PRI ZNÍŽENEJ FREKVENCII	37
6.3.1	Cieľ skúšky	37
6.3.2	Podmienky skúšky	37
6.3.3	Priebeh skúšky frekvenčného odľahčenia	38
6.3.4	Priebeh skúšky blokovania frekvenčného odľahčenia	38
6.3.5	Meranie a zaznamenávanie počas skúšky	38
6.3.6	Vyhodnotenie skúšky	38
6.3.7	Protokol o skúške	39
6.4	SKÚŠKA ZHODY S POŽIADAVKOU DIAĽKOVÉHO ODPOJENIA ODBERNÉHO ZARIADENIA ALEBO DISTRIBUČNÉHO ZARIADENIA PRIPOJENÉHO DO PS	40
6.4.1	Cieľ skúšky	40
6.4.2	Podmienky skúšky	40
6.4.3	Priebeh skúšky	40
6.4.4	Meranie a zaznamenávanie počas skúšky	40
6.4.5	Vyhodnotenie skúšky	40
6.4.6	Protokol o skúške	41
6.5	SKÚŠKA FUNKCIE BLOKOVANIA PREPÍNANIA ODBOČIEK TRANSFORMÁTORA PS/DS POD ZAŤAŽENÍM ALEBO TRANSFORMÁTORA PS/DS POD ZAŤAŽENÍM PRI ZNÍŽENOM NAPÄTÍ V SÚSTAVE	41
6.5.1	Cieľ skúšky	41
6.5.2	Podmienky skúšky	41
6.5.3	Priebeh skúšky	42
6.5.4	Meranie a zaznamenávanie počas skúšky	42
6.5.5	Vyhodnotenie skúšky	42
6.5.6	Protokol o skúške	42
6.6	SKÚŠKA OPÄTOVNÉHO PRIPOJENIA A FÁZOVANIA ODBERNÉHO ZARIADENIA A DISTRIBUČNÉHO ZARIADENIA PRIPOJENÉHO DO PS PO ODPOJENÍ OD SÚSTAVY	43

6.6.1	<i>Cieľ skúšky</i>	43
6.6.2	<i>Podmienky skúšky</i>	43
6.6.3	<i>Priebeh skúšky</i>	44
6.6.4	<i>Meranie a zaznamenávanie počas skúšky</i>	44
6.6.5	<i>Vyhodnotenie skúšky</i>	44
6.6.6	<i>Protokol o skúške</i>	44
6.7	SKÚŠKA ZHODY S POŽIADAVKOU NA PRENOS INFORMÁCIÍ	45
6.7.1	<i>Cieľ skúšky</i>	45
6.7.2	<i>Podmienky skúšky</i>	45
6.7.3	<i>Priebeh skúšky</i>	45
6.7.4	<i>Vyhodnotenie skúšky</i>	45
6.7.5	<i>Protokol o skúške</i>	45
6.8	SKÚŠKA ZHODY S POŽIADAVKOU NA ZMENU VEĽKOSTI ODOBERANÉHO VÝKONU ODBERNÉHO ZARIADENIA PRIPOJENÉHO DO PS	45
6.8.1	<i>Cieľ skúšky</i>	45
6.8.2	<i>Podmienky skúšky</i>	45
6.8.3	<i>Priebeh skúšky</i>	46
6.8.4	<i>Meranie a zaznamenávanie počas skúšky</i>	46
6.8.5	<i>Vyhodnotenie skúšky</i>	46
6.8.6	<i>Protokol o skúške</i>	47
6.9	SKÚŠKA ZHODY S POŽIADAVKOU NA AUTOMATICKÉ ODPOJENIE A OPĎTOVNÉ PRIPOJENIE STATICKÉHO KOMPENZAČNÉHO ZARIADENIA	47
6.9.1	<i>Cieľ skúšky</i>	47
6.9.2	<i>Podmienky skúšky</i>	47
6.9.3	<i>Priebeh skúšky</i>	48
6.9.4	<i>Meranie a zaznamenávanie počas skúšky</i>	48
6.9.5	<i>Vyhodnotenie skúšky</i>	48
6.9.6	<i>Protokol o skúške</i>	48

F1 Kreslenie a značenie v meracích schémach

Pri kreslení meracích schém je vzhľadom k jednotnému chápaniu zmyslu značení merania smerov tokov elektriny nutné dodržiavať zásady kreslenia meracích schém:

1. V meracích schémach je potrebné značiť všetky smery a zložky elektriny, ktoré sú na odberných miestach merané, aj keď nefigurujú vo vzorcoch.
2. Označovanie meraných a fakturovaných kvadrantov sa bude v meracích schémach značiť farbou červenou.
3. Označovanie meraných ale nefakturovaných kvadrantov sa bude v meracích schémach značiť farbou žltou.
4. Dohodnuté zásady pri značení odberu a dodávky:
 - a) Výrobne - tok elektriny zo zariadenia na výrobu elektriny do vývodovej zberne sa označuje ako dodávka a tok elektriny do zariadení výroby na vlastnú spotrebu sa označuje ako odber. Tok elektriny zo zberne určitého napätia do vedenia sa označuje ako dodávka, opačný smer toku je odber.
 - b) Elektrické stanice - tok elektriny zo zariadenia vyššej do zariadenia nižšej napäťovej úrovne (transformácia) sa označuje ako odber, opačný smer toku je dodávka. Tok elektriny zo zberne určitého napätia do vedenia sa označuje ako dodávka, opačný smer toku je odber. Terciárne odbočky výkonových transformátorov na vlastnú spotrebu, a prípojky na napájanie vlastnej spotreby do zberne vlastnej spotreby sa značia ako odber. Odbočky zo zberne vlastnej spotreby sa značia ako dodávka.
 - c) ESt medzi dvoma DS - odber a dodávka vedení zo zberne ESt sú označované z pohľadu zberne ESt, v ktorej je určené zúčtovacie miesto. Tok elektriny zo zberne určitého napätia do vedenia sa označuje ako dodávka, opačný smer toku je odber.
 - d) Užívatelia PS – platia rovnaké zásady ako pre elektrické stanice. Pre časti zariadení užívateľov PS s vlastnou výrobou pripojenou do PS alebo DS platia rovnaké zásady ako pre výroby.

Prvky PS sa v meracích schémach musia kresliť tak, aby bola dodržaná zásada, že na značke elektromera je vždy činná zložka na ľavej strane, jalová zložka na pravej, odber je dole a dodávka hore.

F2 Metodické pokyny získavania náhradných hodnôt pri výpadku obchodného merania

Metodika získavania náhradných hodnôt slúži ako alternatívna možnosť získania 15-minútových hodnôt pre systém obchodného merania. Využíva sa pri závažných poruchách systému obchodného merania, kedy nie je možné získať príslušné dáta iným spôsobom. Vzájomne odsúhlasené náhradné hodnoty sú potom ručne zadané do centrál ASZD.

2.1 Porucha elektromera

2.1.1 Porucha hlavného elektromera pri plnej funkčnosti záložného elektromera vo vlastníctve SEPS

V tomto prípade budú použité údaje z tohto záložného elektromera.

2.1.2 Porucha hlavného elektromera pri plnej funkčnosti záložného elektromera vo vlastníctve Užívateľa

Užívateľ je povinný poskytnúť údaje z tohto elektromera v požadovanej forme správcovi systému obchodného merania SEPS. V tomto prípade budú použité údaje zo záložného elektromera vo vlastníctve Užívateľa.

2.1.3 Porucha hlavného aj záložného elektromera, resp. neexistencia záložného elektromera

V tomto prípade sú zahrnuté možnosti, keď hlavný ani záložný elektromer nie je funkčný. Znamená to, že pri nenulových tokoch elektriny hlavný ani záložný elektromer neregistruje príslušný údaj.

- Elektromer je nefunkčný, existujú však iné elektromery umožňujúce priamy výpočet príslušnej veličiny.

Ide o prípad, kedy je možné získať chýbajúcu hodnotu výpočtom. Zdrojom pre výpočet sú vo výrobníach hodnoty namerané na prahu elektrárne, svorkách generátorov a vlastných spotrebách, prípadne na opačnom konci meranej linky vo výrobníach aj rozvodniach. Pri výpočte náhradných hodnôt je možné vykonať korekcie o straty na jednotlivých prvkoch (transformátor, vedenie).

- Elektromer je nefunkčný a neexistujú iné elektromery umožňujúce priamy výpočet príslušnej veličiny.

V takomto prípade možno obvykle získať požadovanú hodnotu nepriamo. Je to buď z merania výkonu (predpokladá sa existencia prevodníkov $P \rightarrow i$ a relatívne rovnomerný tok elektriny), alebo z bilancie uzla. Môžu sa vyskytnúť tieto alternatívy:

- Výstup z meracieho prevodníka výkonu je zaústený do informačného systému (RIS HD, RIS ZD, RIS užívateľov PS).

Vtedy sú pravidelne zbierané a ukladané do pamäte počítača príslušné hodnoty výkonu a možno z nich spätne získať požadované náhradné hodnoty elektrickej práce ako integrál výkonu v danej meracej perióde.

- Prípad, keď možno vypočítať chýbajúce hodnoty z bilancie uzla.

Predpokladom je osadenie kompletného merania v danom uzle a znalosť strát. Vtedy sa vychádza z 1. Kirchhoffovho zákona a hodnoty z nefunkčného elektromera sa získajú výpočtom.

- Prípad, keď nemožno získať podklady ani z jedným z vyššie uvedených spôsobov.

Tento prípad je ošetrený náhradnou hodnotou odvodenou od údajov predchádzajúcich období podľa platnej legislatívy.

2.2 Ostatné náležitosti

Nedeliteľnou súčasťou návrhu náhradných hodnôt je popis metódy, akou boli náhradné hodnoty získané (prípadne aj s dokladmi, ako je napr. výpis z počítača a pod.).

Pokiaľ boli navrhnuté dáta odsúhlasené príslušným partnerom, je potrebné uviesť meno konkrétnej osoby, funkciu, spoločnosť a dátum odsúhlasenia.

Návrh musí obsahovať hodinové alebo 15-minútové hodnoty elektrickej práce. Pokiaľ je čas výpadku menší ako hodina, navrhovaná hodnota musí byť odlišená (napr. 15:15-16:00 h... 27365* kWh)

Partner navrhujúci náhradné hodnoty zašle návrh na schválenie druhému partnerovi. Odsúhlasený návrh postúpi druhý partner stanovenou formou zodpovednej osobe za správu systému obchodného merania.

F3 Metodika stanovenia potrebného objemu jednotlivých druhov podporných služieb

3.1 Problematika stanovenia potrebného objemu podporných služieb

Problematika stanovenia potrebného objemu podporných služieb na zabezpečenie prevádzkovej bezpečnosti ES SR výrazne zasahuje aj do tvorby ceny elektriny. Od objemu jednotlivých druhov podporných služieb, potrebných v danej regulačnej oblasti, sa odvodzuje poplatok za systémové služby. Keďže poplatok za systémové služby predstavuje jednu z povinných prirážok k cene silovej elektriny, výrazne ovplyvňuje cenu elektriny pre konečného spotrebiteľa. Z uvedeného dôvodu pri stanovení optimálneho objemu jednotlivých druhov podporných služieb sa uplatňuje kritérium spoľahlivosti i ekonomické. Súhrnné pôsobenie týchto kritérií možno charakterizovať: Optimálny objem podporných služieb je taký objem, ktorý zabezpečí prevádzkovú bezpečnosť ES SR z hľadiska jej regulačných schopností pri racionálne zvolenej veľkosti zachovania požiadaviek na dimenzovanie PpS vyplývajúcich z Nariadenia SO GL, zloženia zdrojovej základne ES SR, rešpektovania neretrofitovaných zdrojov v ES SR, odregulovania bežných a mimoriadnych zmien bilancie elektriny v ES SR a najmä dodržania kvality regulácie podľa požiadaviek SAFA v rámci RGCE.

Podľa čl. 128 Nariadenia SO GL sa vyhodnocujú dve úrovne dodržania ACE (FRCE). Kvalita regulácie sa potom vyhodnocuje na základe štvrtihodinových priemerov ACE. Úrovne pre jednotlivé PS sa určujú výpočtom podľa SAFA, Annex 1: Policy on Load-Frequency Control and Reserves pre každý kalendárny rok zvlášť v rámci pracovnej skupiny ENTSO-E, pričom:

- Úroveň 1 (Level 1) je povolené prekročiť 30 % časových intervalov za rok,
- Úroveň 2 (Level 2) je povolené prekročiť 5 % časových intervalov za rok.

Pri stanovovaní optimálneho objemu podporných služieb je potrebné uplatniť princíp časového rozvrstvenia a sezónnosti, pričom rozmerom časového rozvrstvenia sú mesiace, týždne, dni, resp. hodiny dňa, rozmerom sezónnosti sú ročné obdobia, resp. jednotlivé mesiace roka. Na stanovenie potrebného objemu podporných služieb sa používajú štatistické údaje za posledných 32 mesiacov.

3.2 Výpočet rezervy typu FCR

V prepojenej sústave je primárna regulácia výkonu založená na princípe solidarity. Veľkosť výkonu zaradeného do primárnej regulácie výkonu pre jednotlivé regulačné oblasti je daná na základe odporúčaní, ako podiel netto výroby v danej regulačnej oblasti k celkovej výrobe v prepojenej sústave (K_U - koeficient účasti). Podmienkou podľa čl. 153 ods. 2 Nariadenia SO GL je, aby celková rezerva primárnej regulácie výkonu v synchrónnej oblasti Kontinentálna Európa bola 3000 MW v kladnom aj zápornom smere.

Hodnota, ktorá má byť udržiavaná pre primárnu reguláciu v príslušných regulačných oblastiach prepojenej sústavy, je vypočítaná na každý rok z údajov celkovej spotreby predošlého roku podľa koeficientu účasti.

Výsledná hodnota je :

$$FCR_{vys} = FCR_{ENTSO-E} \quad (F3.1)$$

Hodnota výkonu je symetrická, to znamená $\pm FCR_{vys}$ (MW).

Dimenzovanie príspevku FCR každého TSO vypočítava a každoročne zverejňuje medzinárodná pracovná skupina ENTSO-E - System Frequency. Príspevky jednotlivých TSO na rok R+1 sa schvaľujú sa na zasadnutí Plenary RGCE ENTSO-E, a sú k dispozícii v termíne 08-09 roku R.

Vzhľadom na zabezpečenie frekvencie počas poruchových stavov je potrebné plošné rozloženie primárnej regulácie na zariadenia poskytujúce PpS v celej regulačnej oblasti. Nie je vhodné umiestnenie celého rozsahu FCR na zariadenia jednej elektrárne a v jednom mieste pripojenia.

3.3 Pravidlá dimenzovania rezervy typu FRR

Od 1.1.2022 platí nasledovné:

$$FRR+ = \sum(aFRR+, mFRR+) \quad (F3.2)$$

$$FRR- = \sum(aFRR-, mFRR-) \quad (F3.3)$$

kde hodnota FRR+/FRR- je hodnota dimenzovaného výkonu (MW).

Základné pravidlá pre dimenzovanie veľkosti FRR sú nasledovné:

1. Veľkosť kladného referenčného incidentu (výpadok výroby) sa stanoví na základe určenia najväčšej možnej nerovnováhy vyplývajúcej z okamžitej zmeny činného výkonu samostatnej jednotky na výrobu elektriny pri jeho poruche, t.j veľkosť kladného referenčného incidentu je rovná najväčšiemu dosiahnuteľnému výkonu samostatnej výrobnjej jednotky v ES SR.
2. Veľkosť záporného referenčného incidentu (výpadok spotreby) sa stanoví na základe určenia najväčšej možnej nerovnováhy vyplývajúcej z okamžitej zmeny činného výkonu samostatného odberného zariadenia pri jeho poruche, t.j veľkosť záporného referenčného incidentu je rovná najväčšiemu odberu činného výkonu samostatnej odbernej jednotky v ES SR.
3. Vypočítaná kladná rezervná kapacita FRR (súčet aFRR+ a mFRR+) nesmie byť menšia ako veľkosť kladného referenčného incidentu v každom časovom okamihu.
4. Vypočítaná kladná rezervná kapacita FRR musí byť dostatočná na pokrytie kladných nerovnováh v bloku LFC aspoň v 99 % času, pričom časové obdobie historických záznamov kladných nerovnováh musí byť najmenej 2 celé ročné obdobia, s najmenším možným vzorkovaním nerovnováhy, minimálne však 15 min. Dostatočnosť sa overí SW simuláciou, pričom cieľové parametre FRCE nesmú byť prekročené.
5. Vypočítaná záporná rezervná kapacita FRR (súčet aFRR- a mFRR-) nesmie byť menšia ako veľkosť záporného referenčného incidentu.
6. Vypočítaná záporná rezervná kapacita FRR musí byť dostatočná na pokrytie záporných nerovnováh v bloku LFC aspoň v 99 % času, pričom časové obdobie historických záznamov záporných nerovnováh musí byť najmenej 2 celé ročné obdobia, s najmenším možným vzorkovaním nerovnováhy, minimálne však 15 min. Dostatočnosť sa overí SW simuláciou, pričom cieľové parametre FRCE nesmú byť prekročené.
7. Výpočet objemov automatickej FRR a manuálnej FRR sa riadi postupom uvedeným v príslušnej kapitole Dokumentu F.
8. Čas do úplnej aktivácie automatickej FRR je určený v Dokumente B, Tab. B2.2.
9. Čas do úplnej aktivácie manuálnej FRR je určený v Dokumente B, Tab B2.2.
10. Kladná rezervná kapacita FRR vypočítaná pre blok LFC môže byť znížená, a to v prípade uzavretia dohody o zdieľaní FRR s ostatnými blokmi LFC v súlade s ustanoveniami hlavy 8 Nariadenia SO GL. Pri výpočte veľkosti zníženia sa postupuje podľa čl. 157, písm. j, ods. i) Nariadenia SO GL. Zníženie však nesmie presiahnuť 30 % veľkosti kladného incidentu stanoveného podľa bodu 1 týchto pravidiel.
11. Záporná rezervná kapacita FRR vypočítaná pre blok LFC môže byť znížená, a to v prípade uzavretia dohody o zdieľaní FRR s ostatnými blokmi LFC v súlade s ustanoveniami hlavy 8 Nariadenia SO GL. Pri výpočte veľkosti zníženia sa postupuje podľa čl. 157, písm. k, ods. i) Nariadenia SO GL.
12. Pre prípad závažného rizika nedostatočnej rezervnej kapacity FRR v bloku LFC je v prevádzkovej dohode pre LFC blok SEPS uvedený eskalačný postup.

Kladný/záporný referenčný incident v ES SR je stanovený na základe ročnej prípravy prevádzky a upravený priebežne počas roka na základe aktuálneho stavu v sústave nasledovne:

Kladný referenčný incident v ES SR – výpadok najväčšieho výrobného bloku

Záporný referenčný incident v ES SR – výpadok najväčšieho odberateľa z PS

3.4 Výpočet rezervy typu aFRR+ / aFRR-

Celková hodnota aFRR+ / aFRR- sa vypočíta podľa vzorca

$$aFRR+ = (aFRR_{zakl.zložka+}) + (Roz(OZE R_z)+) \quad (F3.4)$$

$$aFRR_{-} = (aFRR_{\text{zákl.zložka-}}) + (Roz_{(OZE\ Rz)}-) \quad (F3.5)$$

kde:

$aFRR_{\text{zákl.zložka+}}$ – je hodnota základnej zložky aFRR v kladnom smere, ktorá je vypočítaná štatistickým prístupom a porovnáva sa s hodnotou určenou empirickým prístupom, pričom výsledná hodnota musí byť vyššia alebo rovná hodnote určenej empirickým prístupom,

$Roz_{(OZERz)+}$ – zložka rozvoja OZE typu FVE a VtE v kladnom smere, zohľadňuje sa pri výpočte objemov aFRR v roku R+2 a viac,

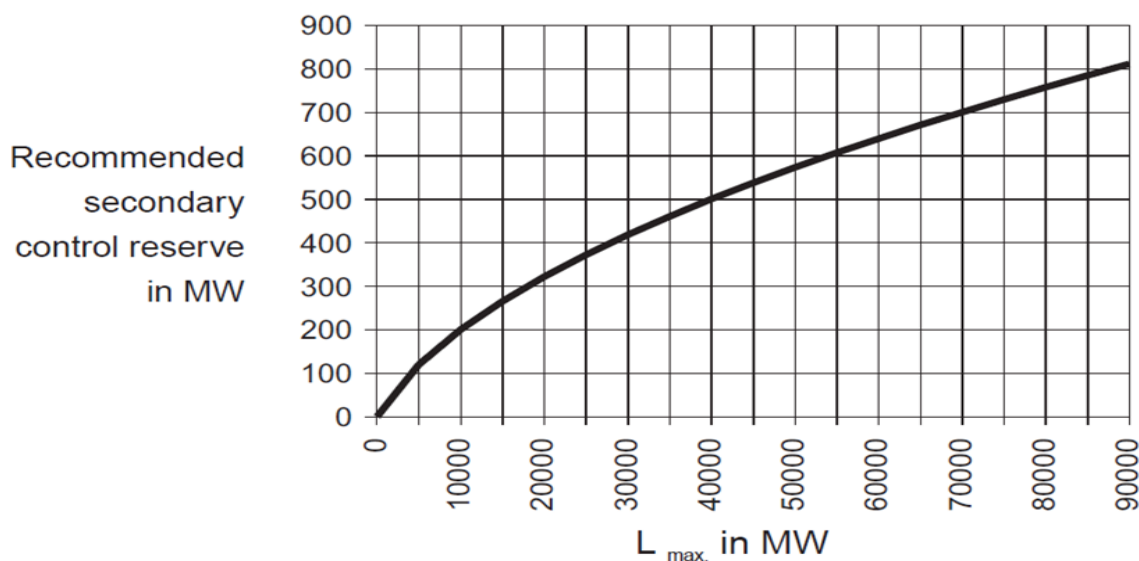
$aFRR_{\text{zákl.zložka-}}$ – je hodnota základnej zložky aFRR v zápornom smere, ktorá je vypočítaná štatistickým prístupom a porovnáva sa s hodnotou určenou empirickým prístupom, pričom výsledná hodnota musí byť vyššia alebo rovná hodnote určenej empirickým prístupom,

$Roz_{(OZERz)-}$ – zložka rozvoja OZE typu FVE a VtE zápornom smere, zohľadňuje sa pri výpočte objemov aFRR v roku R+2 a viac.

3.4.1 Základná zložka aFRR

Zmluva SAFA v časti Policy on Load-Frequency Control and Reserves definuje ako používať štatistický alebo empirický prístup k dimenzovaniu aFRR a tiež kombinácie týchto prístupov. Toto implicitne zohľadňuje nielen špičkové zaťaženie, ale aj všetky nerovnováhy zaznamenané v sledovanom období v LFC bloku. SEPS používa kombináciu týchto prístupov, pričom hodnota aFRR určená empirickým prístupom je minimálna hodnota aFRR v príslušnom smere.

Empirický prístup výpočtu aFRR



Obr. F3.1 Závislosť základnej zložky aFRR na $L_{\max}$

Výpočet zložky aFRR empirickým prístupom sa počíta nasledovne:

$$aFRR_{(\text{zákl.zložka})} = \sqrt{a \cdot L_{\max} + b^2} - b \quad (F3.6)$$

kde:

$a = 10$ MW (hodnota stanovená v rámci ENTSO-E)

$b = 150$ MW (hodnota stanovená v rámci ENTSO-E)

$L_{\max}$ – odhad maximálneho zaťaženia v ES SR v roku R+1

Zložka určená týmto spôsobom je základná, a je vypočítaná pre celý rok R+1 ako jedna hodnota.

Štatistický prístup výpočtu aFRR

Pri zohľadnení štatistického prístupu sa pre vyhodnotenie použijú jednominútové priemery systémovej odchýlky SEPS označované aj ako ACEol) (ACE open loop), t. j. čistá systémová odchýlka bez akejkoľvek regulácie a príspevku z Imbalance Netting (ďalej len „IN“). Vypočíta sa podľa vzťahu:

$$ACEol = -ACE + aFRR + mFRR - IN \quad (F3.7)$$

Pre určenie kladnej potreby aFRR sa vypočíta ako 99. percentil po mesiacoch v sledovanom období (99 % vzoriek je menších ako hodnota 99. percentilu).

Pre určenie zápornej potreby aFRR sa vypočíta ako 1. percentil po mesiacoch v sledovanom období (1 % vzoriek je menších ako hodnota 1. percentilu).

Požiadavka Nariadenia SO GL je v prípade štatistických údajov vyžadovaná (čl. 157, ods. 2, písm. a) Nariadenia SO GL) za minimálne jedno celé ročné obdobie končiace 6 mesiacov pred dňom výpočtu. Sledované obdobie v prípade SEPS sú dva posledné uzavreté roky + 8 mesiacov z roku R, kedy sa vykonáva výpočet na nasledujúci rok. Zvolený postup teda aplikuje 2 celé ročné obdobia a prípadnú zmenu počas 8 mesiacov roka R.

Navrhovaná hodnota aFRR je priemer mesačných hodnôt percentilov za sledované obdobie.

V prípade, že by takto stanovená hodnota bola menšia ako empiricky stanovená hodnota, potom by bola použitá hodnota aFRR stanovená na základe empirického vzorca, pričom pre Lmax by bola použitá hodnota maximálneho zaťaženia v predchádzajúcom roku (R-1) alebo 8 mesiacov roka R.

3.4.2 Zložka rozvoja OZE pre aFRR

Táto zložka zohľadňuje vplyv predpokladaného rozvoja OZE na potreby PpS, teda len rozvoj fotovoltických elektrární (FVE) a veterných elektrární (VtE). Do objemov PpS sa použije len pri výpočtoch na obdobie R+2 a viac, v praxi prevažne len pri spracovaní „Plánu rozvoja SEPS“, „Desaťročného plánu rozvoja prenosovej sústavy“ a ďalších analýz a dokumentov súvisiacich s rozvojom sústavy.

Možný vplyv rozvoja OZE na PpS je vyjadrený nasledujúcimi vzorcami, pričom vplyv rozvoja FVE a VtE je stanovený samostatne s ohľadom na vplyv rozmiestenia uvedených zariadení na výrobu elektriny v sústave a možný výpadok, ďalej s ohľadom na obdobie – sezónnosť variabilnej výroby elektriny z FVE a VtE a tiež so zohľadnením možného vplyvu FVE a VtE na odchýlku v sústave:

$$Roz_{(OZE_{Rz})} = (Roz_{(FVE_{Rz})} + Roz_{(VtE_{Rz})}) \quad (F3.8)$$

$$Roz_{(FVE_{Rz})} = k_{vp(FVE)} * k_{obd(FVE)} * k_{(ACE_{FVE})} * (P_{inst(FVE_{Rz})} - P_{inst(FVE_R)}) \quad (F3.9)$$

$$Roz_{(VtE_{Rz})} = k_{vp(VtE)} * k_{obd(VtE)} * k_{(ACE_{VtE})} * (P_{inst(VtE_{Rz})} - P_{inst(VtE_R)}) \quad (F3.10)$$

kde:

R – aktuálny rok

Rz – rozvojový rok; kde (Rz = R + n; n = 1, 2, 3, 4, ..., n+1)

Roz_(OZE_{Rz}) – je zložka odzrkadľujúca vplyv rozvoja OZE (FVE, VtE) v ES SR v roku Rz na celkový objem aFRR

Roz_(FVE_{Rz}) – je zložka odzrkadľujúca rozvoj slnečných elektrární v ES SR v roku Rz

Roz_(VtE_{Rz}) – je zložka odzrkadľujúca rozvoj veterných elektrární v ES SR v roku Rz

P_{inst(FVE_{Rz})} – je inštalovaný výkon slnečných elektrární v ES SR v rozvojovom roku Rz

P_{inst(VtE_{Rz})} – je inštalovaný výkon veterných elektrární v ES SR v rozvojovom roku Rz

P_{inst(FVE_R)} – je aktuálny inštalovaný výkon slnečných elektrární v ES SR v roku R

$P_{inst(VtE_R)}$ – je aktuálny inštalovaný výkon veterných elektrární v ES SR v roku R

$k_{vp(FVE, VtE)}$ – je koeficient vplyvu rozmiestnenia, ktorý zohľadňuje maximálne možný výpadok OZE (FVE, VtE) a ktorý sa vypočíta ako pomer predpokladaného inštalovaného výkonu OZE (FVE, VtE) v uzle DS a celkového inštalovaného výkonu danej výrobnéj technológie OZE (FVE, VtE) v ES SR

$$k_{vp} = \frac{P_{inst_uzol}}{P_{inst}} \quad (F3.11)$$

kde:

P_{inst_uzol} – je predpokladaný inštalovaný výkon OZE (FVE, VtE) v uzle DS

P_{inst} – je celkový inštalovaný výkon OZE (FVE, VtE) v ES SR

$k_{obd(FVE, VtE)}$ – koeficient obdobia, ktorý zohľadňuje sezónny vplyv výroby elektriny v OZE (FVE, VtE) a ktorý sa pre príslušný mesiac vypočíta z hodinového priebehu výroby elektriny v OZE (FVE, VtE) v roku R-1 ako pomer maximálneho dosiahnutého výkonu v príslušnom mesiaci a celkového inštalovaného výkonu danej výrobnéj technológie OZE (FVE, VtE) v ES SR v roku R-1

$$k_{obd} = \frac{P_{max(i)}}{P_{inst}} \quad (F3.12)$$

kde:

$i = 1, \dots, 12$ (január – december)

$P_{max(i)}$ – je maximálny výkon OZE (FVE, VtE) v príslušnom mesiaci

P_{inst} – je inštalovaný výkon OZE (FVE, VtE)

$k_{(ACE_FVE, VtE)}$ - koeficient odchýlky odzrkadľujúci predpokladaný vplyv rozvoja inštalovaného výkonu OZE (FVE, VtE) na veľkosť odchýlky ACE v rozvojovom roku Rz; Vypočíta sa ako priemer $k(ace)$ pre kladný a záporný smer odchýlky, osobitne pre každú technológiu OZE (FVE, VtE)

$$\overline{k_{ACE}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{k_{(+,-)}}{k_{obdx} * k_{vp}} \quad (F3.13)$$

kde:

n – počet hodín (napr. pre 1 rok $n = 8760$ h)

$k_{ACE+(FVE)}$ - koeficient kladnej odchýlky pre FVE; $k_{ACE+(FVE)} = 0,2$

$k_{ACE-(FVE)}$ - koeficient zápornej odchýlky pre FVE; $k_{ACE-(FVE)} = 0,05$

$k_{ACE+(VtE)}$ - koeficient kladnej odchýlky pre VtE; $k_{ACE+(VtE)} = 0,2$

$k_{ACE-(VtE)}$ - koeficient zápornej odchýlky pre VtE; $k_{ACE-(VtE)} = 0,2$

$k_{(+,-)}$ – je koeficient korelácie, vyjadrený ako priemerná hodnota závislosti zmeny odchýlky ACE - dACE na zmene inštalovaného výkonu OZE (FVE, VtE) - dPinst, určený zo štatistických (historických) záznamov inštalovaného výkonu OZE (VtE, FVE) a odchýlky ACE v minútovom rozlíšení, $k_{(+)} = 0,011$; $k_{(-)} = 0,003$

k_{obdx} – koeficient obdobia odhadnutý zo štatistických (historických) záznamov ako priemerná hodnota pomeru maximálneho výkonu (výroby) v príslušnom mesiaci a celkového inštalovaného výkonu danej výrobnéj technológie OZE (FVE, VtE) vo vyšetrovanom štatistickom období

$$\overline{k_{obdx}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{P_{max(i)}}{P_{inst}} ; n - \text{počet mesiacov (napr. } n = 12) \quad (F3.14)$$

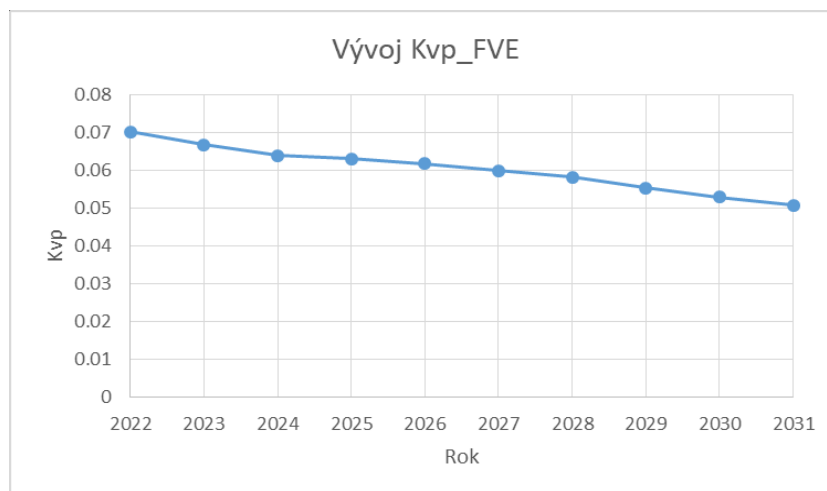
kde:

$P_{max(i)}$ – je priemer maximálnych výkonov OZE (FVE, VtE) v príslušnom mesiaci vo vyšetrovanom štatistickom období; (napr : $\text{priemer}(P_{max(i)}(2010), \dots, P_{max(i)}(2020))$)

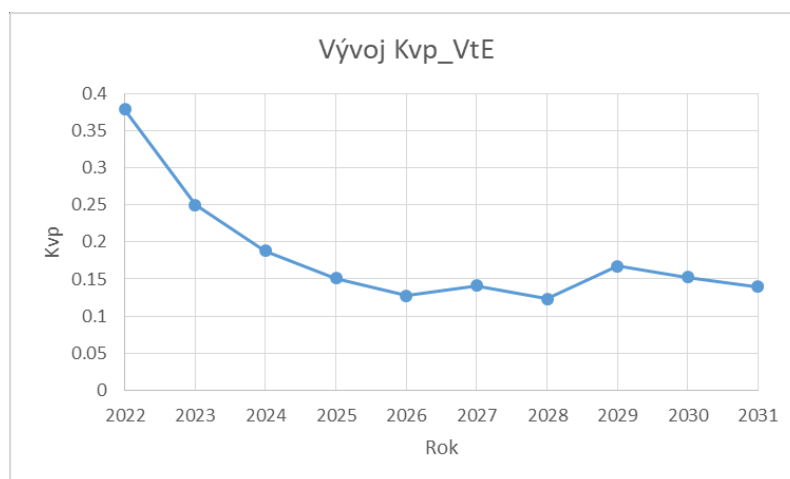
P_{inst} – je priemer inštalovaných výkonov OZE (FVE, VtE) vo vyšetrovanom štatistickom období; (napr : $\text{priemer}(P_{inst(2010)}, \dots, P_{inst(2020)})$)

k_{vpx} – je koeficient vplyvu rozmiestnenia a pravdepodobný maximálny možný výpadok OZE (FVE, VtE) odhadnutý zo štatistických (historických) záznamov ako pomer inštalovaného výkonu OZE (FVE, VtE) v uzle DS a celkového inštalovaného výkonu danej výrobnéj technológie OZE (FVE, VtE) vo vyšetřovanom štatistickom období

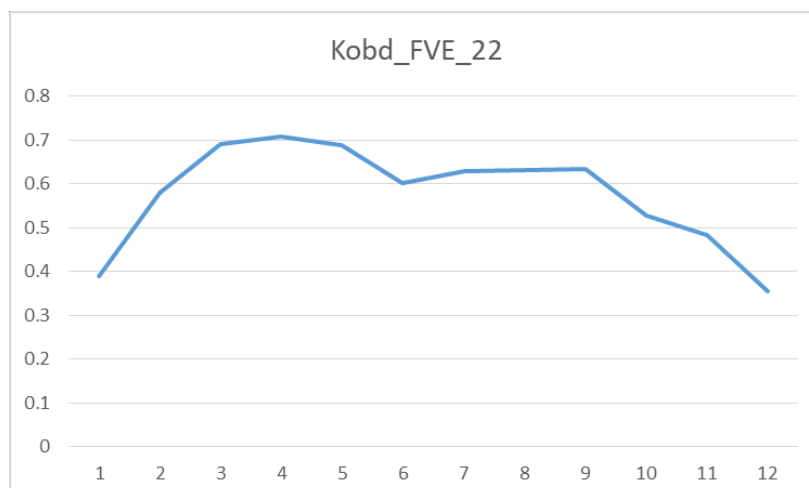
$$k_{vpx} = \frac{P_{inst\ uzol}}{P_{inst}}, \quad k_{vpx} = 0,1 \quad (F3.15)$$



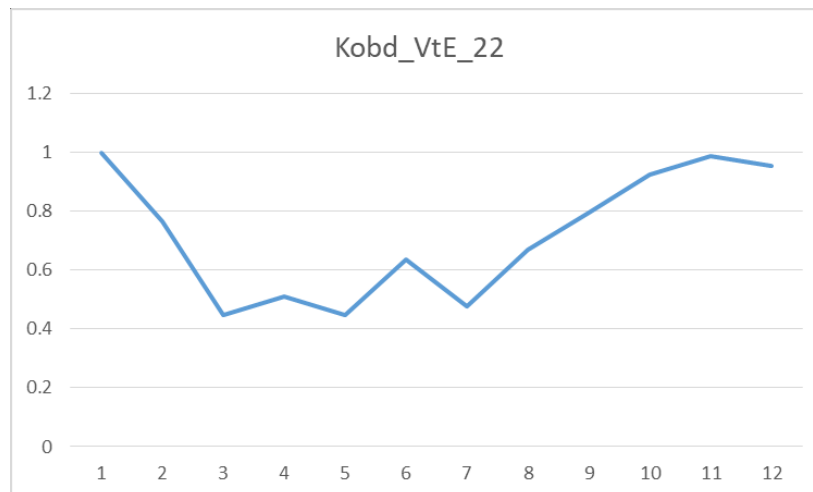
Obr. F3.2 Predpokladaný vývoj k_{vp} pre FVE



Obr. F3.3 Predpokladaný vývoj k_{vp} pre VtE



Obr. F3.4 Predpokladaný vývoj k_{obd} pre FVE



Obr. F3.5 Predpokladaný vývoj *kobd* pre VtE

Vzhľadom na uvoľnenie STOP stavu (2021), ktorý je spojený s následným nárastom inštalovaného výkonu vo FVE a VtE podľa INECP SR (Integrovaný národný energetický a klimatický plán na roky 2021 – 2030, zverejnený na stránke MH SR), bude potrebné po vyhodnotení vplyvu rozvoja OZE (FVE, VtE) na ACE, stanovené hodnoty vyššie uvedených koeficientov pre výpočet rozvojových zložiek aFRR podrobiť v pravidelných intervaloch revízií a aktualizácii.

3.5 Výpočet rezervy typu mFRR+ / mFRR- a $\text{TRV3MIN}_{\text{mFRR3+}}$ / $\text{TRV3MIN}_{\text{mFRR3-}}$

Pri dimenzovaní mFRR sa vychádza z požiadavky na pokrytie kladného a záporného referenčného incidentu. Metodika podľa Nariadenia SO GL, ktorá bola zapracovaná do kap. 4, požaduje stanoviť celkovú hodnotu FRR (aFRR a mFRR) minimálne na tieto incidenty. Z technického hľadiska je však potrebné pri odregulovaní existujúceho referenčného incidentu mať k dispozícii ešte regulačný výkon, ktorý slúži na odregulovanie bežných odchýlok medzi výrobou a spotrebou elektriny v sústave.

Z tohto dôvodu sa bude hodnota mFRR+ a mFRR- vypočítavať z veľkosti týchto incidentov a hodnota aFRR+ a aFRR- bude slúžiť na odregulovanie bežných odchýlok počas incidentu. Týmto sa zabezpečí aj prípadný nárast/pokles zdrojovej základne a o nárast/pokles odberov z PS v budúcnosti aj pri výpočtoch na konkrétne obdobia.

V rámci mFRR podľa (SAFA LFC&R Article B-1) musí byť dodržané, aby pri referenčnom incidente priemer FRCE za 15 min neprekročil stanovenú hodnotu kvality regulácie Level 2 pre PPS. Pre potreby splnenia tejto požiadavky sa vypočíta minimálny objem $\text{TRV3MIN}_{\text{mFRR3}}$ v kombinácii s mFRR, ktorý na základe simulačného výpočtu zabezpečí neprekročenie stanoveného parametra Level 2.

Simulačným výpočtom sa znižovaním z maximálnej hodnoty mFRR z veľkosti referenčného incidentu postupne zvyšuje hodnota $\text{TRV3MIN}_{\text{mFRR3}}$, pričom súčet mFRR a $\text{TRV3MIN}_{\text{mFRR3}}$ je vždy veľkosť referenčného incidentu v príslušnom smere, až sa dosiahne neprekročenie parametra kvality regulácie pre SEPS - Level 2. Cieľom je minimalizovať hodnotu $\text{TRV3MIN}_{\text{mFRR3}}$ na najnižšiu možnú úroveň.

Hodnota súčtu (mFRR+) + $\text{TRV3MIN}_{\text{mFRR3+}}$ resp. (mFRR-) + $\text{TRV3MIN}_{\text{mFRR3-}}$ nesmie byť nižšia ako hodnota referenčného incidentu v príslušnom smere, aj keď by kvalita regulácie stanovená simulačným výpočtom podľa predchádzajúceho odseku nebola prekročená.

Výpočet objemu mFRR+_{ES SR} je stanovený nasledovne:

$$\text{mFRR+}_{\text{ES SR}} = (\text{mFRR+}) + (\text{TRV3MIN}_{\text{mFRR3+}}) + \text{Rezerva}_{\text{EMO 3(4)}} \quad (\text{F3.16})$$

kde:

hodnota súčtu (mFRR+) a $\text{TRV3MIN}_{\text{mFRR3+}}$ - pokryje najväčší kladný referenčný incident v ES SR

Rezerva_{EMO 3(4)} – pokrýva očakávané výpadky a možné zmeny výkonu nového jadrového bloku pri jeho spúšťaní do prevádzky – prvé prifázovania a skúšobná prevádzka. O túto hodnotu sa navyšuje pôvodne vypočítaný objem TRV3MINmFRR3^+ , a to v trvaní 12 mesiacov od prvého prifázovania k ES SR. Následne je táto zložka Rezervy odstránená z výpočtu. Samotná rezerva súvisí s praktickými skúsenosťami a analýzou spúšťania blokov JE v minulosti, a vypočíta sa podľa vzťahu:

$$\text{Rezerva}_{\text{EMO3(4)}} = 10\% \text{ z } P_{\text{instEMO3(4)}} \quad (\text{F3.17})$$

Výpočet objemu $\text{mFRR}_{\text{ES SR}}$ je stanovený nasledovne:

$$\text{mFRR}_{\text{ES SR}} = (\text{mFRR-}) + (\text{TRV3MINmFRR3-}) + (\text{Dodatočná rezerva}_{\text{SEPS}}) \quad (\text{F3.18})$$

kde:

hodnota súčtu (mFRR-) a (TRV3MINmFRR3-) - pokryje najväčší záporný referenčný incident v ES

Dodatočná rezerva_{SEPS} – pokrýva zložku stanovenú ENTSO-E pre SEPS, kvôli nerealizovanému retrofitu OZE v ES SR. Platná hodnota je stanovená v RG CE v rámci Plenary Decision (dokument ENTSO-E „Additional supplementing procedure for activation of reserves for delayed retrofit TSOs). V prípade, že dôjde k realizácii prestavenia frekvenčných ochrán na OZE v ES SR, bude táto zložka vypustená z výpočtu, resp. jej hodnota bude 0 MW. Hodnota dodatočnej rezervy podľa dodatočnej procedúry je nariadená len v určitých hodinách dňa, t.j. nejedná sa o plošnú hodnotu. O túto hodnotu sa navyšuje pôvodne vypočítaný objem TRV3MINmFRR3- .



Obr. F3.6 Požiadavka na zabezpečenie hodnoty PpS pri aktivácii dodatočnej procedúry

F4 Metodika stanovenia technického dimenzovania pripojenia do PS a kapacity pripojenia pre jednotlivé miesta pripojenia do PS

4.1 Metodika stanovenia technického dimenzovania pripojenia do PS

Technickým dimenzovaním pripojenia (ďalej len „TDP“) do prenosovej sústavy je podľa Zákona o energetike technologické dimenzovanie zariadenia na pripojenie výrobcu, odberateľa, prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy (MDS) alebo prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy (RDS) do prenosovej sústavy, ktoré sa určí pre každé jednotlivé miesto pripojenia, v súlade s pravidlami trhu, vydanými podľa Zákona o regulácii.

TDP vyjadruje maximálnu využiteľnosť miesta pripojenia (ďalej len „MP“) do PS, alebo iného technologicky opodstatneného súvisiaceho miesta, zo strany užívateľa PS, vo väzbe na vopred dohodnuté technické riešenie pripojenia, resp. vo väzbe na parametre inštalovaných zariadení PS, prípadne odberateľa/výrobcu. TDP je stanovené zo strany prevádzkovateľa PS na účel uzatvorenia zmlúv o pripojení do PS. Stanovená hodnota TDP, jednotlivo pre každé miesto pripojenia do PS, nesmie byť užívateľom PS prekračovaná, a to tak v základnom, ako aj údržbovom stave PS.

Všeobecné podmienky stanovovania TDP pre užívateľov PS a spôsob oznamovania hodnôt TDP užívateľom PS sú popísané v Prevádzkovom poriadku PPS.

4.1.1 Stanovenie TDP v mieste pripojenia prevádzkovateľa RDS do PS.

V miestach pripojenia prevádzkovateľa RDS do PS je TDP stanovené ako menovitý zdanlivý výkon S_n inštalovaného transformátora PS/RDS v MVA v príslušnom mieste pripojenia, pokiaľ nie je z prevádzkových dôvodov stanovené inak.

$$TDP = S_{n(i)} \quad (F4.1)$$

$S_{n(i)}$ - menovitý zdanlivý výkon PS/RDS transformátora prevádzkovateľa PS v mieste pripojenia prevádzkovateľa RDS do PS (MVA)

4.1.1.1 Stanovenie TDP v mieste pripojenia prevádzkovateľa RDS do PS na účely záložného napájania vlastnej spotreby prevádzkovateľa RDS na úrovni 0,4 kV

V miestach pripojenia prevádzkovateľa RDS do PS na účely záložného napájania vlastnej spotreby prevádzkovateľa RDS na úrovni 0,4 kV sa hodnota TDP stanoví ako maximálny dovolený menovitý zdanlivý výkon S_{dov} istiaceho prvku v príslušnom mieste pripojenia v MVA, ak z prevádzkových dôvodov nie je stanovené inak.

$$TDP = S_{dov} \quad (F4.2)$$

S_{dov} - maximálny dovolený menovitý zdanlivý výkon istiaceho prvku v mieste pripojenia prevádzkovateľa RDS do PS na účely záložného napájania vlastnej spotreby prevádzkovateľa RDS na úrovni 0,4 kV (MVA)

4.1.2 Stanovenie TDP v mieste pripojenia koncového odberateľa elektriny do PS

V miestach pripojenia koncového odberateľa elektriny do PS je TDP stanovené ako suma maximálneho súdobého zdanlivého príkonu všetkých elektroenergetických zariadení odberateľa v MVA, pripojených do PS v spoločnom mieste pripojenia do PS.

$$TDP = \sum_{i=1}^k S_{inst(i)} \quad (F4.3)$$

$S_{inst(i)}$ - inštalovaný zdanlivý príkon i-teho elektroenergetického zariadenia koncového odberateľa elektriny

k – počet elektroenergetických zariadení koncového odberateľa elektriny, tvoriaci technologický celok odberu

4.1.3 Stanovenie TDP v mieste pripojenia výrobcu do PS

Pre zariadenie na výrobu elektriny je TDP pre dodávku elektriny do PS stanovené ako suma inštalovaných zdanlivých výkonov S_{inst} všetkých generátorov zariadenia na výrobu elektriny v MVA, pripojených do PS v spoločnom mieste pripojenia.

$$TDP = \sum_{i=1}^k S_{inst(i)} \quad (F4.4)$$

$S_{inst(i)}$ - inštalovaný zdanlivý výkon i-teho generátora (MVA)

k – počet generátorov zariadenia na výrobu elektriny, pripojených do spoločného miesta pripojenia do PS

Pre zariadenie na výrobu elektriny je TDP pre odber elektriny z PS stanovené ako suma inštalovaných zdanlivých výkonov S_{inst} všetkých odberných elektrických zariadení výrobcu v MVA, pripojených do PS v spoločnom mieste pripojenia.

$$TDP = \sum_{i=1}^k S_{inst(i)} \quad (F4.5)$$

$S_{inst(i)}$ - inštalovaný zdanlivý výkon i-teho odberného elektrického zariadenia (MVA)

k – počet odberných elektrických zariadení výrobcu, pripojených do spoločného miesta pripojenia do PS

Ak výrobca elektriny prevádzkuje zariadenie na uskladňovanie elektriny v mieste pripojenia zariadenia na výrobu elektriny do PS, platí, že:

- TDP pre dodávku elektriny do PS zodpovedá celkovému inštalovanému elektrickému výkonu zariadenia na výrobu elektriny alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny podľa toho, ktorý z celkových inštalovaných elektrických výkonov je vyšší, ak výrobca elektriny nedohodol s prevádzkovateľom prenosovej sústavy inú hodnotu,
- TDP pre odber elektriny z PS je stanovené ako suma inštalovaných zdanlivých výkonov S_{inst} všetkých odberných elektrických zariadení výrobcu alebo zariadenia na uskladňovanie elektriny podľa toho, ktorý z celkových inštalovaných elektrických výkonov je vyšší, ak výrobca elektriny nedohodol s prevádzkovateľom prenosovej sústavy inú hodnotu.

4.1.4 Stanovenie TDP v mieste pripojenia prevádzkovateľa MDS do PS a pre energetické spoločenstvo

V miestach pripojenia prevádzkovateľa MDS alebo energetického spoločenstva do PS je TDP pre odber z PS stanovené ako suma maximálneho súdobého zdanlivého príkonu S_{inst} všetkých odberných elektrických zariadení v MDS alebo v energetickom spoločenstve v MVA.

$$TDP = \sum_{i=1}^k S_{inst(i)} \quad (F4.6)$$

$S_{inst(i)}$ – inštalovaný zdanlivý príkon i-teho odberného elektrického zariadenia v MDS alebo v energetickom spoločenstve (MVA)

k – počet odberných elektrických zariadení

V miestach pripojenia prevádzkovateľa MDS alebo energetického spoločenstva do PS je TDP pre dodávku do PS stanovené ako suma maximálneho súdobého zdanlivého inštalovaného výkonu S_{inst} všetkých generátorov zariadení na výrobu elektriny v MDS alebo v energetickom spoločenstve v MVA.

$$TDP = \sum_{i=1}^k S_{inst(i)} \quad (F4.7)$$

$S_{inst(i)}$ - inštalovaný zdanlivý príkon i-teho generátora zariadenia na výrobu elektriny v MDS alebo v energetickom spoločenstve (MVA)

k – počet generátorov zariadení na výrobu elektriny

4.1.5 Stanovenie TDP v mieste pripojenia odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny do PS

V miestach pripojenia odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny do PS je TDP pre odber z PS stanovené ako suma maximálneho súdobého zdanlivého príkonu $S_{inšt}$ všetkých odberných elektrických zariadení odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny v MVA.

$$TDP = \sum_{i=1}^k S_{inst(i)} \quad (F4.8)$$

$S_{inšt(i)}$ - inštalovaný zdanlivý príkon i-teho odberného elektrického zariadenia odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny (MVA)

k – počet odberných elektrických zariadení odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny

V miestach pripojenia odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny do PS je TDP pre dodávku do PS stanovené ako suma maximálneho súdobého zdanlivého inštalovaného výkonu $S_{inšt}$ všetkých generátorov zariadení na výrobu elektriny u odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny v MVA.

$$TDP = \sum_{i=1}^k S_{inst(i)} \quad (F4.9)$$

$S_{inšt(i)}$ - inštalovaný zdanlivý príkon i-teho generátora zariadenia na výrobu elektriny u odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny (MVA)

k – počet generátorov zariadení na výrobu elektriny u odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny

4.1.6 Stanovenie TDP v mieste pripojenia prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny do PS

Pre zariadenie na uskladňovanie elektriny je TDP pre dodávku elektriny do PS stanovené ako suma inštalovaných zdanlivých výkonov $S_{inšt}$ všetkých zariadení na uskladňovanie elektriny schopných režimu dodávky elektriny do PS v MVA, pripojených do PS v spoločnom mieste pripojenia.

$$TDP = \sum_{i=1}^k S_{inst(i)} \quad (F4.10)$$

$S_{inšt(i)}$ - inštalovaný zdanlivý výkon i-teho zariadenia na uskladňovanie elektriny (MVA)

k – počet zariadení na uskladňovanie elektriny, pripojených do spoločného miesta pripojenia do PS

Pre zariadenie na uskladňovanie elektriny je TDP pre odber elektriny z PS stanovené ako suma inštalovaných zdanlivých výkonov $S_{inšt}$ všetkých zariadení na uskladňovanie elektriny schopných režimu odberu elektriny z PS v MVA, pripojených do PS v spoločnom mieste pripojenia.

$$TDP = \sum_{i=1}^k S_{inst(i)} \quad (F4.11)$$

$S_{inšt(i)}$ - inštalovaný zdanlivý výkon i-teho zariadenia na uskladňovanie elektriny (MVA)

k – počet zariadení na uskladňovanie elektriny, pripojených do spoločného miesta pripojenia do PS

Poznámka:

Pre zdroj elektriny typu prečerpávacej vodnej elektrárne (PVE) sa na účel stanovenia TDP rozlišuje turbínová a čerpadlová prevádzka zariadenia na výrobu elektriny. Vlastník zariadenia na výrobu elektriny typu PVE je povinný oznámiť prevádzkovateľovi PS vo svojej Žiadosti o pripojenie do PS hodnotu inštalovaného výkonu pre režim turbínovej a čerpadlovej prevádzky. Táto hodnota sa stane platnou a záväznou okamihom podpisu Zmluvy o pripojení do PS.

4.2 Metodika stanovenia kapacity pripojenia do PS v jednotlivých miestach pripojenia užívateľov PS

Kapacita pripojenia (od tejto kapitoly ďalej ako „KP“) pre odber z PS a pre dodávku do PS je definovaná v Dokumente A. Okrem týchto definícií v Dokumente A platí pre KP pre jednotlivé typy užívateľov PS nasledovné:

1. **KP pre odber z PS pre prevádzkovateľa RDS** je maximálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho zariadení do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS.
2. **KP pre dodávku do PS pre prevádzkovateľa RDS** je maximálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho zariadení do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS, **pokiaľ v zmluve o pripojení medzi prevádzkovateľom PS a prevádzkovateľom RDS nie je dohodnuté inak.**
3. **KP pre odber z PS pre koncového odberateľa elektriny, pripojeného do PS** je reálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho odberných elektrických zariadení do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS.
4. **KP pre odber z PS pre výrobcu elektriny pripojených do PS** je reálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho odberných elektrických zariadení do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS.
5. **KP pre dodávku do PS pre výrobcu elektriny pripojených do PS** je reálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho zariadení do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS.
6. **KP pre odber z PS pre prevádzkovateľa MDS a pre energetické spoločenstvo, pripojených do PS** je reálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho odberných elektrických zariadení do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS.
7. **KP pre dodávku do PS pre prevádzkovateľa MDS a pre energetické spoločenstvo, pripojených do PS** je reálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho zariadení na výrobu elektriny v MDS do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS.
8. **KP pre odber z PS pre odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny** pripojeného do PS je reálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho odberných elektrických zariadení do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS.
9. **KP pre dodávku do PS pre odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny** pripojeného do PS je reálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho zariadení na výrobu elektriny do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS.
10. **KP pre odber z PS pre prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny pripojeného do PS** je reálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho zariadení na uskladňovanie elektriny schopné režimu odberu elektriny z PS do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS.
11. **KP pre dodávku do PS pre prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny pripojeného do PS** je reálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia jeho

zariadení na uskladňovanie elektriny schopné režimu dodávky elektriny do PS z PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS.

Pre účely stanovenia hodnôt KP sa základným zapojením ES SR rozumie prevádzkové zapojenia transformátorov PS/RDS a ich vzájomná spolupráca v rámci jednotlivých uzlových oblastí (ďalej len „UO“) pre dané obdobie. Všeobecné podmienky stanovovania KP pre užívateľov PS a spôsob oznamovania hodnôt KP užívateľom PS sú popísané v Prevádzkovom poriadku PPS.

4.2.1 Metodika stanovenia kapacity pripojenia v miestach pripojenia do PS pre prevádzkovateľa RDS

4.2.1.1 Metodika stanovenia KP pre odber z PS

Postup určenia hodnoty **KP pre odber z PS** pre prevádzkovateľa RDS sa vykonáva v niekoľkých krokoch. Základnými vstupmi sú hodnoty inštalovaných výkonov transformátorov PS/RDS v jednotlivých miestach pripojenia (MP) prevádzkovateľa RDS do PS a maximálne hodnoty bilancií UO ES SR v ich základnom zapojení ES SR, prevzatom zo Štúdie o prevádzke elektrizačnej sústavy Slovenska na sledovaný rok.

V prvom kroku sa na základe inštalovaných výkonov transformátorov PS/RDS v jednotlivých MP prevádzkovateľa RDS do PS, ktoré sú v prenose v základnom zapojení ES SR, stanovujú maximálne hodnoty prípustných bilancií pre každú UO ES SR (MAX_BIL_{UO}) so zohľadnením bezpečnostného kritéria N-1 v PS nasledovne:

$$MAX_BIL_{UO} = \sum_{i=1}^n (S_{INŠT\ i\ UO}) - S_{INŠT\ MAX} [MVA], \quad (F4.12)$$

kde: $S_{INŠT}$ je hodnota inštalovaného výkonu transformátora PS/RDS (MVA)

$S_{INŠT\ MAX}$ je hodnota inštalovaného výkonu najväčšieho PS/RDS transformátora napájajúceho UO (MVA)

Pri UO napájanej jedným transformátorom PS/RDS je maximálna bilancia UO daná inštalovaným výkonom transformátora PS/RDS, pričom okamžité N-1 nie je plnené. Pri UO napájaných n transformátormi PS/RDS je hodnota maximálnej bilancie UO určená súčtom inštalovaných výkonov všetkých transformátorov PS/RDS napájajúcich danú UO, zníženým o inštalovaný výkon najväčšieho z nich, pričom okamžité N-1 je plnené.

Následne sa hodnota KP pre odber z PS pre jednotlivé MP prevádzkovateľa RDS do PS v prvom kroku v MW stanoví ako MAX_BIL_{UO} , ktoré jednotlivé MP napája, spolu so zohľadnením menovitého účinníka ($\cos\varphi_n$) a dispečerskej rezervy (DR) podľa nasledujúceho vzorca:

$$KP_{1.krok} = MIN(MAX_BIL_{UO}; S_{INŠT\ i}) * \cos\varphi_n * (1 - DR) [MW] \quad (F4.13)$$

V druhom kroku sa pomocou sieťových výpočtov korigujú hodnoty KP pre odber z PS v jednotlivých MP prevádzkovateľa RDS do PS stanovené v prvom kroku pre skupiny navzájom sa ovplyvňujúcich ESt v 220 kV sústave, a taktiež sú všetky stanovené hodnoty z prvého kroku podrobené bezpečnostnej analýze N-1 na úrovni systémových prenosových vedení a väzobnej transformácie 400/220 kV, **nakoľko hodnoty KP pre odber z PS sú súdobého charakteru**. V prípade neplnenia kritéria N-1 v PS sú hodnoty KP pre odber z PS stanovené v prvom kroku podľa vzorca (F4.13), znižované až do momentu jeho plnenia. Hodnoty KP pre odber z PS stanovené v prvom kroku môžu byť taktiež znížené, ak obmedzujúcim prvkom v PS je 110 kV vedenie vo vlastníctve prevádzkovateľa PS, ktoré slúži na pripojenie transformátorov PS/RDS do 110 kV rozvodne vo vlastníctve prevádzkovateľa RDS. Korekcia v daných MP prevádzkovateľa RDS do PS sa vykoná pomocou sieťových výpočtov, v ktorých sú uplatnené hodnoty KP pre odber z PS z prvého kroku. V súčasnosti je v PS SR skupina MP prevádzkovateľa RDS do PS napájaných zo sústavy 220 kV závislá od prevádzky transformátorov 400/220 kV v ESt Križovany a ESt Sučany. Do tejto závislej skupiny patria 220 kV ESt Široká, Sučany, Považská Bystrica, Senica a Šaľa.

Stanovené hodnoty KP pre odber z PS vo všetkých miestach pripojenia prevádzkovateľa RDS do PS platia len za predpokladu dodržania stanovených maximálnych bilancií v jednotlivých UO, podľa vzorca F4.14.

$$MAX_BIL_{UO\ MW} = MAX_BIL_{UO} * \cos\varphi_n * (1 - DR)[MW], \quad (F4.14)$$

kde: MAX_BIL_{UO} je hodnota maximálnej bilancie UO (MVA)

DR je dispečerska rezerva slúžiaca pre plnenie N-1 na PS/DS transformácii v každom stave prevádzky ES SR

$\cos\varphi_n$ menovitý účinník s hodnotou 0,95 (-)

Kontrola maximálnych bilancií jednotlivých UO slúži na hodnotenie transformátorovej dostatočnosti PS/RDS a jednotlivých UO, a takisto je indikatívnym parametrom včasného a efektívneho rozvoja PS/RDS transformácie. Taktiež je potrebné kontrolovať maximálnu bilanciú 220kV ES_t, stanovenú v druhom kroku, z ktorej sú napájané dve rôzne UO.

Kedže analýzy vykonané v prvom a druhom kroku nezohľadňujú vypínacie plány v rámci PS, **v treťom, tzv. aktualizáčnom kroku**, je možné v prípade potreby vykonať aktualizáciu hodnôt KP pre odber z PS, stanovených pre základné zapojenie ES SR. Takto získané výsledné hodnoty KP v jednotlivých MP spĺňajú bezpečnostné kritérium N-1 pre konkrétne neúplné zapojenie PS. Pokiaľ prevádzkovateľ PS neaktualizuje hodnoty KP pre odber z PS, stanovených pre špecifické obdobie, platia hodnoty uvedené v Zmluve o pripojení.

4.2.1.2 Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS v miestach pripojenia prevádzkovateľa RDS do PS na účely záložného napájania vlastnej spotreby prevádzkovateľa RDS na úrovni 0,4 kV

V miestach pripojenia prevádzkovateľa RDS do PS na účel záložného napájania vlastnej spotreby prevádzkovateľa RDS na úrovni 0,4 kV sa hodnota KP pre odber z PS stanoví na základe maximálnej využiteľnosti TDP so zohľadnením menovitého účinníka $\cos\varphi_n$ v MW.

$$KP_{pre\ odber\ VS} = TDP * \cos\varphi_n \quad [MW] \quad (F4.15)$$

kde: TDP maximálny dovolený menovitý zdanlivý výkon S_{dov} v MVA podľa veľkosti istiaceho prvku v príslušnom mieste pripojenia RDS na účel záložného napájania vlastnej spotreby na úrovni 0,4 kV (MVA)

$\cos\varphi_n$ menovitý účinník s hodnotou 0,95 (-)

4.2.1.3 Metodika stanovenia KP pre dodávku do PS

Hodnota KP pre dodávku do PS nezohľadňuje možnosti pripájania zariadení na výrobu elektriny do RDS, ale stanovuje maximálnu využiteľnosť TDP v jednotlivých MP v smere z RDS do PS, nakoľko na transformátoroch PS/RDS môže dochádzať aj k tokom výkonu do PS.

Postup určenia hodnoty **KP pre dodávku do PS** pre prevádzkovateľa RDS sa vykonáva v niekoľkých krokoch tak, aby hodnota KP pre dodávku do PS zohľadňovala hodnoty inštalovaných výkonov transformátorov PS/RDS v jednotlivých MP prevádzkovateľa RDS do PS, maximálne hodnoty bilancií UO ES SR v ich základnom zapojení a okamžité plnenie bezpečnostného kritéria N-1 na transformácii PS/RDS, rovnako ako pri postupe určenia hodnoty KP pre odber z PS.

V prvom kroku sa na základe vzorca F4.10 podľa postupu z určenia hodnoty KP pre odber z PS stanoví maximálne bilancie UO (MAX_BIL_{UO}) a následne hodnota KP pre dodávku do PS v prvom kroku ($KP_{1.krok}$) podľa vzorca F4.11.

Pre určenie hodnoty KP pre dodávku do PS sa v druhom kroku **neaplikuje** kontrola platnosti bezpečnostného kritéria N-1 na úrovni systémových prenosových vedení a väzobnej transformácie 400/220 kV, **nakoľko hodnoty KP pre dodávku do PS v jednotlivých MP do PS sú nesúdobého charakteru.** Hodnoty KP pre dodávku do PS stanovené v prvom kroku môžu byť znížené, ak obmedzujúcim prvkom v PS je 110 kV vedenie vo vlastníctve prevádzkovateľa PS, ktoré slúži na pripojenie transformátorov PS/RDS do 110 kV rozvodne vo vlastníctve prevádzkovateľa RDS. Taktiež sa znižujú hodnoty KP pre dodávku do PS o hodnotu KP pre dodávku do PS pre výrobcu elektriny, pripojeného do PS v terciárnom vinutí PS/RDS transformátora v danom MP.

Takto stanovené hodnoty KP pre dodávku do PS vo všetkých MP PS sú považované za maximálne. Tieto maximálne hodnoty KP pre dodávku do PS **je možné** v prípade požiadavky prevádzkovateľa RDS a následnej dohody s prevádzkovateľom PS v Zmluve o pripojení medzi prevádzkovateľom PS a prevádzkovateľom RDS **znižiť, minimálne však na hodnotu 0 MW**.

Poznámka:

Podľa ustanovení Technických podmienok prevádzkovateľa PS je prevádzkovateľ RDS povinný nahradiť výpadok transformačného výkonu PS/RDS v konkrétnom mieste pripojenia RDS do PS, zabezpečujúci pokrývanie bilancie danej UO, napájaním bilancie tejto UO prostredníctvom zariadení prevádzkovateľa RDS z okolitých transformácií PS/RDS.

Prevádzkovateľ RDS je podľa ustanovení Technických podmienok prevádzkovateľa PS povinný prevádzkovať a dlhodobu budovať vlastné zariadenia na distribúciu elektriny tak, aby vždy bolo splnené kritérium N-1 transformácie PS/RDS na strane prevádzkovateľa RDS v koordinácii s existujúcimi okolitými transformáciami PS/RDS a existujúcou distribučnou kapacitou vedení RDS. Ak to nie je možné zabezpečiť prevádzkovými opatreniami v zapojení RDS, resp. prerozdelením odberov medzi susednými uzlovými oblasťami RDS, a/alebo relevantným rozvojom RDS, prevádzkovateľ RDS je povinný dostatočne včas požiadať o rozšírenie transformácie PS/RDS. V prípade, ak opatrenia prevádzkovateľa RDS by boli nedostatočné, čo by viedlo k neoptimálnemu využitiu existujúcich transformácií PS/RDS, je prevádzkovateľ PS oprávnený, stanoviť zmenu zapojenia RDS.

4.2.2 Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS v miestach pripojenia koncového odberateľa elektriny do PS

KP pre odber z PS pre koncového odberateľa elektriny pripojeného do PS, je stanovená na základe reálnej využiteľnosti TDP so zohľadnením menovitého účinníka ($\cos\varphi_n$) a koeficientu súdobosti v každom jednotlivom mieste pripojenia do PS pre koncového odberateľa elektriny z PS.

$$KP_{pre\ odber} = TDP * \cos\varphi_n * koef.súdobosti \quad [MW] \quad (F4.16)$$

kde: TDP je súčet $S_{inšt}$ odberných elektrických zariadení v každom jednotlivom mieste pripojenia do PS (MVA)

koeficient súdobosti je koeficient slúžiaci na stanovenie reálneho maximálneho odoberaného činného výkonu

KP pre dodávku do PS pre koncového odberateľa elektriny pripojeného do PS je nulová.

4.2.3 Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS a dodávku do PS v miestach pripojenia výrobcu elektriny do PS

KP pre odber z PS pre výrobcu elektriny, pripojeného do PS, je stanovená na základe reálnej využiteľnosti TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia do PS pre výrobcu elektriny so zohľadnením menovitého účinníka ($\cos\varphi_n$) a koeficientu súdobosti, pričom predstavuje maximálnu hodnotu odoberaného činného výkonu (MW), ak zariadenie na výrobu elektriny nevyrába.

$$KP_{pre\ odber} = TDP * \cos\varphi_n * koef.súdobosti \quad [MW], \quad (F4.17)$$

kde: TDP je súčet $S_{inšt}$ odberných elektrických zariadení v každom jednotlivom mieste pripojenia do PS (MVA)

koeficient súdobosti koeficient slúžiaci na stanovenie reálneho maximálneho odoberaného činného výkonu

KP pre dodávku do PS pre výrobcu elektriny pripojeného do PS je stanovená na základe reálnej využiteľnosti TDP so zohľadnením menovitého účinníka ($\cos\varphi_n$) a odoberaného činného výkonu pre technologickú vlastnú spotrebu a ostatnú (netechnologickú) vlastnú spotrebu, ak technológia výroby elektriny daného zariadenia na výrobu elektriny umožňuje pokrývať vlastnú spotrebu z vyrobenej elektriny v danom mieste pripojenia. KP pre dodávku do PS zohľadňuje aj elektrické straty na zariadeniach, ktorými je výrobca elektriny pripojený do daného miesta pripojenia v PS.

$$KP_{pre\ dodávku} = TDP * \cos\varphi_n - P_{VS} [MW], \quad (F4.18)$$

kde: TDP je súčet $S_{inšt}$ zariadení na výrobu elektriny každom jednotlivom mieste pripojenia (MVA)

P_{VS} je činný výkon pre vlastnú spotrebu výrobcu elektriny pripojeného do PS, ktorá zahŕňa technologickú vlastnú spotrebu, ostatnú (netecnologickú) vlastnú spotrebu a elektrické straty na zariadeniach, ktorými je výrobca elektriny pripojený do daného miesta pripojenia v PS (MW)

Metodika výpočtu KP pre dodávku do PS podľa tohto bodu platí pre:

1. nových výrobcov elektriny, žiadajúcich o pripojenie do PS,
2. výrobcov elektriny, ktorí žiadajú o opätovné pripojenie do PS (Prevádzkový poriadok PPS, kapitola 2.2),
3. výrobcov elektriny, ktorí zásadným spôsobom menia technické parametre zariadenia na výrobu elektriny (Prevádzkový poriadok PPS, kapitola 2.2),
4. výrobcov elektriny, ktorí požadujú navýšenie alebo zníženie TDP oproti hodnote, dohodnutej v zmluve o pripojení.

Pre výrobcov elektriny s platnou zmluvou o pripojení do PS platia hodnoty KP pre dodávku do PS uvedené v zmluve o pripojení.

Ak výrobca elektriny prevádzkuje zariadenie na uskladňovanie elektriny v mieste pripojenia zariadenia na výrobu elektriny do PS, pre výpočet KP platia vzorce F 4.17 a F 4.18.

5.1.1 Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS a dodávku do PS v miestach pripojenia prevádzkovateľa MDS a energetického spoločenstva do PS

KP pre odber z PS pre prevádzkovateľa MDS a energetické spoločenstvo, pripojených do PS, je stanovená na základe reálnej využiteľnosti TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia do PS pre prevádzkovateľa MDS a energetické spoločenstvo so zohľadnením menovitého účinníka ($\cos\varphi_n$) a koeficientu súdobosti.

$$KP_{pre\ odber} = TDP * \cos\varphi_n * koef.súdobosti [MW], \quad (F4.19)$$

kde: TDP je súčet $S_{inšt}$ odberných elektrických zariadení v každom jednotlivom mieste pripojenia MDS alebo energetického spoločenstva do PS (MVA)

KP pre dodávku do PS pre prevádzkovateľa MDS alebo energetické spoločenstvo, pripojených do PS, je stanovená na základe reálnej využiteľnosti TDP so zohľadnením menovitého účinníka ($\cos\varphi_n$) a koeficientu súdobosti.

$$KP_{pre\ dodávku} = TDP * \cos\varphi_n * koef.súdobosti [MW], \quad (F4.20)$$

kde: TDP je súčet $S_{inšt}$ zariadení na výrobu elektriny v každom jednotlivom mieste pripojenia MDS alebo energetického spoločenstva do PS (MVA)

4.2.4 Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS a dodávku do PS v miestach pripojenia odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny pripojeného do PS

KP pre odber z PS pre odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny, pripojeného do PS, je stanovená na základe reálnej využiteľnosti TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia do PS pre odberateľa s povolením na podnikanie v energetike so zohľadnením menovitého účinníka ($\cos\varphi_n$) a koeficientu súdobosti.

$$KP_{pre\ odber} = TDP * \cos\varphi_n * koef.súdobosti [MW], \quad (F4.21)$$

kde: TDP je súčet $S_{inšt}$ odberných elektrických zariadení v každom jednotlivom mieste pripojenia odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny pripojeného do PS (MVA)

KP pre dodávku do PS pre odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny, pripojeného do PS, je stanovená na základe reálnej využiteľnosti TDP so zohľadnením menovitého účinníka ($\cos\varphi_n$) a koeficientu súdobosti.

$$KP_{pre\ dodávku} = TDP * \cos\varphi_n * koef.súdobosti \text{ [MW]}, \quad (F4.22)$$

kde: TDP je súčet $S_{inšt}$ zariadení na výrobu elektriny v každom jednotlivom mieste pripojenia odberateľa s povolením na podnikanie v energetike v oblasti distribúcie elektriny pripojeného do PS (MVA)

4.2.5 Metodika stanovenia kapacity pripojenia pre odber z PS a dodávku do PS v miestach pripojenia prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny do PS

KP pre odber z PS pre prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny, pripojeného do PS, je stanovená na základe reálnej využiteľnosti TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia do PS pre prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny so zohľadnením menovitého účinníka ($\cos\varphi_n$) a koeficientu súdobosti.

$$KP_{pre\ odber} = TDP * \cos\varphi_n * koef.súdobosti \text{ [MW]}, \quad (F4.23)$$

kde: TDP je súčet $S_{inšt}$ zariadení na uskladňovanie elektriny schopných režimu odberu elektriny z PS v každom jednotlivom mieste pripojenia prevádzkovateľa zariadení na uskladňovanie elektriny do PS (MVA)

KP pre dodávku do PS pre prevádzkovateľa zariadenia na uskladňovanie elektriny, pripojeného do PS, je stanovená na základe reálnej využiteľnosti TDP so zohľadnením menovitého účinníka ($\cos\varphi_n$) a koeficientu súdobosti.

$$KP_{pre\ dodávku} = TDP * \cos\varphi_n * koef.súdobosti \text{ [MW]}, \quad (F4.24)$$

kde: TDP je súčet $S_{inšt}$ zariadení na uskladňovanie elektriny schopných režimu dodávky elektriny do PS v každom jednotlivom mieste pripojenia prevádzkovateľa zariadení na uskladňovanie elektriny do PS (MVA)

Poznámka:

Pre zariadenie na výrobu elektriny typu prečerpávacej vodnej elektrárne (PVE) sa hodnota KP pre odber z PS určí na základe inštalovaných výkonov zariadení na výrobu elektriny pripojených do PS schopných režimu čerpadlovej prevádzky.

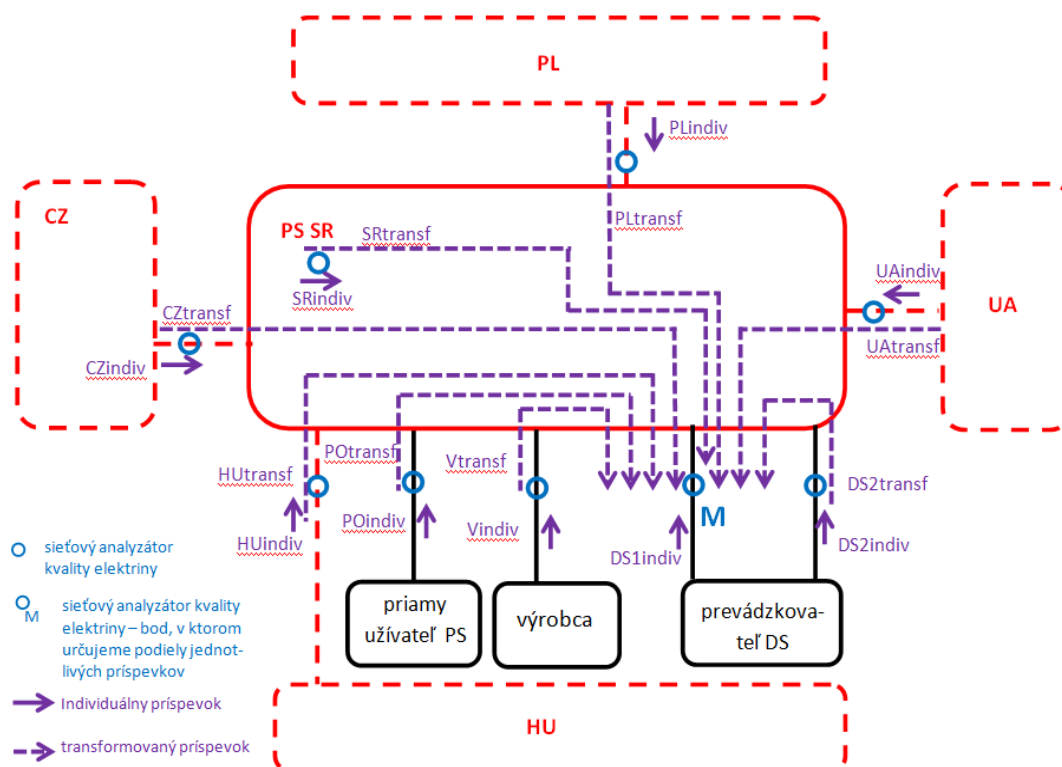
Pre zariadenie na výrobu elektriny typu prečerpávacej vodnej elektrárne (PVE) sa hodnota KP pre dodávku do PS určí na základe inštalovaných výkonov zariadení na výrobu elektriny pripojených do PS schopných režimu turbínovej prevádzky.

F5 Metodika stanovenia príspevkov a rozúčtovania príspevkov nekvality napätia medzi užívateľov prenosovej sústavy a zariadenia PPS

Z analýzy meraní vykonávaných sieťovými analyzátormi kvality napätia inštalovanými na všetkých odberno-odovzdávacích miestach (OOM) prenosovej sústavy (PS) a na medzištátnych vedeniach vyplýva, že primárnymi zdrojmi nekvality elektriny v PS sú užívatelia PS, ktorí svojou činnosťou a druhom prevádzkovaných zariadení nepriaznivo ovplyvňujú napäťové charakteristiky v uzloch PS. Metodika stanovenia príspevkov a rozúčtovania príspevkov nekvality napätia od užívateľov PS a zariadení PPS určuje v jednotlivých uzloch PS, aký je príspevok nekvality napätia od jednotlivých užívateľov PS a zariadení PPS.

Principiálne znázornenie metodiky

Na obrázku nižšie je znázornená zjednodušená schéma PS SR s okolitými sústavami. Súčasne sú na obrázku symbolicky uvedené individuálne a transformované príspevky nekvality napätia od jednotlivých prispievateľov (užívateľov PS), konkrétne od susedných sústav, priamych užívateľov PS, výrobcov elektriny a prevádzkovateľov DS. Zároveň na obrázku je zvýraznené umiestnenie analyzátora v mieste „M“, v ktorom sa určuje, aký je podiel jednotlivých prispievateľov k celkovej úrovni nekvality napätia.



Obr. F5.1 Znázornenie jednotlivých príspevkov od užívateľov PS daného kvalitatívneho ukazovateľa kvality elektriny v mieste „M“

Vstupné údaje:

1. Elektrické parametre vedení, transformátorov, elektrických zdrojov nachádzajúcich sa v PS SR.
2. Hodnoty príspevkov skratových prúdov – trojfázové začiatkové súmerné rázové skratové prúdy.
3. Hodnoty skutočných fázových napätí a prúdov, činných a jalových výkonov.
4. Namerané hodnoty kvalitatívnych ukazovateľov napätia.
5. Stavové hodnoty z prevádzky – schéma zapojenia elektrizačnej sústavy SR, pozícia odbočiek transformátorov.

5.1 Výpočet metodiky stanovenia príspevku a rozúčtovania príspevku harmonických napätí medzi užívateľmi PS

Predpokladajme, že v uzloch elektrizačnej sústavy $1, 2, \dots, n$ sú známe úrovne jednotlivých vyšších harmonických napätí od 2. do 25. rádu.

Pre danú harmonickú ($harm = 2, 3, \dots, 25$) je možné napísať nasledovný vzťah:

$$[\dot{U}_{namer,harm}]_{n \times 1} = [\dot{k}_{harm}]_{n \times n} \cdot [\dot{U}_{indiv,harm}]_{n \times 1} \quad (F5.1-1)$$

kde n je počet uzlov v elektrizačnej sústave a počet riadkov, resp. stĺpcov matice,

$n \times 1$ označuje stĺpcový vektor s n riadkami,

$n \times n$ označuje štvorcovú maticu s n riadkami a n stĺpcami,

$[\dot{U}_{namer,harm}]$ je vektor fázorov napätí určených z merania pre harmonickú $harm$,

$[\dot{k}_{harm}]$ je matica prenosových koeficientov určená pre harmonickú $harm$,

$[\dot{U}_{indiv,harm}]$ je vektor individuálnych príspevkov od zdrojov napätí danej harmonickej $harm$ do predmetných uzlov, v ktorých sa tieto zdroje nachádzajú.

Rovnicu 5.1-1 je možné zapísať aj v nasledovnom tvare:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{namer,1,harm} \\ \dot{U}_{namer,2,harm} \\ \vdots \\ \dot{U}_{namer,n,harm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{k}_{1,1,harm} & \dot{k}_{1,2,harm} & \dots & \dot{k}_{1,n,harm} \\ \dot{k}_{2,1,harm} & \dot{k}_{2,2,harm} & \dots & \dot{k}_{2,n,harm} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \dot{k}_{n,1,harm} & \dot{k}_{n,2,harm} & \dots & \dot{k}_{n,n,harm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{U}_{indiv,1,harm} \\ \dot{U}_{indiv,2,harm} \\ \vdots \\ \dot{U}_{indiv,n,harm} \end{bmatrix} \quad (F5.1-2)$$

Prvky na hlavnej diagonále matice prenosových koeficientov sú **vlastné prenosové koeficienty** a prvky mimo hlavnej diagonály sú **vzájomné prenosové koeficienty**. Veľkosti vlastných prenosových koeficientov sú pre všetky rády harmonických rovné jednej.

Maticu **prenosových koeficientov pre celú sústavu s n uzlami je možné určiť nasledovne:**

1. zostavenie matematického modelu sústavy pre daný rád harmonickej ($harm = 2, 3, \dots, 25$), ktorý je reprezentovaný uzlovou admitančnou maticou. V matematickom modeli sústavy sú všetky zdroje vyskratované. V uzlovej admitančnej matici sú však impedancie týchto zdrojov zahrnuté. Impedancie zdrojov sú určené z ich skratových príspevkov do sústavy a z požadovaných napätí na ich svorkách,
2. injektovanie prúdu do uzla sústavy ($inj = 1$),
3. určenie fázorov napätí vo všetkých uzloch sústavy $i = 1, 2, \dots, n$,
4. výpočet prenosového koeficientu pre danú harmonickú medzi uzlom injektovania prúdu inj a i -tým uzlom PS:

$$\dot{k}_{i,inj,harm} = \frac{\dot{U}_{i,harm}}{\dot{U}_{inj,harm}} \quad (F5.1-3)$$

5. vykonanie 2., 3. a 4. kroku pre uzly injektovania prúdu až po n , t.j. pre $inj = 2, 3, \dots, n$, kde n je počet uzlov PS.

Kroky 1, 2, až 5 sa vykonajú pre harmonické od 2. až do 25. rádu.

Po zostavení matice prenosových koeficientov je možné z rovnice 5.1-1 pre danú harmonickú určiť **jednotlivé individuálne príspevky predmetnej harmonickej od jednotlivých zdrojov harmonických**:

$$[\dot{U}_{indiv,harm}]_{n \times 1} = inv([\dot{k}_{harm}]_{n \times n}) \cdot [\dot{U}_{namer,harm}]_{n \times 1} \quad (F5.1-4)$$

Následne je možné pre danú harmonickú za použitia matice prenosových koeficientov a vektora individuálnych príspevkov napätí predmetnej harmonickej určiť príspevok zdroja predmetnej harmonickej inštalovaný v ľubovoľnom uzle PS do konkrétneho uzla v PS.

Vychádzajúc z rovnice 5.1-1 napríklad pre i -ty uzol v PS platí:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\text{namer},i,\text{harm}} = & \dot{k}_{i,1,\text{harm}} \cdot \dot{U}_{\text{indiv},1,\text{harm}} + \dot{k}_{i,2,\text{harm}} \cdot \dot{U}_{\text{indiv},2,\text{harm}} + \dots + \\ & + \dot{k}_{i,n,\text{harm}} \cdot \dot{U}_{\text{indiv},n,\text{harm}} \end{aligned} \quad (\text{F5.1-5})$$

kde n je počet uzlov v PS, v ktorých sú inštalované zdroje napätia danej harmonickej,

$\dot{U}_{\text{namer},i,\text{harm}}$ je fázor napätia danej harmonickej získaný z merania v i -tom uzle,

$\dot{k}_{i,1,\text{harm}}, \dot{k}_{i,2,\text{harm}}, \dots, \dot{k}_{i,n,\text{harm}}$ sú prvky z i -teho riadku matice prenosových koeficientov,

$\dot{U}_{\text{indiv},1,\text{harm}}, \dot{U}_{\text{indiv},2,\text{harm}}, \dots, \dot{U}_{\text{indiv},n,\text{harm}}$ sú individuálne príspevky od zdrojov harmonických do uzlov, v ktorých sa nachádzajú tieto zdroje.

Z vyššie uvedeného príspevok od j -teho zdroja danej harmonickej do i -teho uzla PS je rovný:

$$\dot{k}_{i,j,\text{harm}} \cdot \dot{U}_{\text{indiv},j,\text{harm}} \quad (\text{F5.1-6})$$

Tento príspevok nazývame „transformovaný príspevok“.

Tým, že vektory príspevkov môžu nadobúdať rozdielne smery, je potrebné určiť **percentuálny podiel príspevku j -teho zdroja danej harmonickej na výslednej úrovni danej harmonickej v uzle i od všetkých zdrojov danej harmonickej nasledovným spôsobom:**

$$\frac{|\dot{k}_{i,j,\text{harm}} \cdot \dot{U}_{\text{indiv},j,\text{harm}}| \cdot 100 \%}{|\dot{k}_{i,1,\text{harm}} \cdot \dot{U}_{\text{indiv},1,\text{harm}}| + |\dot{k}_{i,2,\text{harm}} \cdot \dot{U}_{\text{indiv},2,\text{harm}}| + \dots + |\dot{k}_{i,n,\text{harm}} \cdot \dot{U}_{\text{indiv},n,\text{harm}}|} \quad (\text{F5.1-7})$$

5.2 Výpočet metodiky stanovenia príspevku koeficientu celkového harmonického skreslenia THD_U medzi užívateľmi PS

Na určenie úrovne vyšších harmonických v PS sa používa činiteľ celkového harmonického skreslenia THD_U (total harmonic distortion), ktorý sa pre napätie počíta nasledovne:

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} U_h^2}}{U_1} \cdot 100 \% \quad (\text{F5.2-1})$$

kde

U_h je veľkosť efektívnej hodnoty napätia h -tej harmonickej,

U_1 veľkosť efektívnej hodnoty napätia základnej harmonickej,

$h_{\max}$ je maximálny rád harmonickej, pre ktorý sa činiteľ počíta. V distribučných sústavách podľa normy STN EN 50160: 02/2011 je $h_{\max} = 40$. V PS SR je vzhľadom na výsledky dlhodobých meraní postačujúce uvažovať s $h_{\max} = 25$. Hodnoty prúdov a napätí vyšších rádov harmonických ($h > 25$) sú zanedbateľné.

V prípade požiadavky stanovenia podielu zdrojov vyšších harmonických, ktoré sú prevádzkované v uzloch PS, na celkovom harmonickom skreslení v i -tom uzle PS postupujeme nasledovne:

1. je potrebné mať k dispozícii merania napätí 1. až 25. harmonickej a THD_U v uzloch PS,
2. určia sa matice prenosových koeficientov pre 2. až 25. harmonickú,
3. určia sa individuálne príspevky napätia 2. až 25. harmonickej od zdrojov harmonických do jednotlivých uzlov, v ktorých sú tieto zdroje harmonických prevádzkované – použitím rovnice 5.1-4,
4. transformujú sa individuálne príspevky z uzlov PS do uzla i – použitím rovnice 5.1-6,

5. z transformovaných príspevkov z uzlov PS do uzla i a z nameranej úrovne napätia 1. harmonickej v uzle i sa určia v uzle i činitele $THD_{U_i, \text{odzdroja}_1}$, $THD_{U_i, \text{odzdroja}_2}$, ..., $THD_{U_i, \text{odzdroja}_n}$ spôsobené zdrojmi harmonických prevádzkovaných v uzloch $1, 2, \dots, n$.

Činiteľ celkového harmonického skreslenia napätia od zdroja harmonických v uzle j transformovaný do uzla i je:

$$THD_{U_i, \text{odzdroja}_j} = \frac{\sqrt{\sum_{harm=2}^{25} (|\dot{k}_{i,j,harm} \cdot \dot{U}_{\text{indiv},j,harm}|)^2}}{|\dot{U}_{1h_namer_uzoli}|} \cdot 100 \% \quad (\text{F5.2-2})$$

6. Percentuálny podiel j -teho zdroja harmonických na celkovom harmonickom skreslení v uzle i sa určí nasledovne:

$$\frac{THD_{U_i, \text{odzdroja}_j}}{THD_{U_i, \text{odzdroja}_1} + THD_{U_i, \text{odzdroja}_2} + \dots + THD_{U_i, \text{odzdroja}_n}} \cdot 100 \% \quad (\text{F5.2-3})$$

5.3 Metodiky stanovenia príspevku a rozúčtovania príspevku flikra medzi užívateľmi PS

5.3.1 Krátkodobá miera vnímania flikra P_{st}

Predpokladajme, že v každom z n uzlov elektrizačnej sústavy ($i = 1, 2, \dots, n$) je známa nameraná hodnota veľkosti flikra $P_{namer,i}$ (krátkodobá miera vnímania flikra).

Vychádzajúc z teórie šírenia flikra vyplýva nasledovný vzťah :

$$[P_{namer}^3]_{n \times 1} = [k^3]_{n \times n} \cdot [P_{\text{indiv}}^3]_{n \times 1} \quad (\text{F5.3-1})$$

kde n je počet uzlov v elektrizačnej sústave a počet riadkov, resp. stĺpcov matice,

$n \times 1$ označuje stĺpcový vektor s n riadkami,

$n \times n$ označuje štvorcovú maticu s n riadkami a n stĺpcami,

$[P_{namer}]$ je vektor nameraných úrovní flikra v uzloch PS,

$[k]$ je **matica prenosových koeficientov flikra**,

$[P_{\text{indiv}}]$ je vektor individuálnych príspevkov od zdrojov flikra do predmetných uzlov, v ktorých sa tieto zdroje nachádzajú.

Rovnica 5.3-1 matematicky opisuje vzťah medzi nameranými úrovňami flikra v uzloch PS a individuálnymi úrovňami flikra v jednotlivých uzloch PS. Túto rovnicu je možné zapísať aj v nasledovnom tvare:

$$\begin{bmatrix} P_{namer,1}^3 \\ P_{namer,2}^3 \\ \vdots \\ P_{namer,n}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_{1,1}^3 & k_{1,2}^3 & \dots & k_{1,n}^3 \\ k_{2,1}^3 & k_{2,2}^3 & \dots & k_{2,n}^3 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ k_{n,1}^3 & k_{n,2}^3 & \dots & k_{n,n}^3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{\text{indiv},1}^3 \\ P_{\text{indiv},2}^3 \\ \vdots \\ P_{\text{indiv},n}^3 \end{bmatrix} \quad (\text{F5.3-2})$$

Prvky na hlavnej diagonále matice prenosových koeficientov sú **vlastné prenosové koeficienty** a prvky mimo hlavnej diagonály sú **vzájomné prenosové koeficienty**.

Veľkosti vlastných prenosových koeficientov sú rovné jednej, veľkosti vzájomných prenosových koeficientov sú z otvorenej množiny reálnych čísel ohraničenej nulou a jednotkou.

Maticu prenosových koeficientov je možné určiť nasledovne:

1. zostavenie matematického modelu sústavy. Matematický model pozostáva z modelov transformátorov, vedení, záťaží a zdrojov napätí, ktoré reprezentujú okolité sústavy a výrobné elektriny. Impedancie zdrojov napätia (okolitej sústavy) a výrobné elektriny sú určené z ich skratových príspevkov do sústavy a z požadovaných napätí na ich svorkách,
2. určenie fázorov napätí vo všetkých uzloch sústavy $\dot{U}_i^{\text{pred}}$, kde $i = 1, 2, \dots, n$,
3. umiestnenie prídavného zaťaženia do uzla sústavy ($zat = 1, 2, \dots, n$), kde n je počet uzlov sústavy,
4. určenie fázorov napätí vo všetkých uzloch sústavy $\dot{U}_i^{\text{po}}$, kde $i = 1, 2, \dots, n$,
5. výpočet prenosového koeficientu medzi uzlom s prídavnou záťažou a i -tým uzlom:

$$k_{i,zat} = \frac{|\dot{U}_i^{\text{po}} - \dot{U}_i^{\text{pred}}|}{|\dot{U}_{zat}^{\text{po}} - \dot{U}_{zat}^{\text{pred}}|} \quad (\text{F5.3-3})$$

6. vykonanie 3., 4. a 5. kroku pre všetky uzly s prídavnou záťažou až po uzol n .

Po zostavení matice prenosových koeficientov a známom vektore nameraných úrovní flikra v sústave je možné z rovnice 5.3-1 určiť **jednotlivé individuálne príspevky flikra v uzloch PS nasledovne:**

$$[P_{\text{indiv}}]_{n \times 1} = \sqrt[3]{\frac{[P_{\text{namer}}^3]_{n \times 1}}{[k^3]_{n \times n}}} \quad (\text{F5.3-4})$$

Za použitia matice prenosových koeficientov a vektora individuálnych príspevkov flikra je možné následne určiť ako prispieva zdroj flikra v uzle PS na hodnotu flikra v inom uzle PS.

Vychádzajúc z rovnice 5.3-1 napríklad pre i -ty uzol v PS platí:

$$P_{\text{namer},i}^3 = k_{i,1}^3 \cdot P_{\text{indiv},1}^3 + k_{i,2}^3 \cdot P_{\text{indiv},2}^3 + \dots + k_{i,n}^3 \cdot P_{\text{indiv},n}^3 \quad (\text{F5.3-5})$$

kde n je počet uzlov v elektrizačnej sústave, v ktorých sú prevádzkované zdroje flikra,

P_{namer} je veľkosť flikra nameraná v i -tom uzle,

$k_{i,1}, k_{i,2}, \dots, k_{i,n}$ sú prvky z i -teho riadku matice prenosových koeficientov,

$P_{\text{indiv},1}, P_{\text{indiv},2}, \dots, P_{\text{indiv},n}$ sú individuálne príspevky od zdrojov flikra do uzlov, v ktorých sa nachádzajú tieto zdroje.

Z vyššie uvedeného vyplýva, že **príspevok od j -teho zdroja flikra do i -teho uzla PS je rovný:**

$$k_{i,j}^3 \cdot P_{\text{indiv},j}^3 \quad (\text{F5.3-6})$$

Percentuálny podiel príspevku j -teho zdroja flikra na výslednej úrovni flikra v uzle i od všetkých zdrojov flikra je možné vypočítať nasledovne:

$$\frac{k_{i,j}^3 \cdot P_{\text{indiv},j}^3}{P_{\text{namer},i}^3} \cdot 100 \% \quad (\text{F5.3-7})$$

5.3.2 Dlhodobá miera vnímania flikra P_{lt}

Superpozícia individuálnych nezávislých príspevkov od zdrojov flikra podľa rovnice 5.3-2 platí pre P_{st} , to zn. pre krátkodobú mieru vnemu flikra (st – short term). Krátkodobá miera vnímania flikra je štatisticky určená hodnota z 10-minútového intervalu merania.

Dlhodobá miera vnímania flikra P_{lt} (lt – long term) sa počíta z postupnosti dvanástich hodnôt P_{st} počas dvojhodinového intervalu.

Ak sú k dispozícii úrovne P_{st} (namerané úrovne flikra v uzloch sústavy a individuálne príspevky vypočítané z nameraných úrovní a z prenosových koeficientov) je možné prislúchajúce P_{lt} vypočítať prostredníctvom tzv. kĺzavého kubického priemeru 12-tich po sebe nasledujúcich hodnôt P_{st} počas periódy 2 hodín použitím nasledujúceho vzťahu:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st,i}^3}{12}} \quad (\text{F5.3-8})$$

kde $P_{st,i}$ je nameraná úroveň flikra v i -tom uzle $P_{namer,i}$, resp. vypočítaný individuálny príspevok od i -teho zdroja $P_{indiv,i}$.

5.4 Metodiky stanovenia príspevku a rozúčtovania príspevku nesymetrie napätia medzi zariadenia PPS a ďalšími užívateľmi

Použitá metodika si vyžaduje reálnu elektrizačnú sústavu modelovať v podobe **3-fázového modelu**. Tzn. každé zariadenie (vedenie, transformátor, zdroj napätia a záťaž) je rozdelené na 3 jednofázové časti/jednotky.

Činiteľ napäťovej nesymetrie v danom uzle reprezentujúci nesymetriu od všetkých elektroenergetických zariadení, ktoré sú súčasťou modelu (celková nesymetria v danom uzle), je možné určiť nasledovne:

$$\rho_U = \left| \frac{\dot{U}_{(2)}}{\dot{U}_{(1)}} \right| \cdot 100 \quad (\text{F5.4-1})$$

kde :

$\dot{U}_{(2)}$ je fázor spätnej zložky napätia základnej harmonickej v danom uzle,

$\dot{U}_{(1)}$ je fázor súradnej zložky napätia základnej harmonickej v danom uzle.

Postup výpočtu nesymetrie napätia je nasledovný:

1. Zostavenie 3-fázového modelu PS:

- každá fáza vedenia je reprezentovaná $\square$ článkom, ktorý pozostáva z impedancie a kapacít vedenia,
- každý transformátor je rozdelený na 3 jednofázové jednotky, pričom výsledný model jednej jednotky je reprezentovaný $\square$ článkom, ktorý pozostáva z prvkov reprezentujúcich napäťový prevod, výkon transformátora, napätie nakrátko, straty naprázdno a straty nakrátko transformátora,
- okolitá sústava je reprezentovaná zdrojmi napätia, ktoré pozostávajú z troch jednofázových zdrojov, impedancie zdrojov sú vypočítané tak, aby boli na svorkách zdrojov modelu namerané skutočné napätia,
- každý priamy užívateľ pozostáva z troch jednofázových jednotiek, ktoré sú modelované impedanciami s hodnotami vypočítanými zo zadaných odoberaných činných a jalových výkonov a napätí v danom uzle pripojenia,
- každá distribučná sústava je obdobne ako priamy užívateľ modelovaný impedanciami s hodnotami vypočítanými z hodnôt odoberaných činných a jalových výkonov a napätí v danom uzle pripojenia,
- každý výrobca je modelovaný tromi jednofázovými zdrojmi, impedancie zdrojov sú vypočítané na základe príspevku trojfázového počiatočného súmerného rozového skratového prúdu do spoločného bodu pripojenia a skutočných napätí v mieste PCC (PCC – point of common coupling – spoločný bod pripojenia).

2. Výpočet ustáleného chodu na 3-fázovom modeli PS metódou uzlových napätí.

3. Určenie celkovej nesymetrie v daných uzloch.

Činiteľ celkovej nesymetrie v danom uzle (to zn. príspevok nesymetrie od všetkých zdrojov nesymetrie nachádzajúcich sa v sústave do daného uzla) je možné určiť:

- a) priamo meraním – v tomto prípade je možné určiť nesymetriu v uzloch inštalácie sieťových analyzátorov hlavného merania,
- b) výpočtom na modeli sústavy – v ľubovoľných uzloch riešenej sústavy.

Určenie činiteľa nesymetrie v danom uzle výpočtom si vyžaduje vypočítané napätia (fázové, resp. združené) v predmetnom uzle transformovať do sústavy symetrických zložiek (súsledná, spätná a netočivá zložka) použitím Fortescueovej metódy a následne aplikovať rovnicu 5.4-1.

Činiteľ celkovej nesymetrie v danom uzle je možné výpočtom určiť v komplexnom tvare za použitia rovnice 5.4-1 bez uvažovania absolútnej hodnoty pomeru.

4. **Určenie napäťovej nesymetrie od jednotlivých zdrojov nesymetrie.** K určeniu je potrebné zostaviť uzlovú admitančnú maticu pre celú riešenú sústavu a uzlovú admitančnú maticu pre daný zdroj nesymetrie, od ktorého je počítaný príspevok nesymetrie (napr. množina vedení a množina transformátorov, jednotliví užívatelia, jednotlivé distribučné sústavy a pod.).
5. **Určenie matíc symetrických zložiek pre jednotlivé uzly PS** (pozostávajúce z trojice uzlov – z dôvodu 3-fázového modelu) pre jednotlivé zostavené uzlové admitančné matice – použitím Fortescueovej metódy.

Napríklad pre prvú trojicu uzlov (1), t.j. uzly (1,2,3) platí:

$$\text{sym}Y_{(1)(1)} = S \cdot \begin{bmatrix} Y_{u(1,1)} & Y_{u(1,2)} & Y_{u(1,3)} \\ Y_{u(2,1)} & Y_{u(2,2)} & Y_{u(2,3)} \\ Y_{u(3,1)} & Y_{u(3,2)} & Y_{u(3,3)} \end{bmatrix} \cdot T \quad (\text{F5.4-2})$$

Vo všeobecnosti je možné admitančnú maticu vyjadrenú v symetrických zložkách (maticu $\text{sym}Y$) zapísať v tvare:

$$\text{sym}Y_{(x)(y)} = \begin{bmatrix} Y_{00:(x)(y)} & Y_{0+:(x)(y)} & Y_{0-:(x)(y)} \\ Y_{+0:(x)(y)} & Y_{++:(x)(y)} & Y_{+-:(x)(y)} \\ Y_{-0:(x)(y)} & Y_{-+:(x)(y)} & Y_{--:(x)(y)} \end{bmatrix} \quad (\text{F5.4-3})$$

kde:

$(x)(y)$ je xy -tá trojica uzlov,

00 je netočivá zložka admitancie,

++ je súsledná zložka admitancie, -- je spätná zložka admitancie, +- je spätно-súsledná zložka admitancie.

6. **Určenie príspevkov napäťovej nesymetrie do daných uzlov od jednotlivých zdrojov napäťovej nesymetrie.**

V prípade požiadavky určiť napr. podiel príspevku nesymetrie spôsobenej všetkými užívateľmi na celkovej nesymetrii v daných uzloch je potrebné zostaviť nasledovné matice:

- a) tzv. **maticu súsledných zložiek admitancií** – z matice symetrických zložiek celej riešenej sústavy:

$$Y_{++:(x)(y)}^{\text{odberatelia}} = Y_{++:(x)(y)}^{\text{sustava}}, \text{ t.j. prvok z 2. riadku a 2. stĺpca matice } \text{sym}Y_{(x)(y)}^{\text{sustava}},$$

- b) tzv. **maticu spätно-súsledných zložiek admitancií** – z matice symetrických zložiek reprezentujúcu množinu užívateľov,

$$Y_{-+:(x)(y)}^{\text{odberatelia}}, \text{ t.j. prvok z tretieho riadku a druhého stĺpca matice } \text{sym}Y_{(x)(y)}^{\text{odberatelia}}.$$

Príspevky od jednotlivých zdrojov napäťovej nesymetrie do jednotlivých uzlov, napr. príspevok od množiny užívateľov sa určia nasledovne:

$$[\dot{U}_{-}^{\text{odberatelia}}]_{n \times 1} = -\text{inv}([\dot{Y}_{++}^{\text{odberatelia}}]_{n \times n}) \cdot [\dot{Y}_{-+}^{\text{odberatelia}}]_{n \times n} \cdot [\dot{U}_{+}]_{n \times 1} \quad (\text{F5.4-4})$$

kde $[\dot{U}_{-}^{odberatelia}]$ je vektor spätných zložiek napätí od množiny užívateľov o rozmere $n \times 1$, kde n je počet uzlov (trojíc uzlov) v sústave,

$[\dot{U}_{+}]$ je vektor súsledných zložiek napätí z merania, resp. výpočtu.

Následne príspevok napäťovej nesymetrie od všetkých užívateľov do konkrétneho uzla x sa určí:

$$\dot{\rho}_{U:x}^{odberatelia} = \frac{\dot{U}_{-:x}^{odberatelia}}{\dot{U}_{+:x}} \cdot 100 \% \quad (\text{F5.4-5})$$

Celková nesymetria v danom uzle vyjadrená komplexným číslom ($\dot{\rho}_{U:x}^{sustava}$) sa rovná súčtu príspevku komplexných nesymetrií od jednotlivých zdrojov nesymetrie spočítaných do daného uzla.

Pre i -ty ($i = 1, 2, \dots, n$, kde n je počet uzlov v sústave) uzol v elektrizačnej sústave platí:

$$\dot{\rho}_{U,i}^{sustava} = \dot{\rho}_{U,i,1} + \dot{\rho}_{U,i,2} + \dots + \dot{\rho}_{U,i,m} \quad (\text{F5.4-6})$$

kde m je počet zdrojov nesymetrie,

$\dot{\rho}_{U,i}^{sustava}$ je fázor nesymetrie napätia v i -tom uzle,

$\dot{\rho}_{U,i,1}, \dot{\rho}_{U,i,2}, \dots, \dot{\rho}_{U,i,m}$ sú individuálne príspevky od zdrojov nesymetrie do uzla i .

F6 Skúšky zhody s požiadavkami TP na pripojenie odberateľov do PS

6.1 Všeobecné zásady vykonávania skúšok zhody

Overenie zhody s požiadavkami TP na pripojenie odberného zariadenia do PS alebo distribučnej sústavy do PS sa vykonáva podľa Nariadenia DCC. Skúšky zhody môže vykonať autorita akreditovaná Slovenskou národnou akreditačnou službou na vykonávanie skúšky zhody, alebo zodpovedná osoba vlastníka skúšaného zariadenia. Zodpovednosť za vykonávanú skúšku má vlastník skúšaného zariadenia. Skúšky zhody sa môže zúčastniť zástupca dispečingu PPS. Zástupca vlastníka alebo prevádzkovateľa skúšaného zariadenia sa skúšky zhody musí zúčastniť. Všetky náklady spojené so skúškou zhody hradí vlastník alebo prevádzkovateľ skúšaného zariadenia.

Vlastník alebo prevádzkovateľ skúšaného zariadenia je povinný pred skúškou oznámiť PPS návrh termínu a typ skúšky, ktorú bude vykonávať, a to najneskôr 2 mesiace pred plánovaným termínom konania skúšky. Spolu s oznámením zámeru vykonania skúšky zašle žiadateľ vypracovaný harmonogram a postup vykonania skúšky vo forme Vecného a časového programu a určenou zodpovednou osobou. Termín a čas vykonania skúšky určuje dispečing PPS. Príprava skúšok musí spĺňať podmienky uvedené v PI č.223-2 „Zabezpečenie prevádzkových, rizikových, certifikačných, predkomplexných a komplexných skúšok alebo meraní na elektroenergetických zariadeniach prenosovej sústavy“, vydané spoločnosťou SEPS.

Vlastník alebo prevádzkovateľ skúšaného zariadenia ďalej musí:

- mať pred plánovanou skúškou prevádzkovo funkčný riadiaci systém a jeho komunikáciu s riadiacim systémom dispečingu PPS;
- poskytnúť pred plánovanou skúškou dispečingu PPS verifikované merania a signály do riadiaceho systému dispečingu PPS;
- mať pred plánovanou skúškou uzatvorené zmluvy o pripojení do PS a o prístupe a prenose elektriny s PPS;
- poskytnúť PPS dáta a schémy zapojenia skúšaného zariadenia v požadovanom rozsahu a formáte;

Počas skúšky sa hodnoty aktuálneho času a meraných veličín výkonu, napätia a frekvencie a časy zapnutia/vypnutia spínacích prvkov zaznamenávajú s periódou 0,2s (pokiaľ nie je uvedené inak). Zaznamenané dáta sa používajú na vyhodnotenie skúšky a budú uvedené vo výslednom protokole, ktorý zašle vlastník skúšaného zariadenia na dispečing PPS (alebo PDS). Hodnoty činného výkonu sú v MW, jalového výkonu v MVar, napätia v kV, frekvencie v Hz, prúdu v A, čas vo formáte HH:MM:SS. Časy zapnutia/vypnutia sú vo formáte HH:MM:SS,SSS.

Počas skúšky zhody nie je povolené meniť nastavené parametre ochrán, automatík a iných zariadení podieľajúcich sa na vykonaní skúšaného opatrenia/činnosti. Počas skúšky nesmie dôjsť k neplánovanému vypnutiu akéhokoľvek zariadenia v skúšanom objekte. Ak počas skúšky nebudú dodržané bezpečnostné podmienky skúšaného zariadenia, alebo ak bude nevyhnutná zmena nastavenia ochrán, automatík a zariadení, musí sa skúška prerušiť a postupovať podľa miestnych pravidiel. V takom prípade je skúška neúspešná a musí sa po dohode s dispečingom PPS opakovať.

Pred uvedením odberného zariadenia pripájaného do PS alebo DS pripájanej do PS, do trvalej prevádzky, musí vlastník odberného zariadenia alebo prevádzkovateľ DS preukázať zhodu jeho zariadenia s požiadavkami TP podľa Nariadenia DCC úspešne vykonanými nasledujúcimi skúškami zhody.

Požadovaná simulácia	Odberné zariadenie pripájané do PS	Distribučná sústava pripájaná do PS	Odberná jednotka poskytujúca PpS
Odpojenie odberu pri nízkej frekvencii	x	x	

Diaľkové odpojenie	x	x	
Opätovné pripojenie po odpojení z dôvodu narušenia siete	x	x	
Blokovanie prepínača odbočiek pri zníženom napätí	x		
Výmena informácií	x	x	
Nastavenie synchronizačných zariadení	x	x	
Zmena odoberaného výkonu			x
Odpojenie alebo opätovné pripojenie statického kompenzačného zariadenia			x

Tab F 6.1: Zoznam požadovaných skúšok zhody pre odberné zariadenia a distribučné sústavy pripájané do PS

6.2 Skúška zhody s požiadavkou na odpojenie DS pripojenej do PS pri zníženej frekvencii

(overenie požiadavky podľa Nariadenia DCC, čl. 37, ods. 5 a 6)

6.2.1 Cieľ skúšky

Skúškou odpojenia odberu DS pripojenej do PS sa overí schopnosť technických prostriedkov odpojiť záťaž vo vybraných miestach DS v požadovanom frekvenčnom pásme po definovaných krokoch frekvencie. Súčasťou skúšky je aj overenie blokovania odpojenia zariadenia v definovanom napäťovom rozsahu, pričom obe skúšky sú vykonateľné samostatne.

Cieľom skúšky nemusí byť nutne odpojenie vývodu (záťaže), ale overenie funkcie celého reťazca zariadení podieľajúcich sa na vykonaní opatrenia s následnou zmenou stavu vypínača skúšaného vývodu (záťaže).

6.2.2 Podmienky skúšky

Pri realizácii skúšky je potrebné zabezpečiť splnenie týchto podmienok:

1. pred začiatkom merania musí byť skúšané zariadenie zapojené do reálneho prevádzkovaného zapojenia;
2. vzorkovacia perióda meracieho prístroja pri skúške frekvenčného odľahčenia musí byť nastavená na 20 ms;
3. menovitý vstupný prúd počas skúšky musí dosiahnuť minimálne 10 % z hodnoty maximálneho odoberaného prúdu, ktorý môže odberné zariadenie odoberať podľa jeho technického dimenzovania v mieste pripojenia k sústave podľa zmluvných dojednaní. Ak nie je možné z objektívnych príčin zabezpečiť vykonanie skúšky odpojením záťaže, skúška sa po odsúhlasení PPS vykoná simuláciou zmeny stavu vypínača;
4. skúška je realizovaná simuláciou vstupnej hodnoty veličiny funkcie frekvenčného odľahčovania na vstup frekvenčného relé, tzn. Hodnoty napätia a jeho frekvencie.
5. rozsah skúšky prebieha vo frekvenčnom pásme 47,0 Hz – 50,0 Hz (s nastaviteľným krokom 0,05 Hz);
6. čas uskutočnenia vypnutia záťaže, resp. zmeny stavu vypínača T_{vyp} je 300 ms od dosiahnutia požadovanej hodnoty frekvencie $f_{\text{pož}}$;
7. skúška sa realizuje pri nominálnom napätí zariadenia U_n ;
8. overovania blokovania funkcie frekvenčného odľahčovania prebieha v napäťovom rozsahu 30 – 90 % U_n (v krokoch 0,1 U_n);
9. overovania blokovania funkcie frekvenčného odľahčovania v priebehu toku činného výkonu v smere z DS do PS.

6.2.3 Priebeh skúšky frekvenčného odľahčenia

1. skúška sa realizuje pri ustálenej frekvencii 50 Hz (f_{gen}) a napätí $U_{\text{gen}} = U_n$ generovaných skúšobným zariadením na vstup frekvenčného relé;
2. v postupných krokoch (max. 0,05 Hz) znižovať frekvenciu až k vopred PPS stanovenej frekvencii ($f_{\text{pož}}$) pre účely overenie frekvenčného odľahčenia. Prvá skúšaná hodnota $f_{\text{pož}}$ je 47,0 Hz, druhá skúšaná hodnota sa odporúča v pásme 49,0 – 48,0 Hz podľa frekvenčného rozsahu frekvenčného vypínacieho plánu ES SR. Skúška sa realizuje minimálne pre dve po sebe nasledujúce hodnoty $f_{\text{pož}}$ v rozmedzí 0,05 Hz;
3. pri dosiahnutí hodnoty $f_{\text{pož}}$ zaznamenať zmenu stavu vypínača (resp. povelu na zmenu jeho stavu) skúšaného vývodu;
4. prevádzkovateľ DS zabezpečí nastavenie frekvenčného relé vo vybraných miestach DS pre konkrétne požadované hodnoty, pri ktorých má zariadenie pôsobiť. Skúška sa realizuje pre každú nastavenú hodnotu samostatne.

6.2.4 Priebeh skúšky blokovania frekvenčného odľahčenia pri podpätí v PS

1. skúška sa realizuje pri frekvencii 50 Hz (f_{gen}) a napätí $U_{\text{gen}} = 0,3 - 0,9 U_n$ generovaných skúšobným zariadením na vstup frekvenčného relé. U_{gen} je definované PPS;
2. frekvenčné relé nastavené na frekvenciu vopred stanovenú PPS ($f_{\text{pož}}$) pre účely overenie frekvenčného odľahčenia;
3. v postupných krokoch (max. 0,05 Hz) znižovať frekvenciu až do hodnoty 47 Hz.
4. počas celého skúšaného rozsahu frekvencie 50 Hz – $f_{\text{pož}}$ pri U_{gen} nesmie dôjsť k zmene stavu vypínača (resp. povelu na zmenu jeho stavu) skúšaného vývodu;
5. skúška sa opakuje pre dve rôzne hodnoty U_{gen} .

6.2.5 Priebeh skúšky blokovania frekvenčného odľahčenia pri toku činného výkonu v smere z DS do PS

1. skúška sa realizuje pri frekvencii 50 Hz (f_{gen}) a po zámene vstupných/výstupných portov frekvenčného relé (na frekvenčné relé sa privedie prúd v smere z DS do PS);
2. frekvenčné relé nastavené na frekvenciu vopred stanovenú PPS ($f_{\text{pož}}$) pre účely overenie frekvenčného odľahčenia;
3. v postupných krokoch (max. 0,05 Hz) znižovať frekvenciu až do hodnoty 47 Hz;
4. počas celého skúšaného rozsahu frekvencie 50 Hz – $f_{\text{pož}}$ pri toku činného výkonu v smere z DS do PS nesmie dôjsť k zmene stavu vypínača (resp. povelu na zmenu jeho stavu) skúšaného vývodu.

6.2.6 Meranie a zaznamenávanie počas skúšky

Meranie a zaznamenávanie pre skúšku frekvenčného odľahčenia:

1. čas od dosiahnutia požadovanej hodnoty frekvencie pre frekvenčné odľahčovanie s toleranciou ± 10 mHz k zmene stavu príslušného vypínača nesmie presiahnuť čas T_{vyp} 300 ms.

Meranie a zaznamenávanie pre skúšku blokovania frekvenčného odľahčenia:

2. sledovať vyslanie povelu na zmenu stavu príslušného vypínača v rozsahu 0,9-0,3 U_n z frekvenčného relé pri dosiahnutí hodnoty frekvencie, ktorá má byť spúšťačou frekvenciou pre frekvenčné odľahčenie. V rozsahu 0,9-0,3 U_n nesmie byť vyslaný signál na zmenu stavu príslušného vypínača z frekvenčného relé;
3. sledovať vyslanie povelu na zmenu stavu príslušného vypínača pri toku činného výkonu v smere z DS do PS z frekvenčného relé pri dosiahnutí hodnoty frekvencie, ktorá má byť spúšťačou frekvenciou pre frekvenčné odľahčenie. Počas toku činného výkonu v smere z DS do PS nesmie byť vyslaný signál na zmenu stavu príslušného vypínača z frekvenčného relé.

6.2.7 Vyhodnotenie skúšky

Skúška frekvenčného odľahčenia sa považuje za úspešnú ak:

1. došlo k zmene stavu vypínača pri požadovanej hodnote frekvencie $f_{pož}$;
2. celkový čas vypnutia T_{vyp} je menší/rovný ako 300 ms.

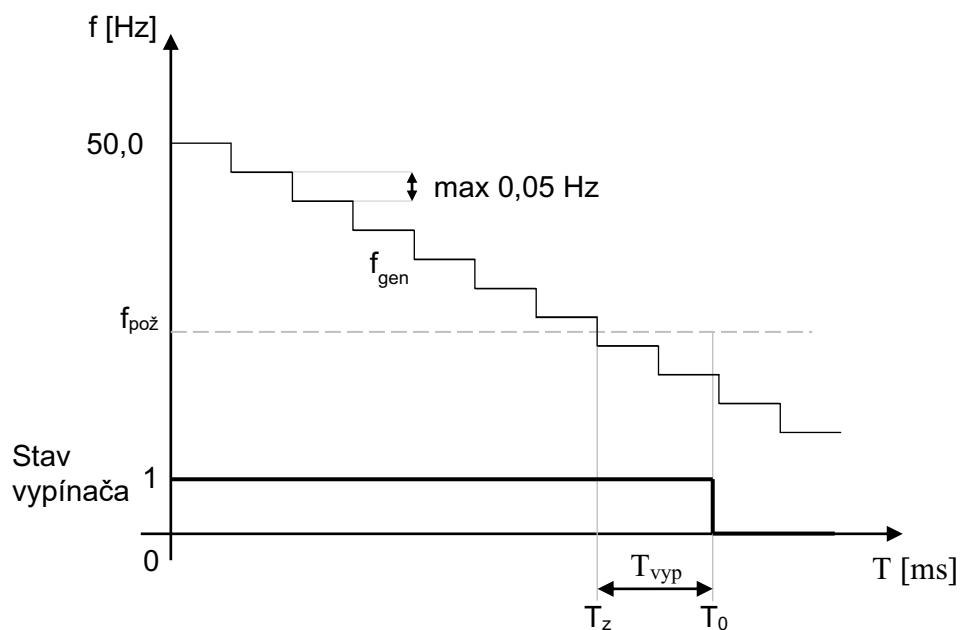
Skúška blokovania frekvenčného odľahčenia sa považuje za úspešnú ak:

1. sa nezmení stav vypínača v rozsahu $0,3-0,9 U_n$;
2. sa nezmení stav vypínača počas toku činného výkonu v smere z DS do PS.

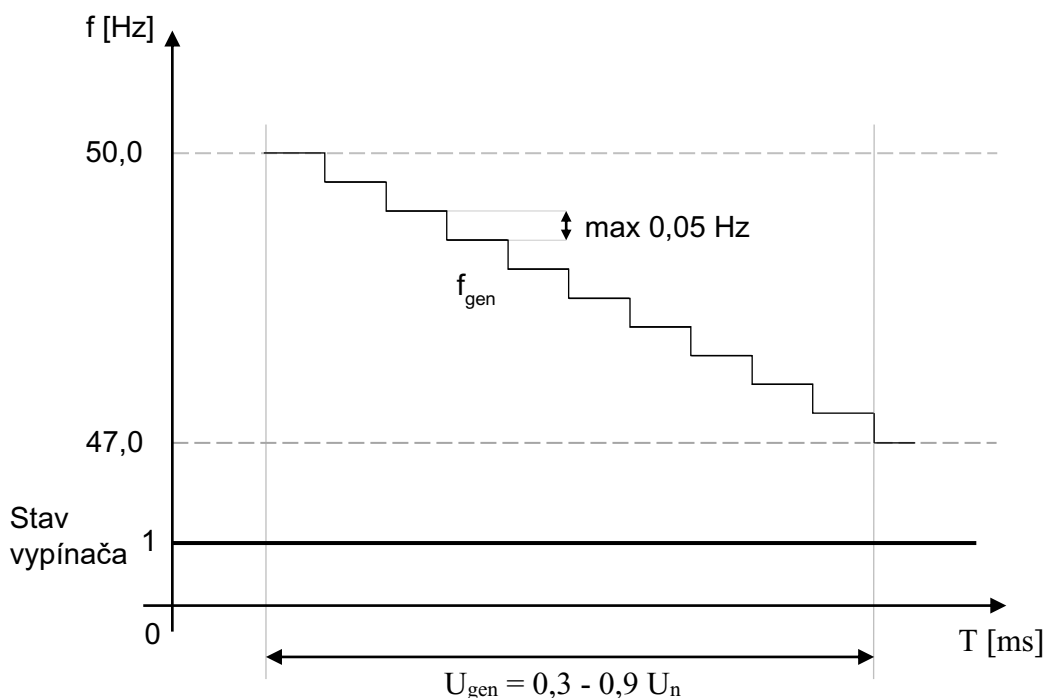
6.2.8 Protokol o skúške

Po realizácii skúšky sa vytvorí písomný protokol o skúške odberného zariadenia, ktorý bude obsahovať:

1. správu o výsledkoch nameraných hodnôt frekvencie, času a veľkosti napätia pre odpojenie odberného zariadenia. V rámci meraného času musí byť graficky znázornený čas T_z , kedy dôjde k dosiahnutiu hodnoty $f_{pož}$, musí byť zaznamenaný čas uskutočnenia zmeny stavu vypínača T_0 . Celkový čas vypnutia je určený ako rozdiel medzi T_0 a T_z (viď Obr. F6.1).
2. správu o odskúšaní funkcie blokovania frekvenčného odľahčenia, grafické vyhodnotie blokovaného pásma napätia a realizovaných skúšaných hodnôt napätia U_{gen} pri nastavenej frekvencii f_{gen} (viď Obr. F6.2).



Obr. F6.1 Skúška frekvenčného odľahčenia



Obr. F6.2 Skúška blokovania frekvenčného odľahčenia

6.3 Skúška zhody s požiadavkou na odpojenie odberného zariadenia pripojeného do PS pri zníženej frekvencii

(overenie požiadavky podľa Nariadenia DCC, čl. 39, ods. 5)

6.3.1 Cieľ skúšky

Skúškou odpojenia odberného zariadenia pripojeného do PS sa overí schopnosť technických prostriedkov odpojiť záťaž v požadovanom frekvenčnom pásme po definovaných krokoch frekvencie. Súčasťou skúšky je aj overenie blokovania odpojenia zariadenia v definovanom napäťovom rozsahu, pričom obe skúšky sú vykonateľné samostatne.

Cieľom skúšky nemusí byť nutne odpojenie vývodu (záťaže), ale overenie funkcie celého reťazca zariadení podieľajúcich sa na vykonaní opatrenia s následnou zmenou stavu vypínača skúšaného vývodu (záťaže).

6.3.2 Podmienky skúšky

Pri realizácii skúšky je potrebné zabezpečiť splnenie týchto podmienok:

1. pred začiatkom merania musí byť skúšané zariadenie zapojené do reálneho prevádzkovaného zapojenia;
2. vzorkovacia perióda meracieho prístroja pri skúške frekvenčného odľahčenia musí byť nastavená na 20 ms;
3. menovitý vstupný prúd počas skúšky musí dosiahnuť minimálne 10 % z hodnoty maximálneho odoberaného prúdu, ktorý môže odberné zariadenie odoberať podľa jeho technického dimenzovania v mieste pripojenia k sústave podľa zmluvných dojednaní. Ak nie je možné z objektívnych príčin zabezpečiť vykonanie skúšky odpojením záťaže, skúška sa po odsúhlasení PPS vykoná simuláciou zmeny stavu vypínača;
4. skúška je realizovaná simuláciou vstupnej hodnoty veličiny funkcie frekvenčného odľahčovania na vstup frekvenčného relé, tzn. Hodnoty napätia a jeho frekvencie;
5. rozsah skúšky prebieha vo frekvenčnom pásme 47,0 Hz – 50,0 Hz (s nastaviteľným krokom 0,05 Hz);

- čas uskutočnenia vypnutia záťaže, resp. zmeny stavu vypínača T_{vyp} je 300 ms od dosiahnutia požadovanej hodnoty frekvencie $f_{\text{pož}}$;
- skúška sa realizuje pri nominálnom napätí zariadenia U_n ;
- overovania blokovania funkcie frekvenčného odľahčovania prebieha v napäťovom rozsahu 30 – 90 % U_n (v krokoch 0,1 U_n);

6.3.3 Priebeh skúšky frekvenčného odľahčenia

- skúška sa realizuje pri ustálenej frekvencii 50 Hz (f_{gen}) a napätí $U_{\text{gen}} = U_n$ generovaných skúšobným zariadením na vstup frekvenčného relé;
- v postupných krokoch (max. 0,05 Hz) znižovať frekvenciu až k vopred PPS stanovenej frekvencii ($f_{\text{pož}}$) pre účely overenie frekvenčného odľahčenia. Prvá skúšaná hodnota $f_{\text{pož}}$ je 47,0 Hz, druhá skúšaná hodnota sa odporúča v pásme 49,0 – 48,0 Hz podľa frekvenčného rozsahu frekvenčného vypínacieho plánu ES SR. Skúška sa realizuje minimálne pre dve po sebe nasledujúce hodnoty $f_{\text{pož}}$ v rozmedzí 0,05 Hz;
- pri dosiahnutí hodnoty $f_{\text{pož}}$ zaznamenať zmenu stavu vypínača (resp. povelu na zmenu jeho stavu) skúšaného vývodu;
- vlastník odberného zariadenia zabezpečí nastavenie frekvenčného relé pre konkrétne požadované hodnoty, pri ktorých má zariadenie pôsobiť. Skúška sa realizuje pre každú nastavenú hodnotu samostatne.

6.3.4 Priebeh skúšky blokovania frekvenčného odľahčenia

- skúška sa realizuje pri frekvencii 50 Hz (f_{gen}) a napätí $U_{\text{gen}} = 0,3 - 0,9 U_n$ generovaných skúšobným zariadením na vstup frekvenčného relé. U_{gen} je definované PPS;
- frekvenčné relé nastavené na frekvenciu vopred stanovenú PPS ($f_{\text{pož}}$) pre účely overenie frekvenčného odľahčenia;
- v postupných krokoch (max. 0,05 Hz) znižovať frekvenciu až do hodnoty 47 Hz;
- počas celého skúšaného rozsahu frekvencie 50 Hz – $f_{\text{pož}}$ pri U_{gen} nesmie dôjsť k zmene stavu vypínača (resp. povelu na zmenu jeho stavu) skúšaného vývodu.
- skúška sa opakuje pre dve rôzne hodnoty U_{gen} .

6.3.5 Meranie a zaznamenávanie počas skúšky

Meranie a zaznamenávanie pre skúšku frekvenčného odľahčenia:

- čas od dosiahnutia požadovanej hodnoty frekvencie pre frekvenčné odľahčovanie s toleranciou ± 10 mHz k zmene stavu príslušného vypínača nesmie presiahnuť čas T_{vyp} 300 ms.

Meranie a zaznamenávanie pre skúšku blokovania frekvenčného odľahčenia:

- sledovať vyslanie povelu na zmenu stavu príslušného vypínača v rozsahu 0,9-0,3 U_n z frekvenčného relé pri dosiahnutí hodnoty frekvencie, ktorá má byť spúšťanou frekvenciou pre frekvenčné odľahčenie. V rozsahu 0,9 – 0,3 U_n nesmie byť vyslaný signál na zmenu stavu príslušného vypínača z frekvenčného relé.

6.3.6 Vyhodnotenie skúšky

Skúška frekvenčného odľahčenia sa považuje za úspešnú ak:

- došlo k zmene stavu vypínača pri požadovanej hodnote frekvencie $f_{\text{pož}}$;
- celkový čas vypnutia T_{vyp} je menší/rovný ako 300 ms.

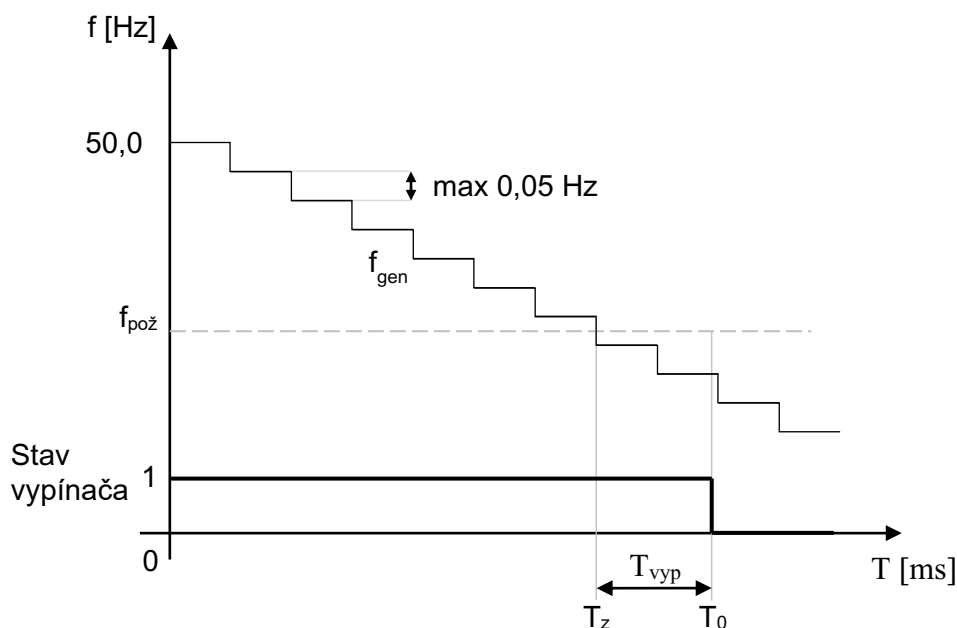
Skúška blokovania frekvenčného odľahčenia sa považuje za úspešnú ak:

- sa nezmení stav vypínača v rozsahu 0,3 – 0,9 U_n .

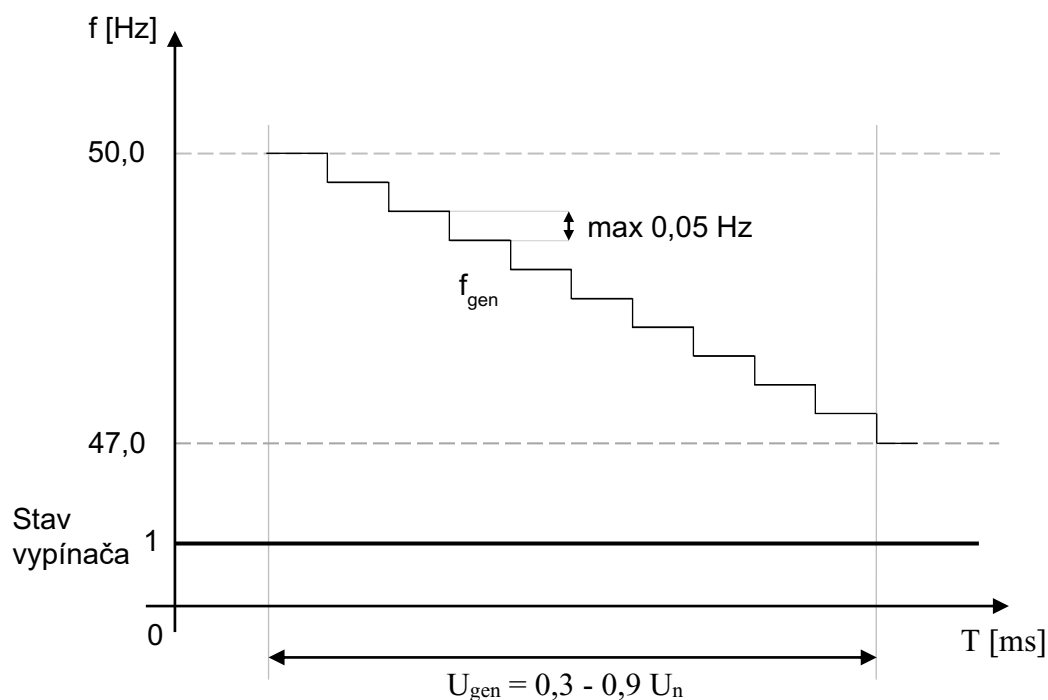
6.3.7 Protokol o skúške

Po realizácii skúšky sa vytvorí písomný protokol o skúške odberného zariadenia, ktorý bude obsahovať:

1. správu o výsledkoch nameraných hodnôt frekvencie, času a veľkosti napätia pre odpojenie odberného zariadenia. V rámci meraného času musí byť graficky znázornený čas T_z , kedy dôjde k dosiahnutiu hodnoty f_{poz} , musí byť zaznamenaný čas uskutočnenia zmeny stavu vypínača T_0 . Celkový čas vypnutia je určený ako rozdiel medzi T_0 a T_z (viď Obr. F6.3);
2. správu o odskúšaní funkcie blokovania frekvenčného odľahčenia s grafickým vyhodnotením blokovaného pásma napätia a realizovaných skúšaných hodnôt napätia U_{gen} pri nastavenej frekvencii f_{gen} (viď Obr. F6.4).



Obr. F6.3 Skúška frekvenčného odľahčenia



Obr. F6.4 Skúška blokovania frekvenčného odľahčenia

6.4 Skúška zhody s požiadavkou diaľkového odpojenia odberného zariadenia alebo distribučného zariadenia pripojeného do PS

(overenie požiadavky podľa Nariadenia DCC, čl. 37, ods. 4, resp. čl. 39, ods. 4)

6.4.1 Cieľ skúšky

Skúškou diaľkového odpojenia zariadenia sa overí schopnosť odberného zariadenia pripojeného do PS, resp. distribučného zariadenia pripojeného do PS, diaľkovo sa odpojiť (resp. zmeniť stav vypínacieho prvku podieľajúcom sa na odpojení zariadenia) v požadovanom čase na základe výzvy dispečingu PPS.

6.4.2 Podmienky skúšky

Pri realizácii skúšky je potrebné zabezpečiť splnenie týchto podmienok:

1. pred začiatkom merania musí byť skúšané zariadenie zapojené do reálneho prevádzkového zapojenia;
2. schopnosť skúšaného zariadenia zostať v prevádzke bez odpojenia od PS v rozsahoch frekvencie 47,5 – 51,5 Hz;
3. skúška sa realizuje pri reálnej frekvencii v sústave f_{real} v PS SR;
4. schopnosť skúšaného zariadenia zostať v prevádzke bez odpojenia od PS v rozsahoch napätia podľa napäťovej hladiny:
 - a) 400 kV: 360 kV – 440 kV
 - b) 220 kV: 198 kV – 245,96 kV
 - c) 110 kV: 99 kV – 126,5 kV
5. skúška sa realizuje pri reálnom napätí U_{real} v PS SR;
6. odpojenie zariadenia zabezpečiť zaslaním výzvy z dispečingu PPS (výzva je realizovaná signálom z RIS HDC/ZDC do riadiaceho systému skúšaného zariadenia alebo telefonickou požiadavkou, príp. inou formou schválenou PPS) a jej prijatím v čase T_{prij} skúšaným zariadením s následnou zmenou stavu vypínacieho prvku v čase T_{vyp} ;
7. čas odpojenia T_{odp} zariadenia od prijatia výzvy nepresiahne 3 min;
8. pre úspešné vyhodnotenie skúšky nie je podmienka reálneho odpojenia zariadenia. Reálne odpojenie môže byť nahradené zmenou stavu príslušného vypínacieho prvku podieľajúceho sa v reálnom zapojení na odpojení zariadenia.

6.4.3 Priebeh skúšky

1. skúšané zariadenie je pripojené od PS;
2. skúška sa realizuje pri reálnej frekvencii a napätí v PS;
3. zaslanie výzvy na diaľkové odpojenie zariadenia z dispečingu PPS;
4. po prijatí výzvy sa skúšané zariadenie odopne od PS (resp. zmení stav vypínacieho prvku);
5. zaznamenať čas vypnutia T_{vyp} vypínacieho prvku resp. zmenu jeho stavu.

6.4.4 Meranie a zaznamenávanie počas skúšky

Meranie a vyhodnotenie pre skúšku diaľkového odpojenia skúšaného zariadenia:

1. čas T_{odp} (kde $T_{odp} = T_{vyp} - T_{prij}$) od prijatia výzvy z dispečingu PPS a odpojenia skúšaného zariadenia (resp. zmeny stavu vypínacieho prvku) nesmie presiahnuť 3 min.

6.4.5 Vyhodnotenie skúšky

Skúška odpojenia skúšaného zariadenia sa považuje za úspešnú, ak:

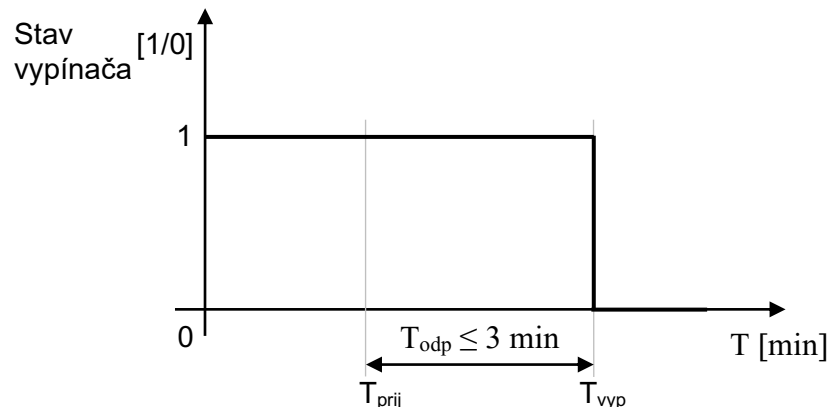
1. došlo k odpojeniu zariadenia (resp. k zmene stavu vypínacieho prvku) po prijatí výzvy z dispečingu PPS;

- čas T_{odp} od prijatia výzvy z dispečingu PPS a odpnutia zariadenia (resp. zmene stavu vypínacieho prvku) nepresiahol 3 min.

6.4.6 Protokol o skúške

Po realizácii skúšky sa vytvorí písomný protokol o skúške odberného zariadenia, resp. distribučného zariadenia pripojeného do PS, ktorý bude obsahovať:

- údaj o počiatočných hodnotách frekvencie f_{real} a napätia U_{real} ;
- správu o výsledkoch nameraných hodnôt času T_{prij} a T_{vyp} a ich grafické znázornenie. Z ich grafického znázornenia musí byť možné identifikovať ich rozdiel ($T_{\text{odp}} = T_{\text{vyp}} - T_{\text{prij}} \leq 3 \text{ min}$). V grafickom znázornení bude prenesená aj zmena stavu vypínacieho prvku v čase T_{vyp} (Obr. F6.5) a zaslanie výzvy v čase T_{prij} .



Obr. F6.5 Skúška odpojenia zariadenia

6.5 Skúška funkcie blokovania prepínania odbočiek transformátora PS/DS pod zaťažením alebo transformátora PS/DS pod zaťažením pri zníženom napätí v sústave

(overenie požiadavky podľa Nariadenia DCC, čl. 37, ods. 7, resp. čl. 39, ods. 6)

6.5.1 Cieľ skúšky

Overiť schopnosť technických prostriedkov blokovania prepínača odbočiek transformátora PS/DS, resp. transformátora PS/odberného zariadenia pripojeného do PS pod zaťažením alebo transformátora PS/DS pod zaťažením pri dosiahnutí hodnoty napätia definovanom PPS.

6.5.2 Podmienky skúšky

Pri realizácii skúšky je potrebné zabezpečiť splnenie týchto podmienok:

- blokovanie prepínača odbočiek na transformátore je realizované zablokovaním regulátora odbočiek;
- pred začiatkom merania musí byť skúšané zariadenie zapojené do reálneho prevádzkovaného zapojenia;
- skúška sa realizuje simuláciou krokovej zmeny hodnoty napätia pomocou skúšobného zariadenia;
- pri dosiahnutí hodnoty napätia $U_{\text{pož}}$ na strane PS definovanej PPS je regulátor na transformátore automaticky (alebo manuálne) zablokovaný na poslednej nastavenej polohe prepínača odbočiek;
- overovanie blokovania prepínača odbočiek prebieha v napäťovom rozsahu $1,05 U_n - 0,95 U_{\text{pož}}$ (v krokoch max. $0,01 U_n$);

6. pre úspešné vyhodnotenie skúšky nie je podmienka reálneho blokovania regulátora odbočiek. Reálne blokovanie môže byť nahradené signálom na zmenu stavu prepínača odbočiek (resp. signálom pre jeho blokovanie).

6.5.3 Priebeh skúšky

1. skúška sa realizuje pri ustálenej sieťovej frekvencii a napätí $U_{\text{gen}} = 1,05 U_n$ generovaných skúšobným zariadením na vstup regulátora na transformátore, (resp. zariadenia podieľajúceho sa na zablokovaní prepínača odbočiek);
2. v postupných krokoch (max. $0,01 U_n$) znižovať napätie v rozsahu od $1,05 U_n$ – $0,95 U_{\text{pož}}$ pre účely overenie blokovania prepínania odbočiek transformátora.

6.5.4 Meranie a zaznamenávanie počas skúšky

Meranie a zaznamenávanie pre skúšku funkcie blokovania prepínania odbočiek:

1. Zaznamenať generované hodnoty frekvencie f_{gen} a napätia U_{gen} .
2. Čas T_{blok} kedy dôjde k dosiahnutiu hodnoty napätia $U_{\text{pož}}$ a k zmene stavu prepínača odbočiek (resp. prijatiu signálu na jeho blokovanie).

6.5.5 Vyhodnotenie skúšky

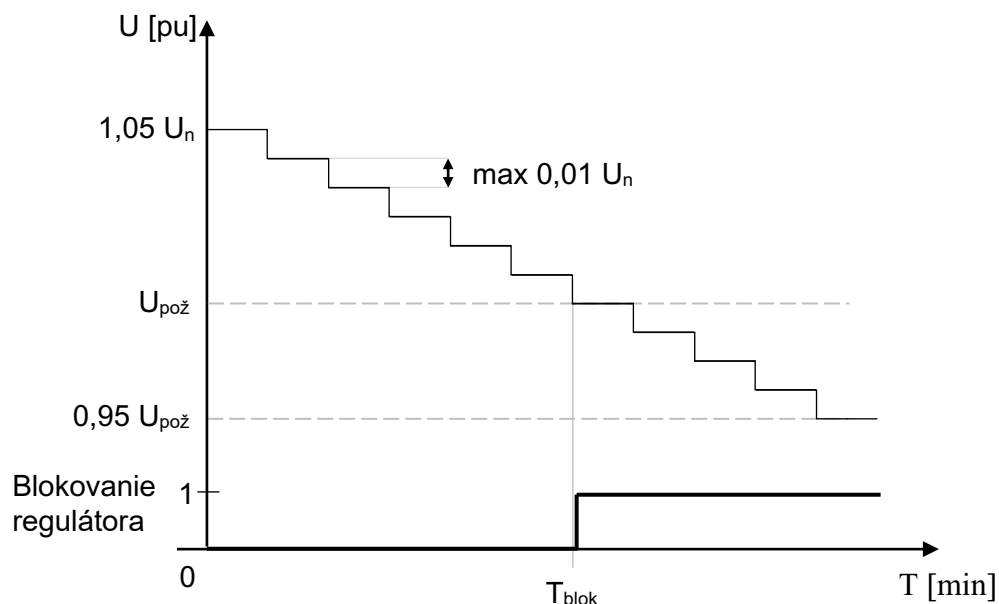
Skúška funkcie blokovania prepínania odbočiek transformátora pri simulácii zmeny napätia sa považuje za úspešnú ak:

1. došlo k zablokovaniu regulátora odbočiek transformátora (resp. zmene jeho stavu, k zaslaní signálu na jeho zmenu) pri dosiahnutí hodnoty $U_{\text{pož}}$.

6.5.6 Protokol o skúške

Po realizácii skúšky sa vytvorí písomný protokol o skúške funkcie blokovania prepínania odbočiek transformátora, ktorý bude obsahovať:

1. údaj o hodnotách frekvencie f_{gen} a napätia U_{gen} .
2. Správu o výsledkoch nameranej hodnoty času T_{blok} a jej grafické znázornenie. V grafickom znázornení bude prenesená aj zmena stavu regulátora v T_{blok} (Obr. F6.6).



Obr. F6.6 Skúška blokovania prepínania odbočiek

6.6 Skúška opätovného pripojenia a fázovania odberného zariadenia a distribučného zariadenia pripojeného do PS po odpojení od sústavy

(overenie požiadavky podľa Nariadenia DCC, čl. 37, ods. 2 a 3, resp. čl. 39, ods. 2 a 3)

6.6.1 Cieľ skúšky

Skúškou sa overí:

- schopnosť odberného zariadenia pripojeného do PS alebo distribučného zariadenia pripojeného do PS sa opätovne pripojiť do PS (resp. zmeniť stav vypínacieho prvku podieľajúcim sa na pripojení zariadenia) v požadovanom čase na základe výzvy dispečingu PPS, po odpojení sa od sústavy z dôvodu poruchy v sústave;
- nastavenie synchronizačného zariadenia pred opätovným pripojením odberného zariadenia pripojeného do PS alebo distribučného zariadenia pripojeného do PS .

6.6.2 Podmienky skúšky

Pri realizácii skúšky je potrebné zabezpečiť splnenie týchto podmienok:

- a) pred začiatkom merania musí byť skúšané zariadenie zapojené do reálneho prevádzkovaného zapojenia;
- b) schopnosť skúšaného zariadenia sa opätovne pripojiť do PS v rozsahoch frekvencie 47,5 – 51,5 Hz;
- c) skúška sa realizuje pri reálnych hodnotách frekvencie f_{real} v PS SR. Pre účely skúšky je potrebné aby reálne hodnoty frekvencie f_{real} boli v rozsahu 49,95 Hz až 50,1 Hz;
- d) schopnosť skúšaného zariadenia sa opätovne pripojiť do PS v rozsahoch napätia podľa napäťovej hladiny
 - a) 400 kV: 360 kV – 440 kV
 - b) 220 kV: 198 kV – 245,96 kV
 - c) 110 kV: 99 kV – 126,5 kV;
- e) Skúška sa vykonáva pre reálne hodnoty napätia U_{real} v PS SR, avšak reálna hodnota napätia v mieste pripojenia nesmie byť menej ako 95% z nominálneho napätia definovaného v bode 6.6.2 d);
- f) v rámci skúšky opätovného pripojenia sa overí schopnosť fázovania odberného zariadenia pripojeného do PS alebo distribučného zariadenia pripojeného do PS a nastavenie synchronizačného zariadenia, ktoré zahŕňa schopnosť nastavenia parametrov U a f (definovaných v kap 6.4.2 bodoch 2 a 4), fázový posun napätia a sled fáz;
- g) pripojenie zariadenia zabezpečiť zaslaním výzvy z dispečingu PPS (výzva je realizovaná signálom z RIS HDC/ZDC do riadiaceho systému skúšaného zariadenia alebo telefonickou požiadavkou, príp. inou formou schválenou PPS) a jej prijatím v čase T_{prij} skúšaným zariadením s následnou zmenou stavu vypínacieho prvku v čase T_{zap} ;
- h) čas pripojenia zariadenia T_{prip} od prijatia výzvy nepresiahne 3 min;
- i) gradient nárastu činného výkonu g_h v mieste pripojenia k sústave počas skúšky nepresiahne hodnotu 10% KP/min (v prípade ak sa jedná o špecifickú technológiu skúšaného zariadenia môže byť gradient upresnený po dohode s PPS);
- j) gradient nárastu g_h sa vykoná v rozsahu dohodnutom PPS (minimálne 0 – 80% KP);
- k) pre úspešné vyhodnotenie skúšky nie je podmienka reálneho pripojenia zariadenia. Reálne pripojenie môže byť nahradené zmenou stavu príslušného vypínacieho prvku podieľajúceho sa na pripojení zariadenia;
- l) v prípade ak nie je skúšané zariadenie reálne pripojené do PS (skúška prebieha len simuláciou zmeny stavu vypínacieho prvku), musia byť požiadavky z bodu 6.4.2 dodané vlastníkom skúšaného zariadenia na základe reálnej prevádzky;
- m) automatické opätovné pripojenie odberného zariadenia do PS nie je povolené;

6.6.3 Priebeh skúšky

- skúšané zariadenie je odpojené od PS;
- skúška sa vykonáva pri hodnote napätia v rozsahu definovanom v kap. 6.4.2 bod d);
- po nastavení parametrov synchronizačného zariadenia podľa pokynov dispečingu PPS, zaslania výzvy na pripojenie zariadenia z dispečingu PPS;
- po prijatí výzvy z dispečingu PPS skúšaným zariadením zaznamenanie času prijatia výzvy T_{prij} ;
- po prijatí výzvy sa skúšané zariadenie pripojí do PS (resp. zmení stav vypínacieho prvku);
- zaznamenať čas zapnutia T_{zap} vypínacieho prvku resp. zmenu jeho stavu;
- po úspešnom pripojení odberného zariadenia do sústavy zaznamenávať gradient nárastu gh .

6.6.4 Meranie a zaznamenávanie počas skúšky

Meranie a vyhodnotenie pre skúšku opätovného pripojenia:

- čas T_{prip} (kde $T_{\text{prip}} = T_{\text{zap}} - T_{\text{prij}}$) od prijatia výzvy z dispečingu PPS a pripojenia skúšaného zariadenia (resp. zmeny stavu vypínacieho prvku) do PS nesmie presiahnuť 3 min;
- záznam nárastu činného výkonu gh v mieste pripojenia k sústave v dohodnutom rozsahu.

6.6.5 Vyhodnotenie skúšky

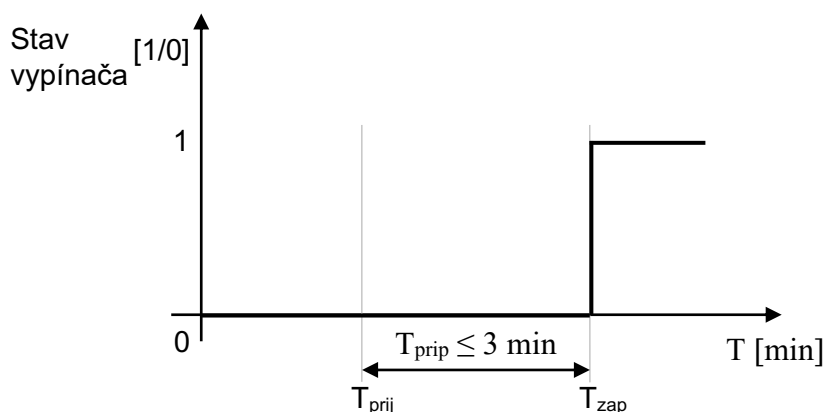
Skúška sa považuje za úspešnú ak:

- došlo k pripojeniu zariadenia (resp. k zmene stavu vypínacieho prvku) do PS po prijatí výzvy z dispečingu PPS;
- čas T_{prip} nepresiahne 3 min;
- gradient nárastu činného výkonu gh v mieste pripojenia k sústave počas skúšky nepresiahne hodnotu 10% KP/min (resp. inú schválenú PPS);
- bol dodaný protokol o nastavení synchronizačného zariadenia.

6.6.6 Protokol o skúške

Po realizácii skúšky sa vytvorí písomný protokol o skúške odberného zariadenia, resp. distribučného zariadenia pripojeného do PS, ktorý bude obsahovať:

- údaj o počiatočných hodnotách frekvencie f_{real} a napätia U_{real} ;
- správu o výsledkoch nameraných hodnôt času T_{prij} a T_{zap} a ich grafické znázornenie. Z ich grafického znázornenia musí byť možné identifikovať ich rozdiel ($T_{\text{prip}} = T_{\text{zap}} - T_{\text{prij}} \leq 3 \text{ min}$). V grafickom znázornení bude prenesená aj zmena stavu zapínacieho prvku v čase T_{zap} a zaslania výzvy v čase T_{prij} (Obr. F6.7);
- záznam priebehu nárastu gradientu činného výkonu v rozsahu dohodnutom PPS v závislosti od času.



Obr. F6.7 Skúška opätovného pripojenia zariadenia

6.7 Skúška zhody s požiadavkou na prenos informácií

(overenie požiadavky podľa Nariadenia DCC, čl. 38 ods. 1, resp. čl. 40 ods. 1)

6.7.1 Cieľ skúšky

Skúškou sa overí technická schopnosť zariadenia PDS pripojeného do PS alebo odberného zariadenia pripojeného do PS, prenášať požadované údaje v reálnom čase do RIS PPS stanoveným štandardom.

6.7.2 Podmienky skúšky

Pri realizácii skúšky je potrebné zabezpečiť splnenie týchto podmienok:

1. spoľahlivosť telekomunikačných liniek medzi terminálom ASDR vlastníka OZ alebo PDS a RIS PPS;
2. skúška bude realizovaná po oboch nezávislých komunikačných trasách;
3. nastavenie jednotlivých signálov príslušných simulovaných stavov a hodnôt bude realizované po telefonickej dohode s PPS,
4. prenos simulovaných stavov signalizácie a meraní v rozsahu stanovenom v Dokumente D, kap. 3.3.

6.7.3 Priebeh skúšky

1. skúška prenosu dát „bod – bod“ sa vykonáva simulovaním stavov a hodnôt všetkých prenášaných signálov medzi terminálom ASDR vlastníka OZ alebo PDS a RIS PPS;
2. pre komunikované signály budú simulované možné stavy jednotlivých signálov a jednotlivých meraní v hodnote. 0%, 50% a 100% z ich reálneho rozsahu.

6.7.4 Vyhodnotenie skúšky

Skúška sa považuje za úspešnú ak:

1. prenos informácií po oboch nezávislých prenosových trasách spĺňa požiadavky pre prenos do RIS PPS.

6.7.5 Protokol o skúške

Po realizácii skúšky sa vyhodnotí a obojstranne podpíše protokol o vykonaní skúšky o výmene dát medzi terminálom ASDR a RIS PPS.

6.8 Skúška zhody s požiadavkou na zmenu veľkosti odoberaného výkonu odberného zariadenia pripojeného do PS

(overenie požiadavky podľa Nariadenia DCC, čl. 41, ods. 1)

6.8.1 Cieľ skúšky

Skúškou sa overí technická schopnosť po prijatí výzvy z dispečingu PPS aktivovať a dosiahnuť požadovanú zmenu veľkosti odoberaného výkonu (činného(P) a jalového(Q)) odberného zariadenia v rámci stanoveného časového intervalu.

6.8.2 Podmienky skúšky

Pri realizácii skúšky je potrebné zabezpečiť splnenie týchto podmienok:

1. pred začiatkom merania musí byť skúšané zariadenie zapojené do reálneho prevádzkovaného zapojenia;
2. schopnosť skúšaného zariadenia zostať v prevádzke bez odpojenia od PS v rozsahoch frekvencie 47,5 – 51,5 Hz;
3. skúška sa realizuje pri reálnej frekvencii f_{real} v PS SR;

4. schopnosť skúšaného zariadenia zostať v prevádzke bez odpojenia od PS v rozsahoch napätia podľa napäťovej hladiny
 - a) 400 kV: 360 kV – 440 kV
 - b) 220 kV: 198 kV – 245,96 kV
 - c) 110 kV: 99 kV – 126,5 kV
5. skúška sa realizuje pri reálnom napätí U_{real} v PS SR;
6. požadovaná zmena hodnoty odoberaného výkonu $P(Q)_{pož}$ sa realizuje z dohodnutej hodnoty $(P(Q)_{doh})$ medzi PPS a skúšaným subjektom;
7. výzva na realizáciu zmeny veľkosti odoberaného výkonu skúšaného zariadenia môže byť zadaná priamo z dispečingu PPS alebo z dispečingu PPS prostredníctvom tretej strany. Výzva sa zadáva telefonicky;
8. gradient zmeny odberu bude dohodnutý medzi PPS a vlastníkom odberného zariadenia na základe technologických obmedzení skúšaného zariadenia;
9. Minimálna hodnota pre zmenu výkonu skúšaného zariadenia je závislá od technológie skúšaného zariadenia a bude určená po dohode s PPS;
10. skutočná zmena výkonu $P(Q)_{skut}$ odberného zariadenia musí dosiahnuť výkon v tolerancii $\pm 5\%$ rovnajúci sa žiadanému výkonu $P(Q)_{pož}$ pre zmenu výkonu;
11. doba reakcie celého reťazca zariadení podieľajúcich sa na zmene odoberaného výkonu skúšaného zariadenia od momentu prijatia výzvy v čase T_{prij} z dispečingu PPS (resp. prostredníctvom tretej strany) do času dosiahnutia požadovanej zmeny hodnoty výkonu $T_{pož}$ a jej ustálenia 15 min (v prípade ak sa jedná o špecifickú technológiu skúšaného zariadenia môže byť čas dosiahnutia požadovanej zmeny upresnený po dohode s PPS).

6.8.3 Priebeh skúšky

1. skúška sa realizuje pri reálnej frekvencii f_{real} a napätí U_{real} v PS SR;
2. odber zariadenia sa nastaví na $P(Q)_{priem}$;
3. Výzva z dispečingu PPS na zmenu veľkosti odoberaného výkonu $P(Q)_{pož}$;
4. skúšané zariadenie zabezpečí zmenu veľkosti odoberaného výkonu $P(Q)_{pož}$;
5. skúška sa realizuje v krokoch $P(Q)_{pož}$ až do dosiahnutia $P(Q)_{min} = 0$ MW(MVar) a $P(Q)_{max}$ =maximálny možný odoberaný výkon skúšaného zariadenia MW(MVar);
6. zmena $P(Q)_{pož}$ sa vyhodnotí až po ustálení odoberaného výkonu. Po ustálení hodnoty vykonať nasledujúci krok po 5 min.

6.8.4 Meranie a zaznamenávanie počas skúšky

Meranie a vyhodnotenie pre skúšku zmeny veľkosti odoberaného výkonu:

1. čas T_{zmen} (kde $T_{zmen} = T_{pož} - T_{prij}$) od prijatia výzvy skúšaného zariadenia z dispečingu PPS (resp. tretej strany) a ustálenia odoberaného výkonu po vykonaní zmeny odberu $P(Q)_{pož}$. T_{zmen} nesmie presiahnuť 15 min (ak nebolo pri príprave skúšky dohodnuté inak);
2. zaznamenať skutočnú hodnotu zmeny výkonu $P(Q)_{skut}$, ktorá bude porovnaná s požadovanou zmenou $P_{pož}$. Ich rozdiel $(P_{pož} - P_{skut})$ nesmie presiahnuť $\pm 5\%$ z hodnoty $P(Q)_{pož}$.

6.8.5 Vyhodnotenie skúšky

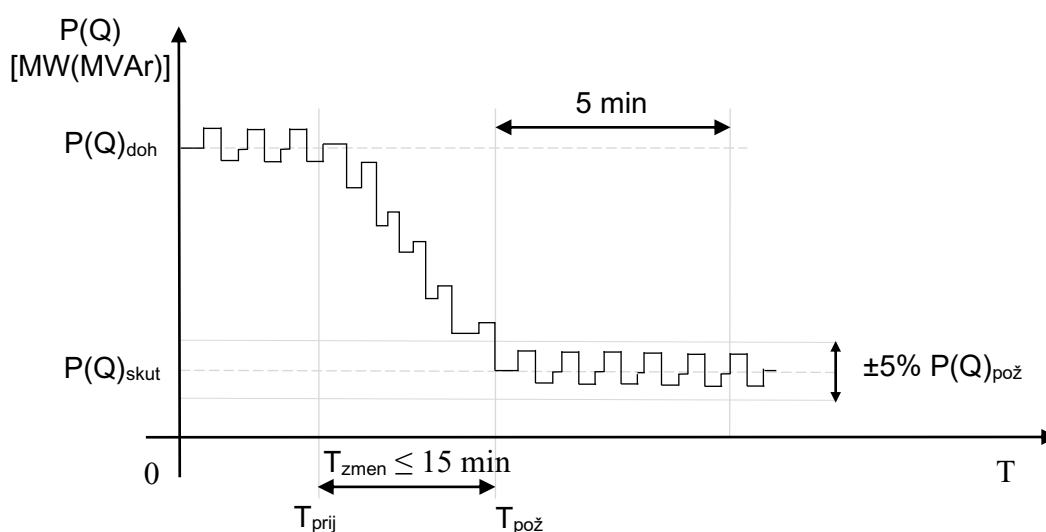
Skúška sa považuje za úspešnú ak:

1. čas T_{zmen} nepresiahne 15 min;
2. ustálená zmena výkonu $P(Q)_{skut}$ bude v hraniciach $\pm 5\%$ z požadovanej hodnoty zmeny výkonu $P(Q)_{pož}$;

6.8.6 Protokol o skúške

Po realizácii skúšky sa vytvorí písomný protokol o skúške odberného zariadenia, ktorý bude obsahovať:

1. údaj o počiatočných hodnotách frekvencie f_{real} a napätia U_{real} ;
2. správu o výsledkoch nameraných hodnôt času $T_{\text{pož}}$ a T_{prij} a ich grafické znázornenie (Obr. 6.8). Z ich grafického znázornenia musí byť možné identifikovať ich rozdiel ($T_{\text{pož}} - T_{\text{prij}} \leq 15 \text{ min}$);
3. V grafickom znázornení vykresliť zmenu požadovaného odberu $P(Q)_{\text{pož}}$ a skutočne dosiahnutú zmenu $P(Q)_{\text{skut}}$. Ustálená hodnota $P(Q)_{\text{skut}}$ sa musí pohybovať v rozsahu $\pm 5\% P(Q)_{\text{pož}}$ počas 5 min. (Obr. F6.8);
4. záznam priebehu nárastu gradientu pre každý skúšaný krok zmeny odberu.



Obr. F6.8 Skúška zmeny odbraného výkonu

6.9 Skúška zhody s požiadavkou na automatické odpojenie a opätovné pripojenie statického kompenzačného zariadenia

(overenie požiadavky podľa Nariadenia DCC, čl. 41, ods. 2)

6.9.1 Cieľ skúšky

Skúška preukáže schopnosť odbernej jednotky automaticky odpojiť a opätovne pripojiť statické kompenzačné zariadenia v rámci odberného zariadenia pripojeného do PS alebo uzavretej DS pripojenej do PS.

6.9.2 Podmienky skúšky

1. pred začiatkom merania musí byť skúšané zariadenie podieľajúce sa na automatickom odpojení alebo pripojení statického kompenzačného zariadenia (ochrana, relé a pod) nastavené na zmluvne dohodnuté hodnoty napätia pre automatické odpojenie a pätovné pripojenie, a musí byť zapojené do reálneho prevádzkovaného zapojenia;
2. schopnosť skúšaného zariadenia zostať v prevádzke bez odpojenia od PS v rozsahoch frekvencie 47,5 – 51,5 Hz;
3. zariadenie podieľajúce sa na automatickom odpojení a opätovnom pripojení statického kompenzačného zariadenia musí byť schopné odpojiť alebo opätovne pripojiť kompenzačné zariadenia do 30 s od prijatia pokynu na vypnutie, alebo zapnutie statického kompenzačného zariadenia;
4. statické kompenzačné zariadenie byť pripojené do PS.

6.9.3 Priebeh skúšky

1. po pripojení testovacieho zariadenia na vstupný port skúšaného zariadenia sa postupne znižuje z hodnoty napätia $U_{poč}$ v mieste pripojenia odberného zariadenia alebo uzavretej DS do PS, až po hodnotu napätia, pri ktorej skúšané zariadenie vyšle signál na odpojenie statické kompenzačné zariadenie od sústavy;
2. sleduje sa čas T_{vyp} , kedy sa po vyslaní signálu skúšaným zariadením T_{vys} na odpojenie, kompenzačné zariadenie odpojí od PS, a čas T_{ust} , kedy po odpojení kompenzačného zariadenia sa napätie v mieste pripojenia do PS ustáli s odchýlkou maximálne $\pm 5\% U_{poč}$;
3. po ustálení napätia, sa simulovaním signálu vyšle povel na skúšané zariadenie pre opätovné pripojenie statického kompenzačného zariadenia k sústave;
4. sleduje sa čas T_{zap} , kedy sa po prijatí simulovaného signálu skúšaným zariadením T_{prij} na opätovné pripojenie, kompenzačné zariadenie pripojí do PS, a čas T_{ust} , kedy po pripojení kompenzačného zariadenia, sa napätie v mieste pripojenia do PS ustáli s odchýlkou maximálne $\pm 5\% U_{poč}$.

6.9.4 Meranie a zaznamenávanie počas skúšky

Počas skúšky automatického odpojenia kompenzačného zariadenia, musí byť zaznamenaný:

1. čas T_{vys} , kedy skúšané zariadenie vyšle signál na odpojenie kompenzačného zariadenia,
2. čas T_{vyp} , kedy príde k odpojeniu kompenzačného zariadenia od PS;
3. čas T_{ust} , kedy sa napätie v mieste pripojenia kompenzačného zariadenia do PS po odpojení od sústavy, ustáli s odchýlkou maximálne $\pm 5\% U_{poč}$;

Počas skúšky opätovného pripojenia kompenzačného zariadenia, musí byť zaznamenaný:

1. čas T_{vys} , kedy skúšané zariadenie po prijatí povelu na pripojenie, vyšle signál na opätovné pripojenie kompenzačného zariadenia do PS;
2. čas T_{zap} , kedy príde k opätovnému pripojeniu kompenzačného zariadenia do PS;
3. čas T_{ust} , kedy sa napätie v mieste pripojenia kompenzačného zariadenia do PS po opätovnom pripojení do PS, ustáli s odchýlkou maximálne $\pm 5\% U_{poč}$.

6.9.5 Vyhodnotenie skúšky

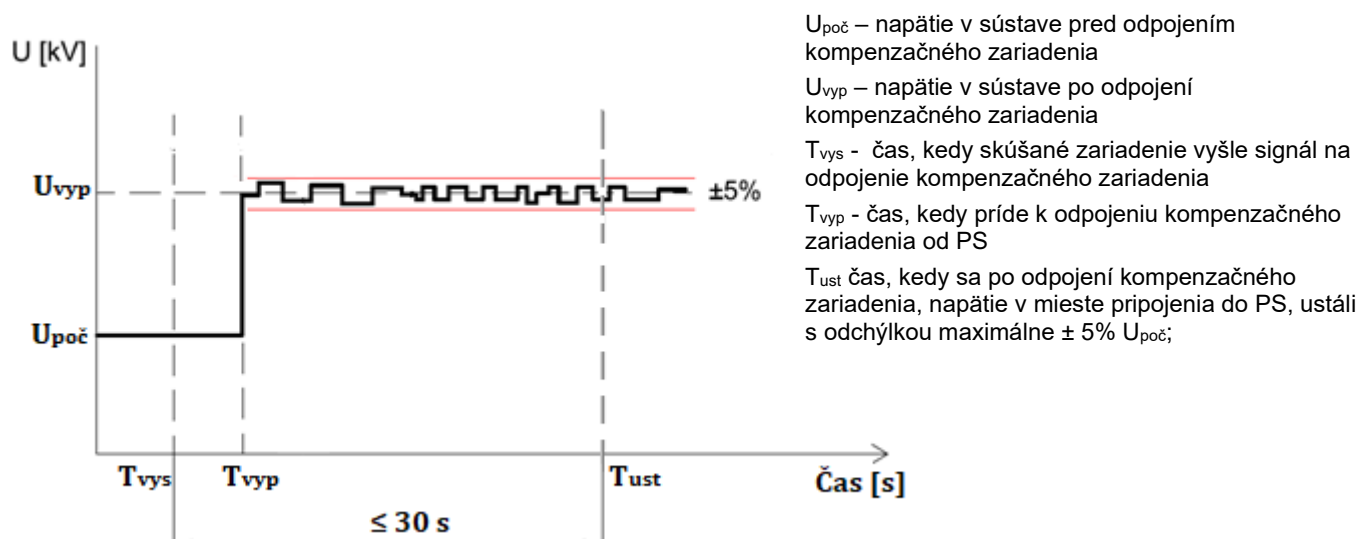
Skúška sa považuje za úspešnú:

1. ak časový rozdiel $T_{ust} - T_{vys}$ nie je dlhší ako 30 s;
2. ak odchýlka napätia po ustálení pri pripojení/odpojení kompenzačného zariadenia nie je viac ako $\pm 5\%$ z $U_{poč}$

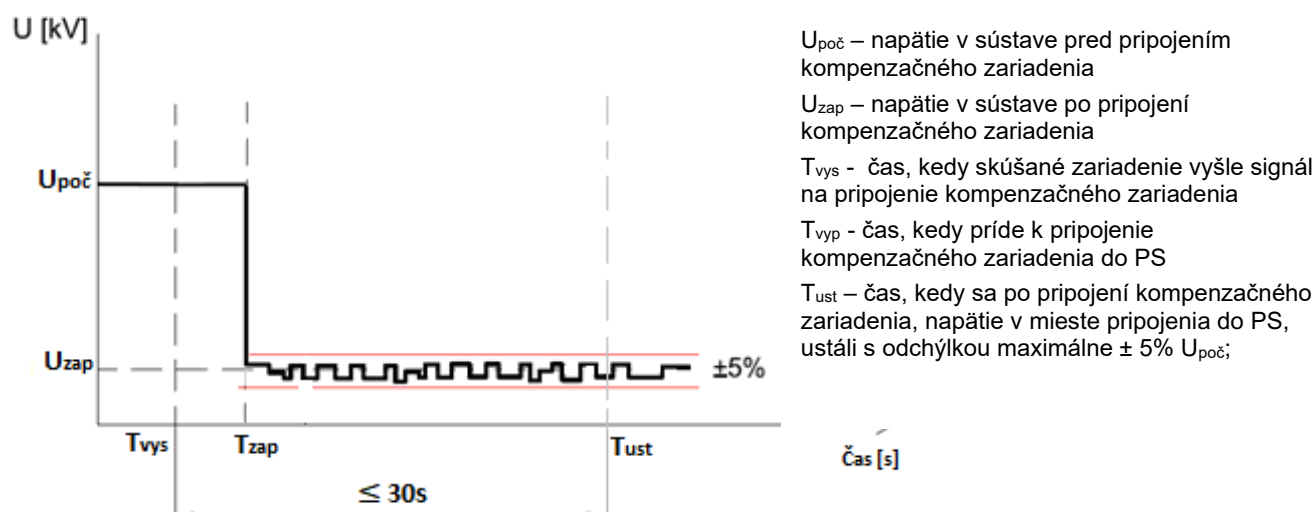
6.9.6 Protokol o skúške

Po realizácii skúšky sa vytvorí písomný protokol o skúške zariadenia, ktorý bude obsahovať:

1. údaje o počiatkových hodnotách frekvencie a napätia;
2. správu o výsledkoch nameraných hodnôt času T_{vys} , T_{vyp} a T_{ust} pre automatické odpojenie kompenzačného zariadenia od PS a ich grafické znázornenie (Obr. F6.9). Z ich grafického znázornenia musí byť možné identifikovať rozdiel $T_{ust} - T_{vys}$;
3. správu o výsledkoch nameraných hodnôt času T_{vys} , T_{zap} a T_{ust} pre opätovné pripojenie kompenzačného zariadenia do PS a ich grafické znázornenie (Obr. F6.10). Z ich grafického znázornenia musí byť možné identifikovať rozdiel $T_{ust} - T_{vys}$;
4. záznam priebehu automatického odpojenia kompenzačného zariadenia v čase



Obr. F6.9 Skúška automatického odpojenia kompenzačného zariadenia



Obr. F6.10 Skúška opätovného pripojenia kompenzačného zariadenia