

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky
a komunikačních technologií

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

Brno, 2019

Ondrej Bučko



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY

A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

MODERNÍ OCHRANY DISTRIBUOVANÝCH ZDROJŮ ELEKTRICKÉ ENERGIE

MODERN PROTECTION OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

BACHELOR'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Ondrej Bučko

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. David Topolánek, Ph.D.

BRNO 2019



Bakalářská práce

bakalářský studijní obor **Silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika**
Ústav elektroenergetiky

Student: Ondřej Bučko
Ročník: 3

ID: 183282
Akademický rok: 2018/19

NÁZEV TÉMATU:

Moderní ochrany distribuovaných zdrojů elektrické energie

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

Práce bude zaměřena na výčet a popis nových funkčních principů/ochran, používaných pro chránění distribuční soustavy před zpětnými vlivy distribuovaných zdrojů elektrické energie (DER). Cílem práce bude popis funkčních principů ochran, které nejsou běžně používány v distribučních soustavách ČR. Součástí popisu budou i schémata zapojení (schéma funkčního bloku), vysvětlení přínosu a definice základních podmínek jejich nastavení. Cíl práce bude rovněž zaměřen i na definice případných problémů při jejich využití či projektování.

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 4.2.2019

Termín odevzdání: 27.5.2019

Vedoucí práce: Ing. David Topolánek, Ph.D.

Konzultant:

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

UPOZORNĚNÍ:

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

Bibliografická citácia práce:

BUČKO, O. *Moderní ochrany distribuovaných zdrojů elektrické energie*. Bakalářská práce. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky, 2019. 77 s. Vedoucí bakalářské práce Ing. David Topolánek, Ph.D..

PREHLÁSENIE

Prehlasujem, že som svoju bakalársku prácu na tému „Moderní ochrany distribuovaných zdrojů elektrické energie“ vypracoval samostatne pod vedením vedúceho bakalárskej práce, využitím odbornej literatúry a ďalších informačných zdrojov, ktoré sú všetky citované v práci a uvedené v zozname použitej literatúry na konci práce.

Ako autor uvedenej bakalárskej práce ďalej prehlasujem, že v súvislosti s vytvorením tejto bakalárskej práce som neporušil autorské práva tretích osôb, najmä som nezasiahol nedovoleným spôsobom do cudzích autorských práv osobnostných a/alebo majetkových a som si plne vedomý následkov porušenia ustanovenia § 11 a nasledujúcich autorského zákona Českej republiky č. 121/2000 Sb., o práve autorskom, o právach súvisiacich s právom autorským a o zmene niektorých zákonov (autorský zákon), v znení neskorších predpisov, vrátane možných trestnoprávných dôsledkov vyplývajúcich z ustanovenia časti druhej, hlavy VI. diel 4 Trestného zákonníka č. 40/2009 Sb.

V Brne dňa: 27.05.2019

Podpis autora

POĎAKOVANIE

Rád by som poďakoval vedúcemu bakalárskej práce Ing. Davidovi Topolánkovi, Ph.D., za odborné vedenie, konzultácie, trpezlivosť a podnetné návrhy k práci.

V Brne dňa: 27.05.2019

Podpis autora

ABSTRAKT

Táto práca sa zaoberá popisom hlavných problémov súvisiacich s ochranným systémom distribuovaných zdrojov elektrickej energie (DER) a navrhuje možné riešenia týchto problémov. Ďalej je zameraná na zber informácií a popis nových funkčných princípov ochrán používaných na chránenie distribučnej sústavy pred spätnými vplyvmi DER. Cieľom práce je popis funkčných princípov ochrán, ktoré nie sú bežne používané v distribučných sústavách Českej republiky. Súčasťou tejto práce sú schémy funkčných blokov ochrán, ktoré majú pomôcť pri ich nastavovaní alebo projektovaní.

KLÚČOVÉ SLOVÁ: ochrana distribučnej siete; problémy chránenia DER; ROCOF; vektorový skok; distribuované zdroje elektrickej energie; strata siete; funkčné princípy; Ostrovný režim; moderné ochrany; detekcia ostrovného režimu

ABSTRACT

The aim of this thesis is to describe distributed energy resources (DER) protection system's main problems and to suggest their possible solutions. The second part is focused on collecting information and description of the new functional principles of protection devices used for protecting distribution network against backwards influences from the DER. The purpose of the thesis is the description of functional principles of the protection devices that are not commonly used in the distribution networks of the Czech Republic. In addition, the schemes of functional blocks of the protection devices that help to configure or project them are also part of this thesis.

KEY WORDS: distribution network protection; DER protection issues; ROCOF; Vector shift; distributed energy resources; loss of mains; functional principles; Islanding; modern protection; islanding detection

OBSAH

ZOZNAM OBRÁZKOV	8
ZOZNAM TABULIEK	10
ZOZNAM SYMBOLOV A SKRATIEK.....	11
1 ÚVOD	15
2 VYSVETLENIE POJMOV	16
3 PROBLEMATIKA CHRÁNENIA DER.....	18
3.1 KOORDINÁCIA S FUNKČNOU OCHRANOU SIETE	18
3.1.1 PREVENCIA FALOŠNÉHO VYPÍNANIA DER.....	18
3.1.2 PROBLÉMY KOORDINÁCIE VYPÍNAČÍCH CHARAKTERISTÍK DER	20
3.1.3 KOORDINÁCIA OPÄTOVNÉHO ZAPNUTIA A ÚSPORA POISTKY	20
3.1.3.1 Nesynchronizované opätovné zapnutie	22
3.2 OSLEPENIE OCHRANY	22
3.3 KOORDINÁCIA S PREKONANÍM PORUCHY (FRT).....	24
3.4 PROBLÉM S REGULÁCIOU NAPÄTIA	25
3.5 OSTROVNÝ REŽIM (ISLANDING).....	26
3.5.1 PREČO JE OSTROVNÝ REŽIM PROBLÉMOM?.....	28
3.5.2 NEDETEKČNÁ ZÓNA (NDZ)	29
4 SYSTÉMY CHRÁNENIA DISTRIBUOVANEJ VÝROBY	30
4.1 STRATA SIETE (LOSS OF MAINS)	30
4.1.1 ROCOF	30
4.1.1.1 Klasická ochrana ROCOF	31
4.1.2 VEKTOROVÝ SKOK (VECTOR SHIFT)	34
4.1.2.1 Postup simulovania ochrany VS	36
5 FUNKČNÉ PRINCÍPY OCHRÁN	37
5.1 ROCOF – (ANSI 81R).....	37
5.1.1 ANALYTICKÉ ROVNICE PRE STANOVENIE ČINNOSTI OCHRANY ROCOF	38
5.1.1.1 Výpočtový modul ochrany ROCOF	40
5.1.2 VÝKONOVÉ KRIVKY OCHRÁN ROCOF	41
5.1.3 FUNKCIA – BLOKOVANIE PODPÄTIA	42
5.1.4 FUNKCIA – TECHNIKY URČOVANIA FREKVENCIE	43
5.1.5 FUNKCIA – MERACIE OKNO	44
5.1.6 FUNKCIA – ČASOVÉ ONESKORENIE	45
5.1.7 OCHRANY ROCOF V KOMBINÁCII S FUNKCIOU BLOKOVANIA RÝCHLOSTI ZMENY VÝKONU	45
5.1.8 OCHRANY ROCOF V KOMBINÁCIÍ S FUNKCIOU BLOKOVANIA IMPEDANCIOU V^2/P	46
5.1.9 NAVRHOVANÁ ÚČINNÁ OCHRANA ROCOF.....	49
5.2 VEKTOROVÝ SKOK – (ANSI 78)	51
5.2.1 POKROČILÝ ALGORITMUS VEKTOROVÉHO SKOKU	52
5.2.2 FALOŠNÁ PREVÁDZKA OCHRÁN VEKTOROVÉHO SKOKU	55
5.2.3 ANALYTICKÉ ROVNICE PRE STANOVENIE ČINNOSTI OCHRÁN VEKTOROVÉHO SKOKU	56
5.2.4 VÝKONOVÉ KRIVKY OCHRÁN VEKTOROVÉHO SKOKU.....	58
5.2.4.1 Parametre ovplyvňujúce výkonové krivky VS	60

5.2.5 MODEL OCHRANY VEKTOROVÉHO SKOKU	61
6 ZÁVER	64
POUŽITÁ LITERATÚRA	65
PRÍLOHA A	71
PRÍLOHA B	72
PRÍLOHA C	73

ZOZNAM OBRÁZKOV

<i>Obr. 3-1 Princíp falošného vypínania [11].</i>	19
<i>Obr. 3-2 Príklad vypnutia poruchy spôsobenej skratovým prúdom na príľahlej linke [12].</i>	19
<i>Obr. 3-3 Distribučná linka vrátane ochranných zariadení [15].</i>	21
<i>Obr. 3-4 Koordinácia medzi poistkou (Fuse 1) v blízkosti zariadenia OZ (Rec 1) [15].</i>	22
<i>Obr. 3-5 Typická situácia v ktorej je možné zaslepiť ochranu [21].</i>	23
<i>Obr. 3-6 Simulované poruchové prúdy ukazujúce oslepujúci efekt [21].</i>	23
<i>Obr. 3-7 Požiadavka na prekonanie poruchy veternej elektrárni. [25].</i>	25
<i>Obr. 3-8 Priebeh napätia s pripojenou jednotkou DER (horný priebeh) a odpojenou jednotkou DER (dolný priebeh) [29].</i>	26
<i>Obr. 3-9 Scenár ostrovnej prevádzky [31].</i>	27
<i>Obr. 3-10 Správanie napätia a frekvencie počas ostrovného režimu [33].</i>	27
<i>Obr. 3-11 Nedetekčná zóna ostrovného režimu sa neustále mení [41].</i>	29
<i>Obr. 4-1 Kategorizácia metód detekcie ostrovného režimu [45].</i>	30
<i>Obr. 4-2 Ekvivalentný obvod vybavený ochranou ROCOF [47].</i>	31
<i>Obr. 4-3 Štruktúra klasickej ochrany ROCOF.</i>	31
<i>Obr. 4-4 Správanie frekvencie pre rôzne podmienky zaťaženia pred a po LOM [48].</i>	32
<i>Obr. 4-5 Správanie ROCOF pre rôzne podmienky zaťaženia pred a po LOM [48].</i>	33
<i>Obr. 4-6 Algoritmus klasickej ochrany ROCOF.</i>	33
<i>Obr. 4-7 Priemerná hodnota ROCOF pre meniace sa M_w.</i>	33
<i>Obr. 4-8 Ekvivalentný obvod vybavený ochranou vektorového skoku [58].</i>	34
<i>Obr. 4-9 Fázory svorkového napätia a napätia generátora: (a) pred ostrovnou situáciou; (b) po ostrovnej situácii. [59]</i>	35
<i>Obr. 4-10 Priebeh napätia ochrany vektorového skoku pred a po ostrovnej situácii [59].</i>	35
<i>Obr. 4-11 Proces výpočtu uhlovej zmeny ochrany VS, ktorá sa aktualizuje po každej perióde [59].</i>	36
<i>Obr. 5-1 Bloková schéma ochrany ROCOF [60].</i>	37
<i>Obr. 5-2 Model ochrany ROCOF v programe MATLAB/ Simulink [56].</i>	38
<i>Obr. 5-3 Bloková schéma pre odhad systémovej frekvencie [53].</i>	40
<i>Obr. 5-4 Výkonové krivky pre rôzne hodnoty zotrvačnej konštanty generátora pri nastavení ochrany 1,2 Hz/s [60].</i>	42
<i>Obr. 5-5 Napäťový priebeh počas poruchy [66].</i>	43
<i>Obr. 5-6 Porovnanie citlivosti ochrany ROCOF bez a s funkciou blokovania podpäťia [66].</i>	43

<i>Obr. 5-7 Porovnanie rýchlosti zmeny frekvencie použitím rôznych techník určovania frekvencie [68].</i>	44
<i>Obr. 5-8 Porovnanie rýchlosti zmeny frekvencie použitím odlišných dĺžok meracích okien [68].</i>	44
<i>Obr. 5-9 Porovnanie doby vypnutia s použitím rôznych časových oneskorení [68].</i>	45
<i>Obr. 5-10 Krivka rýchlosti zmeny výkonu v systéme zaťaženým indukčným motorom [70].</i>	45
<i>Obr. 5-11 Štruktúra ROCOF v kombinácii s funkciou blokovania rýchlosti zmeny výkonu [70].</i>	46
<i>Obr. 5-12 Zjednodušená štruktúra systému [70].</i>	47
<i>Obr. 5-13 Tvar krivky v^2/p počas neostrovnej a ostrovnej situácie ($\Delta p = 0,778 pu$) [70].</i>	48
<i>Obr. 5-14 Štruktúra funkcie blokovania v^2/p [70].</i>	48
<i>Obr. 5-15 Štruktúra účinnej ochrany ROCOF [48].</i>	50
<i>Obr. 5-16 Vývojový diagram navrhovaného algoritmu [48].</i>	50
<i>Obr. 5-17 Model ochrany VS v programe MATLAB/ Simulink [74].</i>	51
<i>Obr. 5-18 Blokovaná štruktúra ochranného modelu s ochranou VS.</i>	52
<i>Obr. 5-19 Vývojový algoritmus ochrany vektorového skoku [58].</i>	54
<i>Obr. 5-20 Simulovaná sieť s ochranou VS [80].</i>	55
<i>Obr. 5-21 Znárodnenie doby periódy v priebehu napätia ochrany vektorového skoku [81].</i>	56
<i>Obr. 5-22 Výkonové krivky pre rôzne nastavené hodnoty zotrvačnej konštanty generátora [81].</i>	58
<i>Obr. 5-23 Normalizované výkonové krivky pre rôzne nastavené hodnoty zotrvačnej konštanty generátora [81].</i>	59
<i>Obr. 5-24 Normalizované výkonové krivky pre rôzne nastavené hodnoty ochrany [81].</i>	59
<i>Obr. 5-25 Rovina disbilancie výkonu s časovou osou detekcie ostrovného režimu, ktorá je kolmo na tento papier.</i>	60
<i>Obr. 5-26 Blokovaná schéma ochrany VS [83].</i>	61
<i>Obr. 5-27 Všeobecná blokovaná schéma ochrany VS [84].</i>	61
<i>Obr. 5-28 Dynamické správanie uzlového napätia počas ostrovnej situácie, merané pred filtrovaním [84].</i>	62
<i>Obr. 5-29 Dynamické správanie uzlového napätia počas ostrovnej situácie, merané po filtrovaní [84].</i>	62
<i>Obr. 5-30 Výkonové krivky ochrán VS – simulácie s použitím EMT a TS [84].</i>	63

ZOZNAM TABULIEK

<i>Tab. 3-1 Nebezpečenstvá Ostrovného režimom [33].</i>	28
<i>Tab. 4-1 Nastavenia ROCOF pre rôzne situácie.</i>	34
<i>Tab. 5-1 Maximálne vypínacie nastavenia ROCOF pre rôzne techniky určovania frekvencie.</i>	43
<i>Tab. 5-2 Vyhodnotenie nedetekčnej zóny [70].</i>	48
<i>Tab. 5-3 Nastavenie časového oneskorenia ochrany VS.</i>	61

ZOZNAM SYMBOLOV A SKRATIEK

Značka	Význam	Jednotka
A	bod označujúci okamih ostrovného režimu	-
dP/dt	funkcia blokovania rýchlosti zmeny výkonu	pu
E_I	napätie generátora	pu
f_0	menovitá systémová frekvencia	Hz
f_0	menovitá systémová frekvencia	pu
$f(t_k)$	nameraná hodnota frekvencie v čase odberu k-teho vzorku	Hz
$f(t_k - \Delta t)$	nameraná hodnota frekvencie pred časom k-teho vzorku	Hz
f_q	frekvencia privádzaného prúdu	Hz
f	odhadovaná systémová frekvencia	Hz
H	zotrvačná konštanta synchronného generátora	s
I_{fault}	poruchový prúd	A
I_{Gr}	prúd rozvodnej siete	A
$I_{k,gen}$	skratový prúd generátora	A
$I_{k,grid}$	skratový prúd siete	A
$I_{k,max}$	maximálny skratový prúd	A
$I_{k,min}$	minimálny poruchový prúd	A
$I_{k,tot}$	výsledný skratový prúd	A
I_s	prúd generátora	A
k	počet vzoriek	-
K	výsledný signál spracovaný filtrom dolnej priepuste	Hz/s
K_{HP}	zosílenie filtra hornej priepuste	pu
L	napájaná záťaž	MW
M_w	meracie okno	ms
n	celkový počet vzoriek získaných v danej dobe meracieho okna Δt	-
p	pomerný činný výkon v systéme	W
PF	účinník záťaže	-
P_L	výkon spotrebovaný zaťažením	MW
P_{SG}	výstupný výkon synchronného generátora	MW
P_{SYS}	výkon poskytovaný rozvodnou sieťou	MW
s	čas derivačného operátora	ms
S_{SG}	statika synchronného generátora	-

Značka	Význam	Jednotka
t_d	doba detekcie ochrany	ms
t_k	čas odberu	ms
T_a	hodnota časovej konštanty	ms
T_c	hodnota časovej konštanty	ms
T_{HP}	časová konštantá filtra hornej priepuste	ms
T_{LP}	časová konštantá filtra dolnej priepuste	ms
T_n	hodnota časovej konštanty (n – počet nastavení)	ms
T_s	vzorkovací čas	ms
T	doba periódy	ms
v	pomerné napätie v systéme	pu
V_1	nastavenie podpätia	pu
V_2	nastavenie prepätia	pu
V_{abc}	trojfázové napätie	pu
V_{dg}	svorkové napätie distribuovaného generátora	pu
V_{min}	nastavené minimálne napätie v ochrane (prahová hodnota)	pu
V_r	vypínací signál ochrany	pu
V_b, V_T	svorkové napätia	pu
V/V_n	pomer napätí veternej elektrárni	-
x	pomerná pozdĺžna reaktancia	Ω
X_d	reaktancia generátora	Ω
X/R	pomer napájacieho vedenia	-
z	pomerná miestne zaťaženie	Ω
Z_{est}	impedancia siete	Ω
Δf_i	zmena frekvencie v rámci jednej periódy (i = počet periód)	Hz
$\Delta \delta$	odchýlka uhlu rotora	°
$\Delta \theta$	absolútna odchýlka medzi uhlom a referenčným uhlom (vektorový posun)	°
Δp	pomerná diferenciacia činného výkonu	%
ΔP_0	pôvodná hodnota disbilancie výkonu	MW
ΔP_F	korigovaná hodnota disbilancie výkonu	MW
$\Delta P_{normalized}$	normalizovaná výkonová disbilancia	MW
ΔP	diferencia činného výkonu	MW

Značka	Význam	Jednotka
ΔQ	diferencia jalového výkonu	MVA _r
Δt	doba trvania periódy	ms
Δt_i	doba trvania periódy (i = príslušný počet periód)	ms
ΔV	rozdiel medzi svorkovým napätím a napätím generátora	pu
α	nastavenie ochrany vektorového skoku (prahová hodnota)	°
β	nastavenie ochrany ROCOF (prahová hodnota)	Hz/s
δ_0	menovitý uhol rotora synchronného generátora	°
δ	uhol rotora synchronného generátora	°
δ	pomerná hodnota fázy medzi generátorom a sieťou	°
ω	uhlová rýchlosť rotora SG	rad.s ⁻¹
ω_0	uhlová rýchlosť synchronného generátora	rad.s ⁻¹
θ	uhlový posun medzi svorkovým napätím a napätím generátora	°
θ_0	referenčný uhlový posun medzi svorkovým napätím a napätím generátora	°
CB	Vypínač (Circuit Breaker)	
ČR	Česká Republika	
DER	Distribuované zdroje energie (Distributed Energy Resources)	
DFIG	Indukčný generátor s dvojitém napájaním (Doubly-fed Induction Generator)	
EMT	Elektromagnetický prechodný jav (Electromagnetic Transient)	
FACTS	Flexibilné striedavé prenosové systémy (Flexible Alternating Current Transmission Systems)	
FFT	Fourierová transformácia	
FRT	Prekonanie poruchy (Fault ride-through)	
GSC	Regulátor na strane siete (Grid-Side Controller)	
IED	Inteligentné elektrické zariadenie (Intelligent electronic device)	
IIDER	Interferencia meniča DER (Inverter-interfaced DER)	
LOM	Strata siete (Loss of mains)	
LPF	Filter dolnej priepuste (Low-pass filter)	
NDZ	Nedetekčná zóna (Non-detection zone)	
NN	Nízke napätie	
OZ	Opätovné zapnutie	
PCC	Bod spoločného pripojenia (Point of Common Coupling)	

Značka	Význam
PDS	Prevádzkovateľ distribučnej siete
PLL	Fázovo uzatvorená slučka (Phase-Locked Loop)
PPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy
PSCAD	Power System Computer Assisted Design (Softvér)
PUC	Bod pripojenia (Point of Utility Connection)
pu	Pomerná jednotka (Per unit)
PV	Fotovoltaické elektrárne
PWM	Pulzne širková modulácia (regulátor)
ROCOF	Hodnotenie zmeny frekvencie (Rate of change of frequency)
SAIDI	Register priemernej doby prerušenia systému (System Average Interruption Duration Index)
SCADA	Dohľad nad kontrolou a získavania údajov (Supervisory Control And Data Acquisition)
SG	Synchrónny generátor
THD	Celkové harmonické skreslenie (Total Harmonic Distortion)
TS	Prechodná stabilita (Transient stability)
VN	Vysoké napätie
VS	Vektorový skok (Vector shift)
VVN	Veľmi vysoké napätie

1 ÚVOD

Ochrana elektrického systému je kľúčovou súčasťou všetkých elektrických systémov, a preto ich testovanie a overovanie bolo vždy dôležité. V konvenčnom navrhnutom elektrickom systéme bol dôraz z hľadiska spoľahlivosti vždy kladený na úroveň ochrany prenosovej sústavy, kde boli počas mnohých rokov technickej praxe vyvinuté veľmi prísne a podrobné postupy a predpisy typového testovania. Ochrana distribučnej sústavy vďaka obmedzeniu nákladov a menšieho vplyvu na stabilitu a bezpečnosť celého systému bola vždy navrhnutá jednoduchším spôsobom a preto testovacie požiadavky boli menej náročné.

Vzhľadom na rýchle narastanie rôznych zdrojov elektrickej energie na všetkých úrovniach distribúcie, sú bežné ochranné systémy a postupy ich testovania a validácie často nedostatočné. V odbornej literatúre už bolo uvedené množstvo obmedzení a problémov existujúcich ochrán. Niektoré z týchto problémov je možné riešiť malými zmenami existujúcich postupov, zatiaľ čo iné vyžadujú vývoj nových ochranných techník.

Cieľom tejto práce je preskúmať a popísať hlavné problémy súvisiace s ochranným systémom distribuovaných zdrojov elektrickej energie (DER), ktoré sa používajú na chránenie distribučnej sústavy pred spätnými vplyvmi DER a známe riešenia v budúcich distribučných systémoch. Práca bude zameraná na zber informácií a popis nových systémov chránenia, ktoré nie sú bežne používané v ČR, ako sú ochrany ROCOF a vektorový skok.

Ďalej sa táto práca bude zaoberať detailným popisom funkčných princípov dostupných ochrán používaných pre chránenie distribuovaných zdrojov elektrickej energie. Súčasťou ich popisu budú schémy zapojenia alebo schémy funkčného bloku, vysvetlenie ich prínosu a definície základných podmienok pre ich nastavenie. Táto práca by mala pomôcť pri nastavovaní týchto ochrán alebo ich projektovaní.

2 VYSVETLENIE POJMOV

Distribučné zdroje energie (DER) – zdroje na výrobu elektrickej energie alebo kontrolovanej záťaže, ktoré sú priamo pripojené na miestny distribučný systém, alebo pripojené k hostiteľskému zariadeniu v rámci miestneho distribučného systému. Vzťahujú sa hlavne na menšie výrobné jednotky, ktoré sú umiestnené na strane spotrebiteľa. DER môžu zahŕňať solárne fotovoltaické jednotky na streche, veterné jednotky, batérie, batérie v elektrických vozidlách (používajú sa na export elektrickej energie späť do siete), kombinované jednotky na výrobu tepla a elektrickej energie alebo trojgeneračné jednotky (využívajú odpadové teplo na zabezpečenie chladenia), generátory biomasy (poháňané odpadovým plynom alebo priemyselnými a poľnohospodárskymi vedľajšími produktmi), plynové turbíny s otvoreným a uzavretým cyklom, piestové motory (nafta, olej), vodné a mini-vodné systémy, palivové články atď. [1][2]

Flexibilné striedavé prenosové systémy (FACTS) – skupiny výkonovej elektroniky a statických regulátorov, ktoré sa používajú na prekonanie určitých obmedzení v elektrických sieťach prenosovej sústavy. Kombinácia rozsiahlej distribuovanej výroby energie a deregulácie vedie k nekontrolovaným tokom zaťaženia, nestabilite a preťaženiu vedenia, čo vedie k poruchám prenosu energie. Jednoduché zavádzanie nových prenosových sietí na prenos energie a zníženie preťaženia je z dlhodobého hľadiska nákladné. Flexibilné prenosové systémy striedavého prúdu sú efektívnejšie a účinnejšie zvyšujú možnosť zaťaženia vedenia bez akéhokoľvek preťaženia. FACTS zahŕňajú reguláciu napätia, kompenzáciu jalového výkonu pre sieťovú infraštruktúru, kontrolu toku činnej energie v sieti na zníženie preťaženia prenosovej sústavy, zlepšujú prechodnú a dynamickú stabilitu prenosových sietí [3].

Prekonanie poruchy (FRT) – dôležitým prvkom riadenia veterných turbín a systémov na premenu energie. Popisuje schopnosť veternej turbíny (alebo v skutočnosti veternej elektrárne), zotrvať pripojená k rozvodnej sieti počas krátkeho poklesu sieťového napätia. Keď napätie v sieti klesá, je dôležité, aby veterná elektrárň zostala on-line a aby sa zabránilo veľkým výpadkom. Rovnako dôležité je, aby elektrárň aktívne pracovala na kompenzácií poruchového stavu siete a podieľala sa ako na skratovom príspevku tak i na stabilizácii napätia [4].

Pre krátke systémové poruchy (do 140 ms) platí, že veterná elektrárň musí zostať pripojená k rozvodnej sieti. Počas porúch siete alebo zhoršenia stavu musí veterná elektrárň dodávať do siete maximálny jalový výkon bez toho, aby došlo k vypnutiu vzhľadom na vypínaciu charakteristiku zariadenia.

Pri poklesoch napätia vo VVN sieťach, ktoré trvajú dlhšie ako 140 ms, musí byť výstupný výkon veternej elektrárne zachovaný.

Inteligentné elektronické zariadenie (IED) – zariadenie, ktoré sa pridáva do priemyselných riadiacich systémov, ktoré umožňujú pokročilú automatizáciu napájania. Existuje mnoho typov IED a môžu sa používať na rôzne účely ako monitorovanie, meranie, kontrolu ale hlavne na chránenie terminálov. Zariadenia IED sú súčasťou regulácie výkonu. Používajú sa v mnohých jednotkách DER, ako sú riadiace vypínače, spínače kondenzátorov a regulátory napätia. Nastavenie IED závisí od iných nastavení v sieti [5].

Strata siete (LOM) – všeobecným pojmom spojeným s procesom automatickej detekcie Ostrovného režimu začleneným do zabudovaného ochranného a riadiaceho zariadenia generátora. Poskytuje schopnosť zistiť zmenu a tým pádom aj stratu napájania siete, ku ktorej je generátor pripojený a ktorý dodáva elektrickú energiu do siete [6].

Strata siete v distribučnej sústave môže viesť k tomu, že časť bude odpojená od zvyšku distribučnej siete, ak sa v nej nachádza ostrovná situácia.

Nedetekčná zóna (NDZ) – prevádzková oblasť, v ktorej nemožno včas detegovať ostrovný režim. Môže byť spôsobená nedostatočnou disbilanciou výkonu, ktorá môže byť detegovaná ochrannými funkciami v súvislosti s prevádzkovými parametrami danej sústavy. Hodnoty frekvencie a veľkosti napätia v ostrovej prevádzke závisia od lokálnej charakteristiky zaťaženia. NDZ patrí medzi najdôležitejšie vlastnosti, ktoré určujú efektívnosť systému na detekciu ostrovného režimu.

Ostrovný režim (Islanding) – inak aj ostrovná prevádzka alebo situácia, v ktorej sa distribučná sústava stáva elektricky izolovanou od zvyšku energetického systému, napriek tomu je stále napojená na DER. Distribučná sústava v čase ostrovej prevádzky nemá žiadny aktívny zdroj elektrickej energie a nedostáva elektrickú energiu v prípade, ak dôjde k poruche v prenosovej sústave. Bežným postupom je, že takmer všetky jednotky DER v prípade ostrovného režimu musia byť čo najskôr odpojené od siete. Norma IEEE 929-1988 vyžaduje odpojenie DER v prípade, ak nastane ostrovná prevádzka [7]. Ostrovná prevádzka môže byť úmyselná alebo neúmyselná. Počas údržby na rozvodnej sieti môže odstavenie rozvodnej siete spôsobiť ostrovná prevádzka generátorov. Ak je strata siete úmyselná, ostrovný režim je známy. Dôležitejším je neúmyselný ostrovný režim, ktorý spôsobuje náhodné odstavenie siete. Keďže existujú mnohé problémy s neúmyselným ostrovným režimom, norma IEEE 1547-2003 standard [8] stanovuje maximálne oneskorenie 2 sekundy na detekciu neúmyselného ostrovného režimu čo znamená, že všetky jednotky DER musia do 2 sekúnd prestať napájať distribučný systém [9].

Vyhodnocovanie zmeny frekvencie (ROCOF) – vyhodnotenie zmeny frekvencie systému v určitom čase. Jednotka merania je Hertz za sekundu skrátaná ako Hz/s.

Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) – systém určujúci, ktoré z daných jednotiek DER musia byť odpojené. Nemusí byť nakonfigurovaný na určitú sieťovú časť, tzn. že môže byť použitý pre akúkoľvek sieť a môže byť rozšírený na väčšiu oblasť siete. Nevýhodou tohto systému sú však súvisiace vysoké náklady na vytvorenie požadovanej komunikačnej infraštruktúry. Systém SCADA je závislý od použitého komunikačného zariadenia.

Vektorový skok (VS) – určuje vznik zmeny v nejakej meranej perióde, založenej na princípe posunu záťažného uhla synchronného stroja. Zmena záťažného uhla je detegovaná ako posun fáze meranej efektívnej hodnoty napätia. Najčastejšou využívanou metódou pre meranie zmeny uhla je prechod nulou (metóda Zero-crossing). Ochrana VS zaisťuje rýchle odpojenie od siete v prípade, že dôjde k významnému posunu vektora meraného napätia. Je veľmi rýchla ale nie je citlivá na zmenu frekvencie, keďže vyhodnocuje malé množstvo períód.

Poruchový (skratový) prúd – elektrický nadprúd, ktorý vznikne pri poruche (skrate) v elektrickej sieti. Poruchový prúd je zvyčajne niekoľkonásobne väčší ako prúd, ktorý normálne prúdi cez obvod v nezávislom stave. Ak vznikne poruchový prúd, tak sa zníži impedancia obvodu v ktorom vznikla porucha, spravidla na úroveň skratovej impedancie poruchy. K zväčšovaniu poruchového prúdu môžu prispievať rôzne jednotky DER, ktoré sú inštalované v tom istom systéme v ktorom vznikla porucha.

3 PROBLEMATIKA CHRÁNENIA DER

Pripojenie čoraz väčšieho množstva DER k distribučnej sieti nie je nič nové. V súčasnosti sa počet jednotiek DER rapídne zvýšil a vplyv na prevádzku distribučnej siete sa stal zrejším. Vznikli obavy, či je distribučný systém vrátane DER stále správne chránený. V článku [10] sa uvádza, že problémy s ochranou by sa mohli stať jednou z najväčších technických prekážok pre širokú integráciu DER v distribučných sieťach. Uskutočňuje sa rozsiahly výskum zameraný na riešenie možných ochranných problémov v DER. Tieto problémy výrazne závisia od použitého ochranného systému a od typu distribučnej siete. Uvedené problémy ochrany možno vo všeobecnosti rozdeliť do dvoch kategórií [10]:

1. problémy s detekciou poruchy,
2. problémy so selektivitou.

Nárast jednotiek DER preukázal škodlivé účinky na výkonnosť ochrán prepojenia DER. V tejto kapitole sú popísané hlavné problémy, ktoré ovplyvňujú výkonnosť existujúcich ochrán, ako je koordinácia s funkčnou ochranou siete, odolnosť voči vzdialeným poruchám alebo príslušným poruchám spolu s pohľadom na hlavné navrhované metódy riešenia týchto problémov.

Osobitná pozornosť bola venovaná citlivosti rozhrania meniča DER (IIDER) počas porúch siete a vplyvu týchto dynamík (líšiacich sa od bežných), ktoré majú dopad na citlivosť a rýchlosť pôsobenia ochrany generátora.

Táto časť sa zameriava na prechod, koordináciu, nedostatky systému do ostrovného režimu (islanding), prekonania poruchy, nadprúdovej ochrany a zemného spojenia, ktoré sa zaraďujú medzi problematiku chránenia DER. Okrem toho sa táto kapitola zaoberá oslepením, kedy ochrana nezaregistruje poruchu v sieti (bežný problém ochrany na úrovni distribúcie).

3.1 Koordinácia s funkčnou ochranou siete

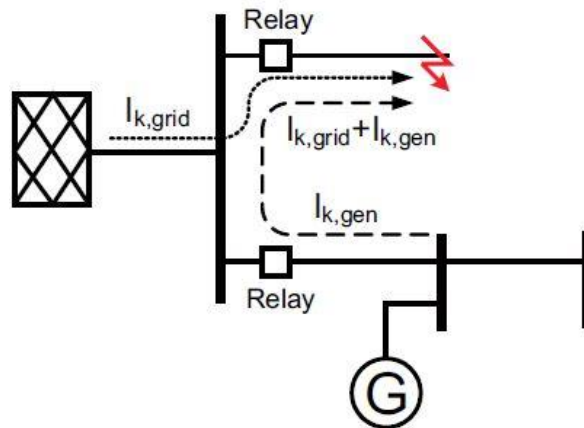
Inštalácia DER má veľký vplyv na tok energie v systéme, čo prináša významné problémy selektivity súčasnej bežnej nadprúdovej ochrany a poistky. Vznikla preto otázka koordinácie medzi ochranou prepojenia DER a funkčnou ochranou siete.

3.1.1 Prevencia falošného vypínania DER

Vo všeobecnosti môže dôjsť k nežiadúcemu vypnutiu DER prechodom nadprúdu v dôsledku nepriaznivého vypnutia, alebo pri vzdialených poruchách vypnutím prechodného napájaného napätia.

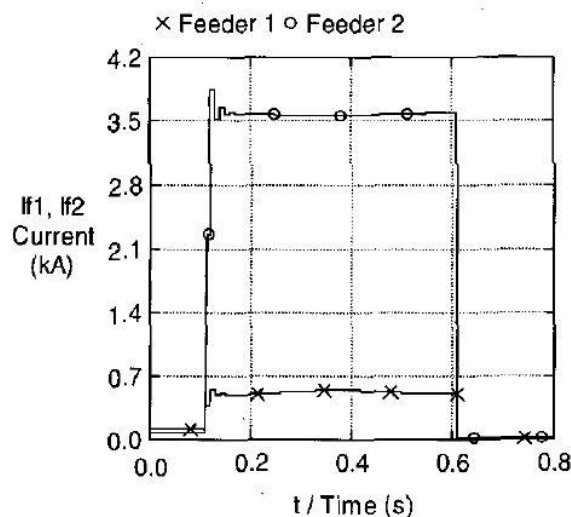
Falošné vypínanie nastáva, ak generátor, ktorý je nainštalovaný na linke prispieva poruchovým prúdom do vedľajšej linky pripojenej k tej istej rozvodni. Prispievaním generátora poruchovým prúdom môže prekročiť úroveň odberu nadprúdovej ochrany, čo by mohlo viesť k výpadku bezporuchovej linky pred odstránením skutočnej poruchy. Tento problém spadá do kategórie problémov so selektivitou.

Na Obr. 3-1 je znázornený princíp falošného vypnutia. Generátor významne prispieva poruchovému prúdu, ak sa generátor alebo porucha (môžu aj oboje) nachádzajú v blízkosti rozvodne. Najmä v slabších sieťach s dlhšou linkou, ktoré sú chránené určitými nadprúdovými ochranami, môže dôjsť k falošnému vypnutiu. V tomto prípade musia nastavenia ochrán zabezpečiť, aby boli zistené poruchy na konci linky, ktoré vedú k relatívne malému odberu prúdu. V tomto prípade DER ovplyvňuje bezpečnosť ochranného systému.



Obr. 3-1 Princíp falošného vypínania [11].

Aby sa predišlo falošnému vypnutiu, vznikom nadprúdu, je dôležité nájsť iné vhodnejšie nastavenie ochrany [12]. Časové oneskorenie ochrany v DER by malo byť nastavené pomalšie ako na susedných linkách. Navyše môže byť k ochrane pridaná smerová zložka, ktorá podporuje vlastnú selektivitu.



Obr. 3-2 Príklad vypnutia poruchy spôsobenej skratovým prúdom na príľahlej linke [12].

Obr. 3-2 predstavuje príklad, kde trojfázová porucha na príľahlej linke spôsobuje falošné vypínanie linky 1 (feeder 1), pretože generátor na linke 1 privádza k miestu poruchy skratový prúd.

Pri nesprávnom vypnutí z dôvodu poklesu napätia je problém komplikovanejší. Popíšeme si dve dostupné varianty tohto problému [13]. Jednou z nich je použitie Dy pripojenia transformátora na spoločnom bode spojenia s D vinutím na funkčnej strane. Tým sa zabezpečí, že fázové napätie na strane DER neklesne behom jednofázovej poruchy na primárnej strane pod 58 %. Ďalšou metódou je inštalácia elektronického korekčného spínača.

Prvá metóda je ekonomickejšia, avšak s obmedzenou účinnosťou. Prevádzka pri napätí 0.58 pu je mimo zákonných limitov a táto metóda nedokáže vyriešiť neoprávnenú prevádzku spôsobenú inými typmi porúch v príľahlých linkách.

Druhá metóda vyžaduje nákup a inštaláciu nového sieťového vybavenia. Elektronický vyrovnávací korektor je schopný udržiavať napätie iba v troch periódach, čo znamená, že porucha

na prilahlých linkách musí byť odstránená za menej ako 60 ms. V niektorých prípadoch je úzko spojená s problémom FRT.

3.1.2 Problémy koordinácie vypínacích charakteristík DER

Je známe, že synchronne a asynchronne jednotky DER majú veľký vplyv na úroveň porúch celého systému. Ako už bolo uvedené, tieto typy DER prispievajú značným množstvom poruchového prúdu počas poruchy systému. V dôsledku toho sa znižuje citlivosť a dosah bežných nadprúdových ochrán. Ak sa v systéme vyskytne porucha, ochrana ju nemusí zistiť. V niektorých prípadoch môže systém trpieť zvýšenými tokmi elektrického prúdu, čo vedie k preťaženiu, prepätiu alebo dokonca k výpadku DER.

Na rozdiel od synchronného a indukčného DER, vplyv na systémy IIDER o konvenčných systémoch ochrany je vo všeobecnosti oveľa menej výrazný (počas prevádzky pripojenej k sieti), pretože každá jednotka má obmedzený prúdový výstup do siete. Zdá sa, že problémom je opačný efekt. Podľa poruchových charakteristík meničov, sú meniče veľmi citlivé na poruchy systému a po veľmi krátkom čase od vzniku poruchy sa vypnú [13]. To indukuje riziko vypnutia pri použití DER pripojeného k meniču, čo je nežiadúce pre ich budúce rozsiahle nasadenie. Možné riešenia tohto problému sú:

1. Vylepšenie riadiacich jednotiek DER na báze meniča, aby sa zvýšila jeho schopnosť FRT.
2. Používanie pokročilejšej techniky FRT založenej na vyššej úrovni požiadaviek. Mala by existovať jednotná norma pre požiadavky FRT meniča DER, ktorý je pripojený v sieti.

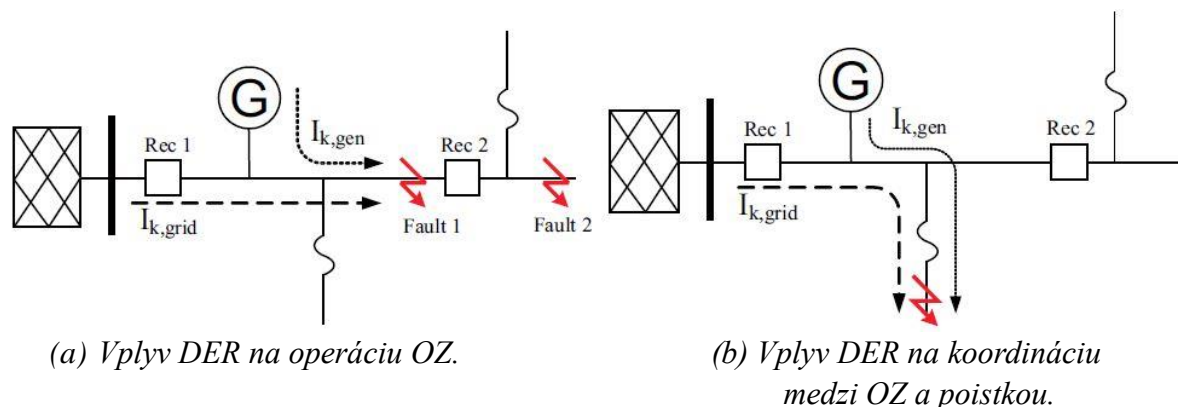
Zdroje IIDER sú veľmi problematické v ostrovnom režime prevádzky. Nízky poruchový prúd v IIDER je jednou z hlavných výziev na aplikáciu a koordináciu bežnej nadprúdovej ochrany v ostrovných sieťach, ktoré vykazujú zvýšený počet týchto generátorov [14]. Metódy navrhnuté na riešenie niektorých problémov koordinácie ochrán sú zahrnuté v ďalšej kapitole. Okrem problémov s poruchovými prúdmi sa môže stať, že hlavné meniče majú nedostatok zotrvačnosti. Overenie funkčnosti techník založených na inteligentných systémoch je pomerne zložitá, pretože je ťažké dokázať sa vyhnúť nesprávnemu správaniu.

3.1.3 Koordinácia opätovného zapnutia a úspora poistky

Pretože, väčšina porúch v napájacom systéme je prerušovaná, automatické opätovné zapnutia (OZ) sú široko používané v napájacích rozvodoch VVN a VN na podporu nepretržitého napájania po celej sieti. Ochrana nadzemných rozvodných liniek s automatickými OZ, je veľmi efektívny spôsob ochrany pred dočasnými poruchami a tiež minimalizuje počet prerušených dodávok energie. Poruchový prúd je detegovaný nadprúdovou ochranou, od ktorej sa spúšťa zariadenie (vypínač) pre opätovné zapnutie (OZ). Poruchový prúd môže byť ovplyvnený príspevkom generátora a preto môže nastať problém s jeho detekciou. Inštalácia DER môže narušiť opätovné zapnutie zariadenia nasledujúcimi spôsobmi:

1. Elektrický oblúk nemusí uhasnúť a deionizovať pred opätovným zapnutím, pretože jednotky DER budú naďalej pokračovať v napájaní poškodenej linky. Týmto účinkom sa potenciálna porucha stáva trvalou poruchou a musí dôjsť k prerušeniu dodávky.

2. Proces krátkodobého vypnutia DER, pravdepodobne povedie k nesynchronizačnej situácii s funkčným systémom OZ. Zariadenie na opätovné zapnutie obvodu môže byť týmto zablokované.



Obr. 3-3 Distribučná linka vrátane ochranných zariadení [15].

Ďalej môže dôjsť k strate koordinácie medzi zariadeniami OZ alebo zariadením OZ a poistkou, čo priamo spôsobuje problémy so selektivitou (Obr. 3-3). Pre miesto poruchy 1 (Fault 1) na Obr. 3-3 platí:

$$I_{k,tot} = I_{k,grid} + I_{k,gen} \quad (1)$$

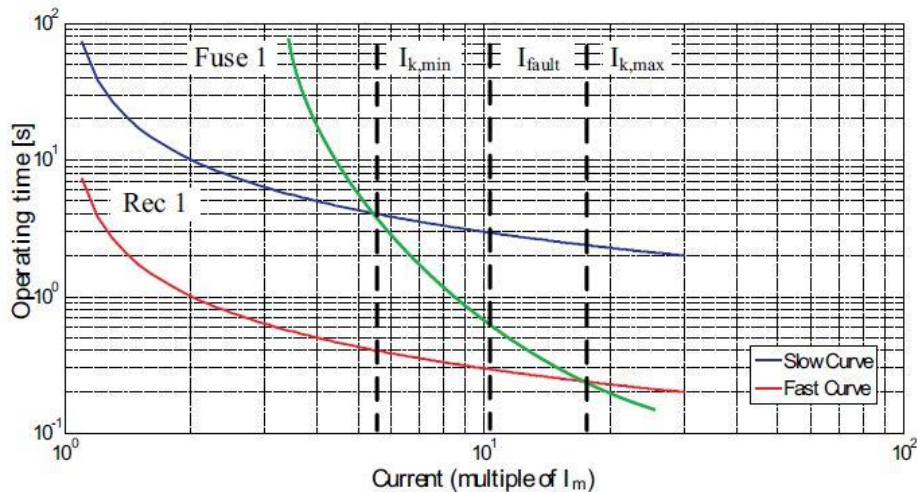
kde,

$I_{k,tot}$ – výsledný skratový prúd,

$I_{k,grid}$ – skratový prúd siete,

$I_{k,gen}$ – skratový prúd generátora.

Skratový prúd $I_{k,grid}$, ktorý vznikne z dôvodu poruchy 1 je snímaný zariadením OZ 1 (Rec 1). Ako už bolo spomenuté, príspevok skratového prúdu dodávaný sieťou vedie k oneskorenej detekcii porúch, alebo v najhoršom prípade k žiadnej detekcii (tzn. problém s detekciou poruchy). Porucha 2 (Fault 2) je zistená pomocou poruchového prúdu $I_{k,tot}$, ktorý spozoruje zariadenie OZ 2 (Rec 2). Prúd $I_{k,tot}$ je väčší ako prúd snímaný zariadením OZ 1 (Rec 1). Mnoho zariadení pre OZ je vybavených závislou časovo-prúdovou charakteristikou, ktorá v tomto prípade popisuje vzťah medzi zariadeniami OZ 1 (Rec 1) a OZ 2 (Rec 2). V dôsledku pripojenia generátora sa zvyšuje celkový skratový prúd a pre poruchy na konci linky sa musí skontrolovať maximálna hodnota, ktorá bola prerušená v kratšom čase zariadením OZ 2 (Rec 2). Obr. 3-4 znázorňuje koordináciu medzi poistkou a zariadením pre OZ. V tomto prípade sú koordinované tak, že existuje selektívne odstraňovanie porúch spôsobené poruchovým prúdom $I_{k,min} < I_{fault} < I_{k,max}$. Podrobnejšie vysvetlená koordinácia medzi poistkou a zariadením pre OZ je v [16].



Obr. 3-4 Koordinácia medzi poistkou (Fuse 1) v blízkosti zariadenia OZ (Rec 1) [15].

Koordinácia medzi poistkou a zariadením OZ sa stratí ak $I_{k,tot} > I_{k,max}$. V prípade Obr. 3-3(b) sa krivka poistky nachádza pod krivkou zariadenia OZ (opačne ako v prípade Obr. 3-4) a poistka odstráni poruchu skôr ako začne pracovať OZ. Preto dôjde k trvalému vypnutiu dočasnej poruchy a to môže viesť k zbytočným prerušeniam. Na Obr. 3-4 sú zobrazené vypínacie charakteristiky pre poistku a zariadenie OZ.

Aby sa tomuto problému zabránilo, jednou z možností je rozšírenie nastavenia OZ na 1-2 sekundy, čo nemusí byť možné pre siete, ktoré zásobujú citlivých zákazníkov [17]. Alternatívou je rýchlejšie vypínanie DER na detekciu ostrovej situácie. Môže dôjsť k rozporu medzi schopnosťou prekonania poruchy DER a používanou rozvodňou. Ďalšou možnosťou by bolo pridanie funkcie synchronizačnej kontroly, alebo funkcie monitorovania zotaveného napätia, aby sa predĺžil čas OZ pre uhasnutie oblúku. Obe vyžadujú však inštaláciu napäťových transformátorov na oboch stranách automatického opätovného zapnutia.

V distribučnom systéme NN môže príspevok DER narušiť stratégiu šetrenia energiou [18]. Pre dosiahnutie vysokej dostupnosti DER je vhodné vymeniť poistky s vypínačmi pre OZ.

3.1.3.1 Nesynchronizované opätovné zapnutie

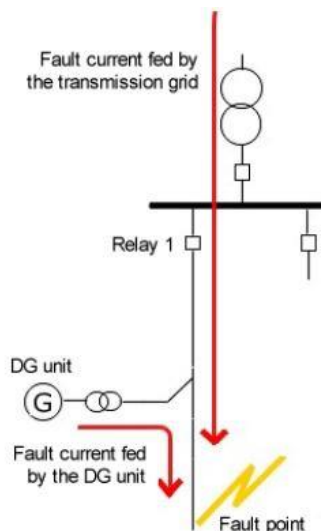
Okrem vyššie spomínaných dôvodov strata koordinácie medzi poistkou a zariadením OZ spôsobuje aj nesynchronizované opätovné zapínanie DER. Počas doby zotavenia je časť linky odpojená od hlavného systému, aby sa oblúk mohol deionizovať. Generátor, ktorý je pripojený k linke má tendenciu udržiavať odpojenú linku pod napätím a udržuje tým oblúk v mieste poruchy. Dočasná porucha sa preto stáva trvalou. V dôsledku nevyváženosti medzi DER a zaťažením sa generátory odchyľujú od synchronizmu hlavnej siete, čo vedie k nesynchronizovanému OZ. To môže vážne poškodiť generátor a spôsobiť vysoké prúdy a napätia na susedných sieťach [18].

3.2 Oslepenie ochrany

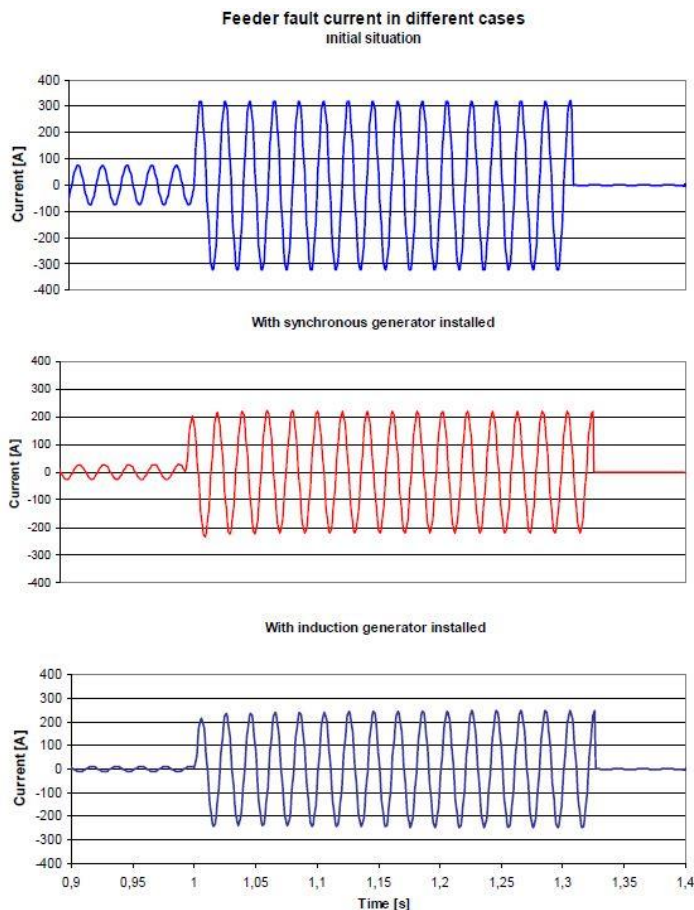
Oslepenie ochrany je kritickým problémom, pretože môže znížiť citlivosť ochrany. K tomuto problému dochádza, ak jednotka DER spolu s rozvodňou napájajú poruchu v sieti. V dôsledku impedancie transformátora nakrátko je znížený prúd, ktorý prechádza cez ochranné zariadenie na linke [19]. Všeobecne platí, že celkové úrovne porúch prúdov sú zvyšované v dôsledku prítomnosti DER, ale prúd meraný ochranou je hodnota, ktorá zaisťuje činnosť ochrany. Preto by

sa mal vždy zohľadniť pokles poruchového prúdu spôsobený jednotkou DER. Podobné problémy sa dajú očakávať pri ochrane NN siete poistkou [20].

Na Obr. 3-5 je znázornená situácia oslepenia ochrany a na Obr. 3-6 sú pre danú situáciu simulované poruchové prúdy, ktoré prechádzajú ochranou. Na Obr. 3-6 sú uvedené hodnoty poruchového prúdu bez pripojenej jednotky DER a hodnoty s pripojenou jednotkou DER (synchronný alebo indukčný generátor).



Obr. 3-5 Typická situácia v ktorej je možné zaslepiť ochranu [21].



Obr. 3-6 Simulované poruchové prúdy ukazujúce oslepujúci efekt [21].

Aj jednotka založená na invertore môže mať za následok oslepujúci jav na ochranu napriek tomu, že príspevok efektívnej hodnoty poruchového prúdu je relatívne nízky [20]. Z dôvodu oslepenia ochrany môže byť ochrana v niektorých častiach siete nefunkčná, typicky v koncových častiach linky vrátane jednotiek DER. Preto sú najproblematickejšie dvojfázové poruchy a poruchy s vysokou impedanciou. Najväčšie pochybnosti sú pri nezávislých ochránach, pretože ak nedôjde k prekročeniu najnižšej nastavenej úrovni vypnutia, tak nedôjde k vypnutiu ochrany. Pri časovo inverzných ochránach môže oslepenie spôsobiť oneskorenie vypnutia, čo vedie k problémom s teplotnými limitmi komponentov a vedení.

Ak oslepenie blokuje činnosť ochrany, ale jednotka DER je odpojená svojou vlastnou ochranou (čím sa umožní OZ ochrany linky), v prevádzke ochrany linky sa objaví oneskorenie času spôsobené ochranou jednotky DER.

Riešením takýchto problémov je použitie nových charakteristík, ktoré určujú prevádzku ochrany s nižšími vypínacími limitmi. Je to jednoduchý a účinný spôsob, ako sa vyhnúť problémom s oslepením a funguje v mnoho prípadoch. Avšak, pre znižovanie vypínacích limitov môžu nastať určité problémy:

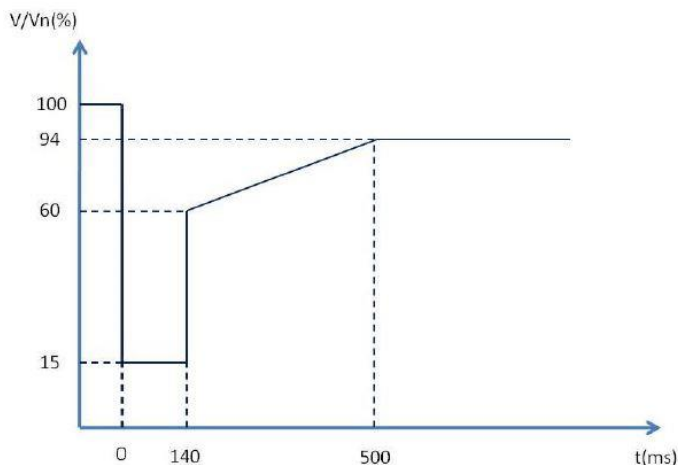
- problém s prevádzkou na vedľajšej linke (počas poruchy),
- extrémne zaťaženie výroby,
- problém s prúdmi na spúšťanie jednotiek DER a iných rotujúcich zariadení.

Je potrebné zvážiť možnosti priaznivého vypínania medzi nastaveniami na poruchovej linke, kde sa vyskytla porucha a na vedľajšej bezporuchovej linke [22]. Ďalej možno predísť oslepeniu, ak sa dostatočne definujú obmedzenia na prevádzku ochrany jednotiek DER. Sieťové jednotky DER musia byť posilnené alebo upravené aby sa predišlo úplnému zaslepeniu. Tým pádom sa zvýšia náklady DER, pretože celá myšlienka je založená na inštalácií malých jednotiek bez významných dodatočných nákladov. Typ DER a tým aj jej elektrické hodnoty sú zvyčajne ovplyvnené prevádzkovateľom siete.

3.3 Koordinácia s prekonaním poruchy (FRT)

Podľa distribučného kódexu [23] musia byť všetky generátory, ktoré sú pripojené k distribučnej sústave (prispievajú k udržaniu bezpečnosti systému) vybavené schopnosťou FRT. V súčasnosti sú typickým príkladom možnej koordinácie s FRT veterné turbíny. Pre iné typy DER, najmä pre jednotky s nízkym menovitým výkonom, nie sú potrebné žiadne schopnosti FRT.

Vo Veľkej Británii sa vyžaduje aby DER zvládlo prekonanie poruchy napätia s trvaním až do 140 ms. Schopnosť FRT pri rôznych napäťových poklesoch a trvania je definovaná v [24] a líši sa od toho, či jednotky DER sú inštalované na pobreží alebo mimo pobrežia. Na Obr. 3-7 sú znázornené špecifikácie FRT pre veternú elektrárňu umiestnenú na mori, kde V/V_n je pomer napätia veternej elektrárni k menovitému napätiu na strane NN.



Obr. 3-7 Požiadavka na prekonanie poruchy veternej elektrárni. [25]

Dôležitým uplatnením veterných elektrární je ochrana poistky na bázi DFIG. V dôsledku toho sa chráni výkonová elektronika pred pôsobením vysokého poruchového prúdu na rotorovom vinutí, takým spôsobom pracuje stroj ako indukčný generátor. Zavedenie a odstránenie poistky je riadené prostredníctvom výkonovej elektroniky, čo má za následok rýchlu reakciu na poruchy. Táto stratégia založená na rotore je neschopná obstarávať systémové napätie prostredníctvom exportu jalového výkonu, pretože stroj absorbuje jalový výkon počas doby prekonania poruchy. [23]

Ďalšia stratégia spôsobuje okamžité prerušenie statorového prúdu, ktorý účinne odstraňuje generátor zo siete. Potom nasleduje obnovenie synchronizácie na úroveň sieťového napätia. Táto technika na strane statora je výhodná, pretože ponúka úplnú ovládateľnosť prúdu počas doby prekonania. Na tento spôsob je potrebné väčšie množstvo výkonovej elektroniky ako v predošlom prípade. [26]

Použitie FACTS je tiež účinným prostriedkom na dosiahnutie prekonania poruchy poskytnutím jalového výkonu potrebného na udržanie stability generátora. V opačnom prípade generátory nie sú schopné zabezpečiť tento potrebný jalový výkon, najmä počas poklesu napätia. Aby sme udržali stabilitu generátora, musíme zvýšiť stabilitu a obmedzenie skratových prúdov [27]. To si vyžaduje samostatnú sieťovú investíciu a tieto zariadenia sa používajú na podporu prenosovej sústavy. Systémy na akumuláciu energie podobným spôsobom môžu prispôbovať prebytok/deficit činného alebo jalového výkonu z dôvodu lepšieho podporovania distribuovaného generátora pri poruchových stavoch.

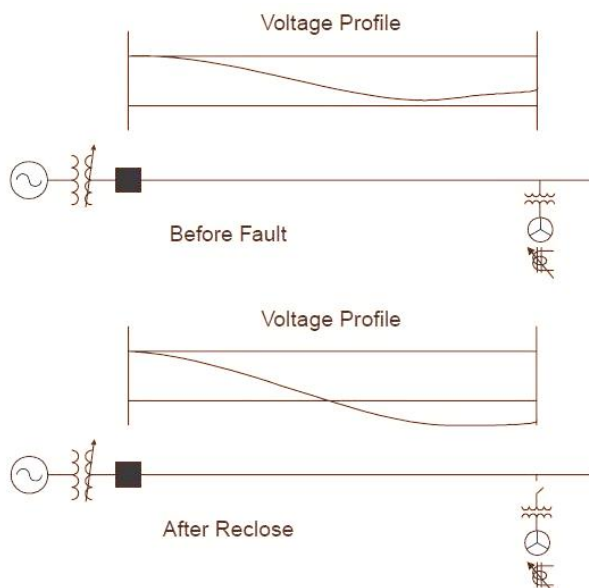
Prepínaním sériového odporu (dynamický brzdový odpor) spolu so zvýšením statorového napätia sa zabezpečí tlmenie obvodu. Tento spôsob nie je flexibilný ako používanie FACTS, pretože jeho výkon je obmedzený účinníkom [27].

Supravodivé obmedzovače poruchového prúdu môžu poskytovať podobnú funkciu dovedy, kým sa nespotrebuje prebytočná energia na poruchovej linke [28].

3.4 Problém s reguláciou napätia

Na Obr. 3-8 je znázornená problematika s reguláciou napätia, ktorá často prináša najprísnejšie obmedzenia o tom, koľko DER možno obsluhovať z konkrétneho distribučného napájajúca. Platí to najmä pre mimo mestské napájajúce, kde je väčšia pravdepodobnosť, že DER bude umiestnená na dlhú vzdialenosť od rozvodne. Predtým ako nastane v sieti porucha, jednotky DER pomôžu zvýšiť napätie v sieti, ako je to znázornené na Obr. 3-8 (horný priebeh). Ak dôjde k poruche,

jednotky DER sa odpoja. Z tohto dôvodu nastane preťaženie linky a dôjde k poklesu napätia (Obr. 3-8 dolný priebeh). Jednotky DER zlepšujú spoľahlivosť distribučného systému tým, že mu umožňujú dodávať väčšiu záťaž pri normálnom napätí [29].



Obr. 3-8 Priebeh napätia s pripojenou jednotkou DER (horný priebeh) a odpojenou jednotkou DER (dolný priebeh) [29].

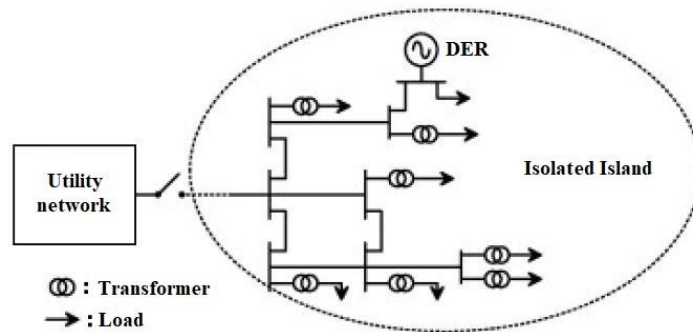
Značným prevádzkovým problémom je, ak sa vyskytne porucha v blízkosti, kde je napájač závislý na výkone, ktorý dodáva DER. Inými slovami, prenášaný výkon je závislý na dodávanom (DER) a odoberanom výkone (záťaž). Ak sú tieto dva výkony (dodávaný a odoberaný) v bilancii a dôjde k výpadku jedného z nich, nastane významný nárast zaťaženia napájača. Aby ochranný systém správne fungoval pred poruchami v systéme, musí sa DER odpojiť. Zostane odpojený dovtedy, kým nebude možné určiť, či sa napätie v sieti stabilizovalo (zvyčajne niekoľko minút). Ak je zaťaženie príliš veľké, napätie bude klesať príliš pomaly, systém nebude schopný úspešne obsluhovať záťaž pri opätovnom uzavretí, na obnovenie napájania budú potrebné zmeny v prevádzkovom postupe a preto obnovenie napájania bude trvať dlhšie. Spoľahlivosť systému na dodávku energie sa môže zdať mierne zhoršená, hoci DER môže v skutočnosti zmierniť problém regulácie napätia za normálnych podmienok. Najviac obmedzujúcim faktorom v rozhodovaní je, ak sa obmedzí maximálna zmena napätia prípustná pre túto okolnosť na určitú hodnotu, napríklad 5 % (alebo 10 %, ak existujú rýchle regulátory). Bez podstatných zmien prevádzkových postupov to môže obmedziť počet DER, ktoré môžu byť pripojené na danom napájači [29]. Napríklad na typickom mimo mestskom 15 kV napájači, maximálne množstvo výroby vzhľadom na toto pravidlo je v rozsahu 500 – 1000 kW v závislosti od skutočného umiestnenia DER od napájača. Ak sa DER nachádza v blízkosti rozvodne (v mestskej oblasti), tento rozsah by sa mohol zvýšiť na 3000 – 4000 kW.

3.5 Ostrovny režim (Islanding)

Ostrovny režim nastáva vtedy, keď distribuovaný generátor alebo skupina generátorov naďalej napája poruchovú linku a ktorá bola odpojená od hlavnej linky systému (Obr. 3-9). Toto odpojenie môže byť spôsobené prevádzkou vypínača, poistky alebo automatického vypínača (recloser). Ostrovná situácia môže vzniknúť aj pri manuálnom narušení vodiča (preseknutí). Ostrovná situácia môže nastať len vtedy, pokiaľ dôjde k vzniku disbilancie výkonu. Je to situácia kedy generátory

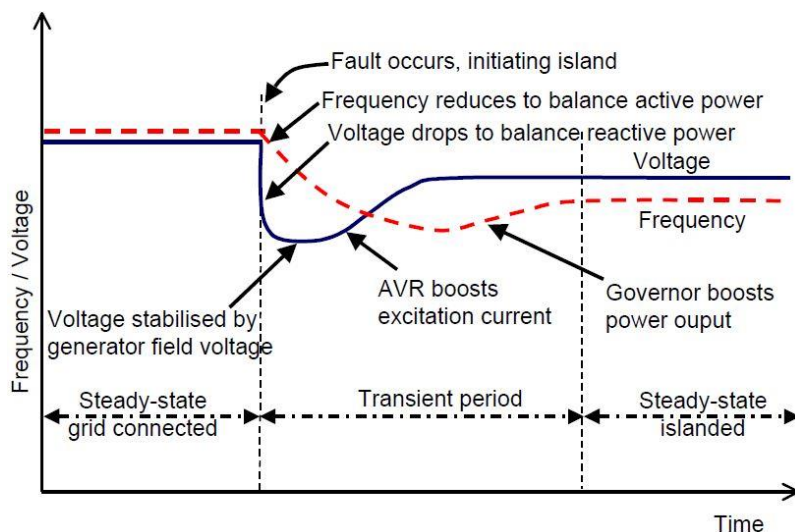
hradia totálnu väčšinu výkonu lokálnej záťaže. Pokiaľ dôjde k odpojeniu napájajúceho, tak po odpojení je vyrovnaná bilancia výkonu medzi záťažou a DER. Vo väčšine prípadov je nežiadúce aby generátory v ostrovnom režime napájali systém, pretože to môže viesť k problémom s bezpečnosťou a kvalitou elektrickej energie. To môže spôsobiť poškodenie zariadení, jednotiek DER podporujúcich ostrovný režim a zaťaženie zákazníka.

Nevýhodou nechceného ostrovného režimu býva, ak generátor a záťaž sú stále pod napätím aj po ich odpojení od siete. Predstavuje to vážne ohrozenie bezpečnosti počas obnovovania poškodených vodičov a prác pri údržbe, pretože pracovníci môžu byť vystavení obvodu s napätím, ktoré by za iných okolností boli odpojené. Nakoniec ostrovný režim môže brániť obnoveniu služieb tým, že pracovníci potrebujú viac času na vypnutie ostrovných podmienok (to má vplyv na ukazovateľ spoľahlivosti ako je SAIDI) [30].



Obr. 3-9 Scenár ostrovnej prevádzky [31].

Aby sa predišlo ostrovnému režimu, paralelné jednotky DER so sieťovým systémom by mali včas postrehnúť významný pokles napätia alebo prerušenie prevádzky a včasne sa odpojiť od poruchovej siete. Mnoho distribučných sietí vyžaduje, aby čas vypnutia bol približne 10 periód alebo menej, podľa závažnosti poruchy na linke. Napríklad norma IEEE 929 odporúča, aby malé fotovoltaické meniče boli odpojené v priebehu 6 periód [32]. To je dostatočne rýchle nato, aby sa stihli jednotky DER odpojiť pred tým, než nastane OZ.



Obr. 3-10 Správanie napätia a frekvencie počas ostrovného režimu [33].

Pri probléme s ostrovným režimom sa používajú napäťové a frekvenčné ochrany. V ostrovnom prípade nebude generátor schopný udržiavať hladinu napätia a frekvenciu v sieti, a preto ochrany vypnú túto jednotku. Charakteristiky napätia a frekvencie sú znázornené a popísané na Obr. 3-10. Tento typ ochrany proti ostrovnému režimu sa nazýva „pasívna“. Ak je generátor schopný niesť

záťaž ostrovného režimu bez akejkoľvek podstatnej zmeny napätia alebo frekvencie, môže byť tento typ ochrany zmätený. V dnešnej dobe mnoho menších meničov používa aj tzv. „aktívnu“ ochranu. Aktívna ochrana si vyžaduje iné nastavenie meniča ako je obvyklé na prevádzke s frekvenciou 60 Hz. Kým je prítomna frekvencia siete menič je „nútený“ pracovať pri 60 Hz. Ak dôjde ku kolísaniu frekvencie, menič jednotky DER vypne svoju vnútornú ochranu, ktorá je nastavená v rozsahu 59,3 Hz až 60,5 Hz.

Aktívna ochrana je lepšia ako pasívna, ale ani to nezaručí vzniknutie ostrovného režimu v niektorých prípadoch. Pretože ostrovný režim môže spôsobiť vážne problémy s kvalitou a spoľahlivosťou. Z tohto dôvodu sa kladie dôraz na správne používanie a nastavenie ochrán proti ostrovnému režimu, čo je jedným z najväčších problémov pre zariadenia DER.

3.5.1 Prečo je Ostrovný režim problémom?

Ostrovný režim distribučných sietí predstavuje množstvo problémov, vyplývajúc zo systému, ktorý nie je navrhnutý tak, aby ho podporoval. Základné dočasné alebo trvalé nebezpečenstvá sú zapísané nižšie v Tab. 3-1 spolu s ich prípadnými následkami.

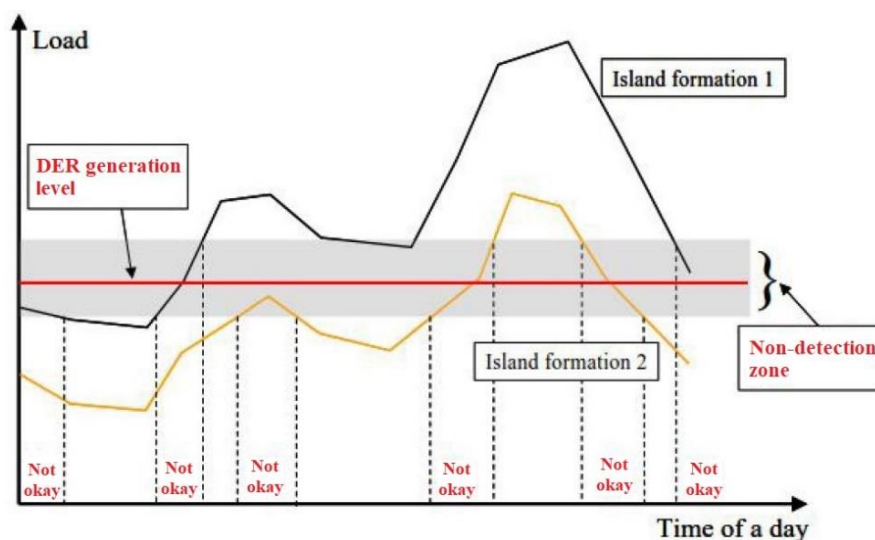
Tab. 3-1 Nebezpečenstvá Ostrovného režimom [33].

Hazard	Regulation	Cause	Consequence			
			Damage	Danger	Complaint	Description
Uncleared earth faults	[34]	Earth fault on unearthed network	✓	✓	✓	Insulation damage and flash-over
Uncleared phase faults	[35]	Fault level too low for protection	✓	✓	✓	Substained current, arcing and thermal damage
Frequency above limits	[36]	System acceleration due to underload	✓		✓	Machine overspeed and motor overload
Frequency below limits	[36]	System deceleration due to overload	✓		✓	Motor underpower and equipment mal-operation
Voltage above limits	[36]	Phase unbalance or capacitive excitation	✓	✓	✓	Insulation damage and flash-over
Voltage below limits	[36]	Phase unbalance or underexcitation	✓		✓	Motor stalling and equipment mal-operation
Voltage unbalance	[37]	Load unbalance	✓		✓	Excess motor/generator unbalance currents
Flicker above limits	[38]	Low fault level and high flicker emission			✓	Equipment mal-operation and visible flicker
Harmonics above limits	[39]	Low fault level and high harmonic emission	✓		✓	Equipment overheating and mal-operation
Out of phase circuit breaker opening	[40]	Rapid change of frequency during opening	✓	✓		Circuit breaker failure due to arc restriking
Out of phase circuit breaker closing	[40]	Automatic or inadvertent manual reclosure of CB	✓	✓	✓	High synchronising inrush current with voltage and torque transients

Prevádzkovateľ distribučnej siete (PDS) má zodpovednosť pre distribučnú sieť a je teda zodpovedný za prípadné následky porušenia zákonných povinností počas neúmyselnej ostrovej prevádzky [33]. PDS má povinnosť chrániť sieť a jej zákazníkov pred týmito nebezpečenstvami. To znamená, že PDS musí zaistiť vhodný spôsob pre bezpečnosť alebo zabrániť rozšíreniu ostrovej prevádzky, kde taká prevádzka môže porušiť tieto dohody a ohroziť tak zákazníkov.

3.5.2 Nedetekčná zóna (NDZ)

Disbilancia výkonu medzi DER a spotrebou miestnych zaťažení sa mení v priebehu dňa v rôznych úsekoch siete. Je to z tohto dôvodu, že zvyčajne sa mení dopyt počas celého dňa alebo roka. Kvôli tejto zmene sa riziko neúmyselného ostrovného režimu líši, ako to je zobrazené na Obr. 3-11. Na obrázku je znázornená produkcia jednotiek DER červenou čiarou. V praxi sa však výroba líši, najmä ak sú jednotky DER založené na obnoviteľných zdrojoch energie ako je veterná alebo slnečná energia. Pri vyhodnocovaní ostrovej situácii je potrebné mať na pamäti, že môže existovať viacero potenciálnych veľkostí ostrovného režimu. To môže viesť k viacerým zmenám kedy by sa mohla jednotka DER ocitnúť v ostrovej situácii. Tento problém ilustruje čierna a žltá krivka na Obr. 3-11, ktoré predstavujú požiadavky dvoch rôznych lokálnych zaťažení. Oblasti „Not okay“ predstavujú obdobia, počas ktorých by ochrana LOM nedokázala odhaliť ostrovnú situáciu [41].



Obr. 3-11 Nedetekčná zóna ostrovného režimu sa neustále mení [41].

Oneskorenia v prevádzke ochrany pred LOM sa môžu vyskytnúť aj pri väčších diferenciách výkonu. Takéto oneskorenia môžu byť tiež veľmi škodlivé z dôvodu prísnych požiadaviek na prevádzkovú dobu ochrany pred LOM, ktorá je nastavená rýchlym automatickým OZ. Musí dôjsť k odpojeniu všetkých DER od siete v čase beznapät'ovej pauzy, ktorá je daná zariadením pre OZ. To môže byť dosť náročné, ak sa použije veľmi krátke nastavenie času OZ (zvyčajne 0,2 s až 2 s) [42]. Ako už bolo spomenuté, nemožno príliš zvýšiť dobu OZ, pretože to znižuje kvalitu energie.

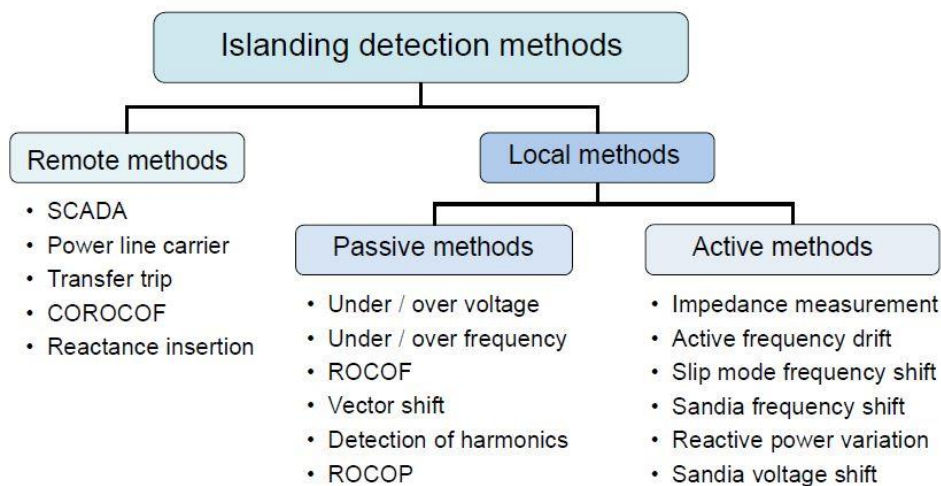
Použitím prísnejších nastavení ochrany LOM možno znížiť veľkosť NDZ ako aj prevádzkové časy ochrany LOM. To však môže zvýšiť riziko falošného vypnutia chránenej jednotky DER. Okrem toho musia byť nastavenia ochrany LOM v súlade s odporúčaniami ochrany vydanými miestnym PDS a s požiadavkami na klasifikovanie siete PPS.

4 SYSTÉMY CHRÁNENIA DISTRIBUOVANEJ VÝROBY

Ostrovný režim, ale aj iné vyššie spomenuté problémy predstavujú množstvo nebezpečenstiev v oblasti chránenia DER. Aby sme sa pred týmito nebezpečenstvami chránili alebo aspoň obmedzili ich výskyt, je dobré poznať ako daný systém chránenia pracuje. V tejto kapitole budú popísané niektoré zo systémov chránenia distribuovanej výroby.

4.1 Strata siete (Loss of mains)

Metódy ochrany LOM sa zvyčajne delia na miestne a vzdialené metódy [43]. Miestne metódy možno ďalej rozdeliť na pasívne a aktívne metódy ochrany LOM. Obr. 4-1 znázorňuje toto rozdelenie do troch kategórií a pre každú uvádza niekoľko konkrétnych príkladov. V posledných rokoch existujú aj viaceré publikácie, ktoré navrhujú metódy a v skutočnosti sú kombináciou pasívnych a aktívnych metód ochrany LOM. Takéto metódy sa niekedy označujú ako hybridné metódy ochrany LOM [44]. Táto kapitola predstavuje prehľad metód ochrany LOM.

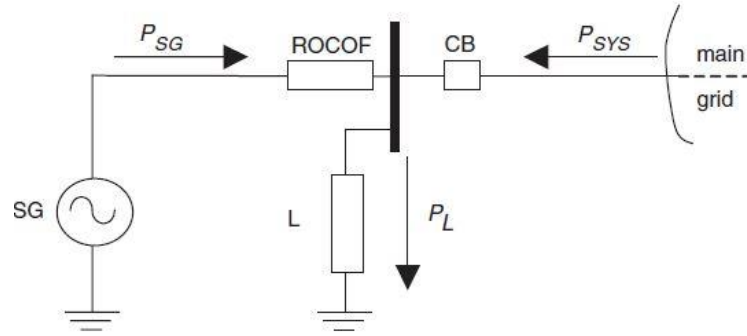


Obr. 4-1 Kategorizácia metód detekcie ostrovného režimu [45].

4.1.1 ROCOF

Obrázok 4-2 predstavuje ekvivalentný obvod synchronného generátora vybaveného ochranou ROCOF pracujúcou paralelne s distribučnou sieťou. Na tomto obrázku synchronný generátor SG napája zaťaž L. Rozdiel medzi výkonom dodávaným generátorom P_{SG} a výkonom, ktorý je spotrebovaný zaťažením P_L , je dodávaný/spotrebovaný výkon hlavnej siete. Preto systémová frekvencia zostáva konštantná. Ak sa zapne vypínač CB napríklad kvôli poruche, systém zložený z generátora a zaťaženia sa stane ostrovným.

Elektrický výkon je kvôli strate siete napájania P_{SYS} v tomto prípade disbilančný. Tento nestály, disbilančný výkon spôsobí v ostrovnom systéme to, že sa systémová frekvencia začína dynamicky meniť. Takéto správanie systému môže byť použité na detegovanie ostrovej situácie. Ak je však nevyrovnaný výkon v ostrovnom systéme malý, frekvencia sa bude pomaly meniť. V takejto situácii môže byť ROCOF df/dt použitý na urýchlenie detekcie ostrovného režimu. [46]



Obr. 4-2 Ekvivalentný obvod vybavený ochranou ROCOF [47].

Rýchlosť zmeny frekvencie sa vypočíta s ohľadom na okno merania počas niekoľkých periód, zvyčajne je to medzi 2 až 50 periódami. Tento signál je spracovaný pomocou filtrov a výsledný signál sa používa na detekciu ostrovného režimu. Ak je hodnota rýchlosti zmeny frekvencie vyššia ako prahová hodnota, do vypínača CB generátora sa okamžite vyšle vypínací signál.

V inštalovaných systémoch s frekvenciou 60 Hz sú typické nastavenia ROCOF medzi 0,10 Hz/s až 1,20 Hz/s.

4.1.1.1 Klasická ochrana ROCOF

V dokumente [48] je popísaná klasická ochrana ROCOF, ktorá pracuje na vzorcoch uvedených v bodoch (2) – (4), [49] - [54]. Príslušná štruktúra ochrany ROCOF je uvedená na Obr. 4-3. Frekvencia je zistená z priebehu napätia PCC a meranie sa vykonáva prostredníctvom modulu s uzatvorenou fázovou periódou. Efektívna hodnota ROCOF sa vypočíta pomocou (2) [51], s oknom merania 500 ms. Vypínací signál je spustený, ak nameraná hodnota ROCOF, tzn. $\beta > T_c$ (T_c = hodnota časovej konštanty), ktorá je pre meracie okno 500 ms definovaná ako 1 Hz/s. Približná efektívna hodnota ROCOF môže byť vypočítaná pomocou vzorca (2) [49] - [54].

$$ROCOF = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \left| \frac{df}{dt}(k) \right|, \quad (2)$$

$$n = \frac{\Delta t}{T_s}, \quad (3)$$

kde,

n – celkový počet vzoriek získaných v danej dĺžke meracieho okna Δt ,

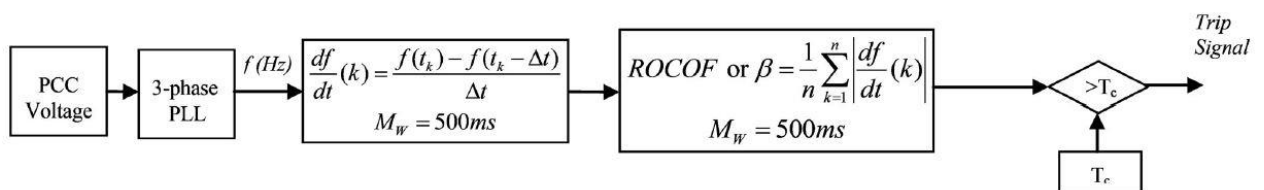
k – 1, 2, 3, ... n vzoriek,

T_s – vzorkovací čas,

$$\frac{df}{dt}(k) = \frac{f(t_k) - f(t_k - \Delta t)}{\Delta t}, \quad (4)$$

$f(t_k)$ - nameraná hodnota vzorkovania v čase odberu k -teho vzorku, tj. t_k ,

$f(t_k - \Delta t)$ - nameraná hodnota frekvencie, Δt pred časom k -teho vzorku, tj. $t_k - \Delta t$.



Obr. 4-3 Štruktúra klasickej ochrany ROCOF.

Fungovanie ochrany ROCOF závisí na dynamickej zmene frekvencií behom ostrovného režimu kvôli výkonovej disbilancii medzi výrobou a záťažou. Dynamická zmena frekvencie je priamo úmerná výkonovej disbilancii na PCC po ostrovej situácii a možno ju aproximovať [49] - [54] ako v (5)

$$\frac{df}{dt} = \frac{(P_{SG} - P_L)}{2 \cdot S_{DG} \cdot H} \cdot f_0 \quad (5)$$

kde,

P_{SG} – výstupný výkon synchronného generátora (SG),

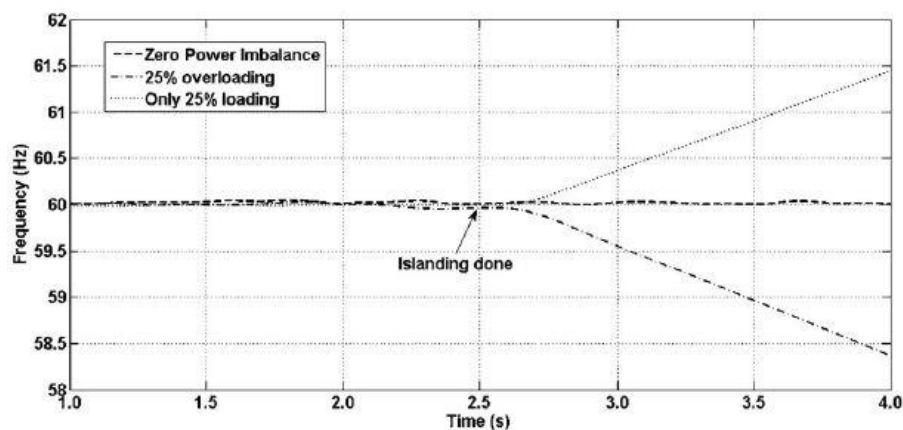
P_L – výkon spotrebovaný zaťažením,

f_0 – menovitá systémová frekvencia,

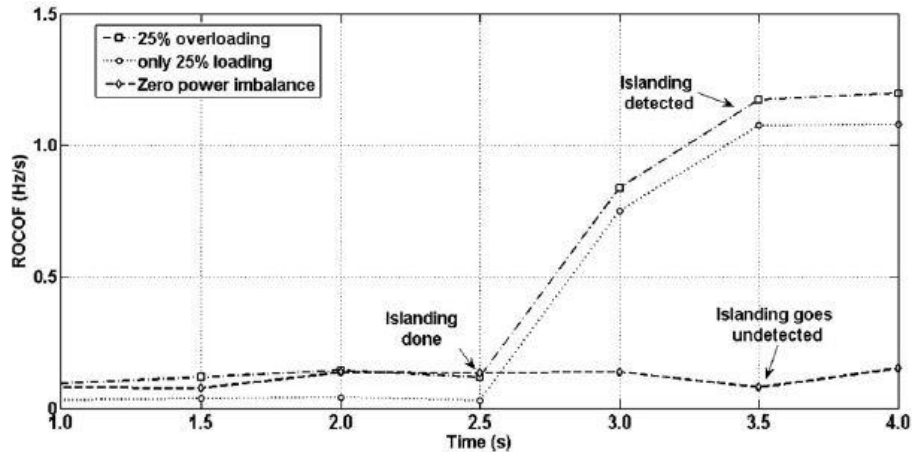
S_{SG} – statika SG,

H – zotrvačná konštanta SG.

Po ukončení ostrovej situácie a pri $P_{SG} = P_L$ sa dynamická zmena frekvencie stáva nulovou, tj. systémová frekvencia sa po ostrovej situácii nemení. Preto ochrana ROCOF nezareaguje a nezistí sa ostrovná situácia. Frekvenčná ochrana a bežná ochrana ROCOF reagujú na odlišné prípady zaťaženia, ako to je jednotlivo znázornené na Obr. 4-4 a Obr. 4-5. Simulácia prebieha po dobu 4 s a ostrovný režim je simulovaný po dobu 2,5 s. Na Obr. 4-4 a Obr. 4-5 je možné vidieť, že frekvenčná ochrana a bežná ROCOF ochrana deteguje ostrovnú prevádzku v priebehu 1 s od vzniku. V prípade preťaženia a ľahkého zaťaženia ale nedokáže detegovať ostrovnú prevádzku v blízkosti stavu nulovej výkonovej disbilancie. [48]

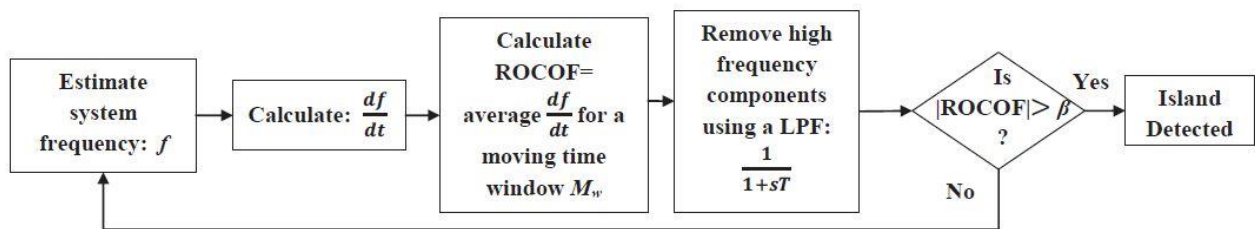


Obr. 4-4 Správanie frekvencie pre rôzne podmienky zaťaženia pred a po LOM [48].

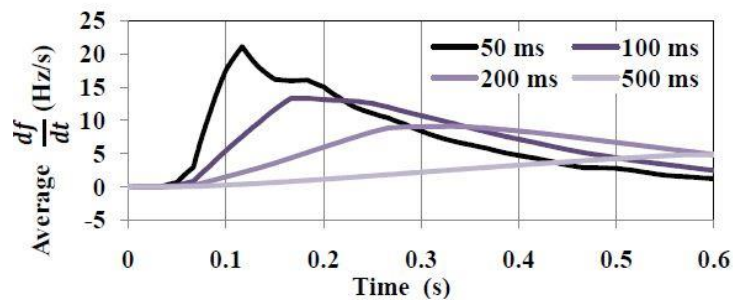


Obr. 4-5 Správanie ROCOF pre rôzne podmienky zaťaženia pred a po LOM [48].

Systemová frekvencia f sa obvykle stanoví metódou Zero-crossing alebo rýchlou Fourierovou transformáciou (FFT) [50]. Spriemerovaním viacerých meracích okien M_w sa vypočíta priemerná hodnota ROCOF, ktorá je následne filtrovaná dolnou priepusťou (LPF – low-pass filter) ako je znázornené na Obr. 4-6. Hodnota časovej konštanty T_c pre LPF je rovná času meracieho okna M_w .



Obr. 4-6 Algoritmus klasickej ochrany ROCOF.



Obr. 4-7 Priemerná hodnota ROCOF pre meniace sa M_w .

Ak je absolútna hodnota ROCOF väčšia ako stanovená prahová hodnota β , spustí sa ochrana. Zmenšením meracieho okna M_w a hodnoty β sa stáva ochrana citlivejšou [49]. Obr. 4-7 vyobrazuje účinok rôznych M_w na priemernú hodnotu ROCOF. Tu sa meria čas od momentu, kedy nastáva ostrovná situácia. Z Obr. 4-7 je zrejmé, že citlivosť, rovnako ako aj čas potrebný na dosiahnutie konkrétneho nastavenia β , závisí od M_w . V rovnakom čase bez akejkoľvek kontroly, môže zvýšená citlivosť často viesť k falošnému vypínaniu iných porúch systému:

- V článku [55], autori používajú percentuálnu zmenu v celkovom harmonickom skreslení (THD% = Total Harmonic Distortion) z nominálnej hodnoty ako funkciu blokovania na identifikáciu tvorby ostrovného režimu.
- V článku [56], zmena impedancie meraná v bode spoločného pripojenia (PCC = Point of Common Coupling) blokuje nadmerne citlivú ochranu ROCOF ($M_w = 40$ ms), aby sa zabránilo falošnej prevádzke.

- Nizkofrekvenčný signál s veľkosťou 1 % hodnoty DFIG je zavedený v [57] cez os q prúdového regulátora GSC (Grid-Side Controller). Výkyvy frekvencie v blízkosti pásma nominálnej hodnoty, spôsobujú disbilanciu výkonu v sieti počas veľmi nízkeho napájania. Ochrana ROCOF je preto nútená pracovať vo svojej NDZ charakteristike. Ďalej táto technika využíva nútené časové oneskorenie na zabránenie zbytočného vypínania.
- Jalový výkon je napájaný cez GSC podľa strmo klesajúcej Q-f charakteristiky pre udržanie ROCOF nad β do stanoveného času. Falošnej prevádzke zabraňuje funkcia blokovania využívajúca hodnoty frekvencie získané z klesajúcej Q-f krivky.

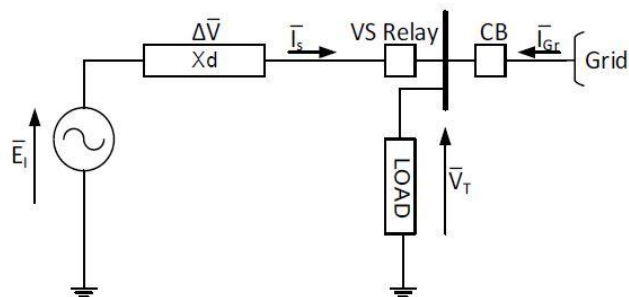
Prijaté obmedzenia a ich usudzovanie vypínania pokročilých ochrán ROCOF sú zhrnuté v Tab. 4-1.

Tab. 4-1 Nastavenia ROCOF pre rôzne situácie.

Reference	Modification	Type	M _w (ms)	Trip logic
	-	Passive	100	$ ROCOF > 1$ Hz/s without any delay
[55]	THD interlock	Passive	100	$ ROCOF > 1$ Hz/s and THD% > 1 for 17 ms
[56]	Impedance interlock	Passive	40	$ ROCOF > 7$ Hz/s for 2 ms and Change in impedance > 0,002% for 1,6 ms
[57]	Low frequency Perturbation	Active	50	For 30 Hz: $ROCOF > 10$ Hz/s or for 20 Hz: $ROCOF > 5,5$ Hz/s for two consecutive 50 ms time window
	Forced Reactive Power Injection	Active	100	$ ROCOF > 2$ Hz/s for 200 ms and 59,4 Hz > frequency > 60,6 Hz

4.1.2 Vektorový skok (Vector Shift)

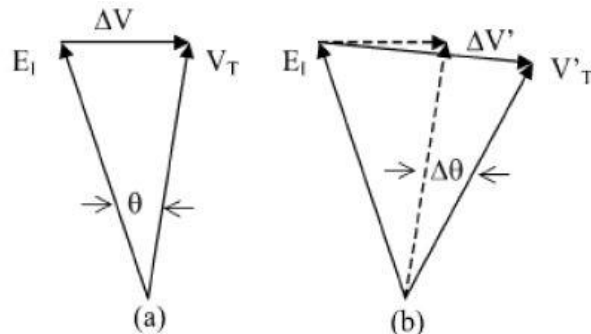
Na Obr. 4-8 je vysvetlený princíp vektorového skoku napätia. Obr. 4-8 zobrazuje synchronný generátor vybavený ochranou vektorového skoku pracujúci paralelne s distribučnou sieťou. Prechodom prúdu generátora I_s skrz reaktanciu generátora X_d , vzniká medzi svorkovým napätím V_T a napätím generátora E_I rozdiel napätia ΔV .



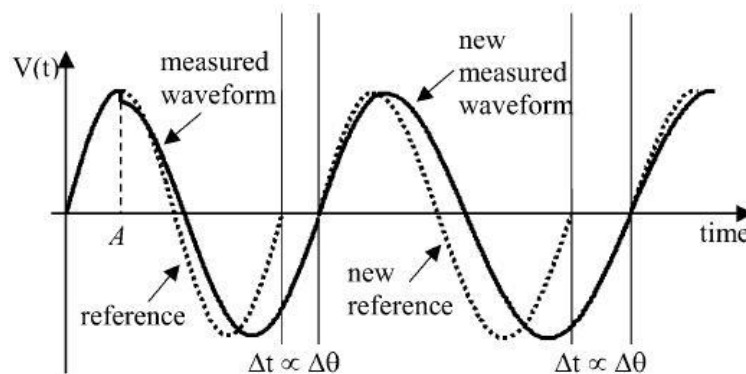
Obr. 4-8 Ekvivalentný obvod vybavený ochranou vektorového skoku [58].

Medzi svorkovým napätím a napätím generátora vznikne uhlový posun θ . Fázorový diagram je znázornený na Obr. 4-9(a). Po zapnutí vypínača sa systém, ktorý pozostáva z generátora a zaťaženia, stáva ostrovným. V tomto okamihu synchronný generátor začne dodávať väčšie (alebo menšie) zaťaženie, pretože prúd I_{GR} preruší sieť. Kvôli tomu sa uhlový rozdiel medzi V_T a E_I náhle zvýši (alebo zníži) a fázor svorkového napätia zmení pozíciu ako je znázornené na Obr. 4-9(b). Náhlý skok vektora v dôsledku ostrovnej situácie je možné vidieť aj na priebehu napätia na Obr. 4-10, kde bod A označuje okamih ostrovnej situácie. Okrem toho sa navyše zmení frekvencia svorkového napätia. Toto správanie svorkového napätia sa nazýva vektorové vlnenie. Ochrany VS sú založené na vyššie zmienených javoch.

Ochrany vektorového skoku neustále merajú trvanie každej periódy napät'ového signálu z každej fázy a začínajú nové meranie svorkového napätia pri každom prechode nulou. Doba tejto periódy je porovnaná s predchádzajúcou dobou periódy (tá je stanovená ako referenčná). V ostrovnej situácii je trvanie periódy buď kratšie alebo dlhšie, v závislosti na tom, či je v ostrovnom systéme nadbytok alebo deficit činného výkonu ako je znázornené na Obr. 4-10. Táto zmena trvania periódy má za následok pomernú odchýlku uhlu svorkového napätia, ktorý je vstupným parametrom ochrán VS. Ak odchýlka uhla svorkového napätia prekročí vopred určenú prahovú hodnotu α , do vypínača CB sa okamžite vyšle vypínací signál. Ochrany VS zvyčajne umožňujú nastaviť tento prahový uhol v rozsahu od 2° do 20° [59].



Obr. 4-9 Fázory svorkového napätia a napätia generátora: (a) pred ostrovnou situáciou; (b) po ostrovnej situácii. [59]



Obr. 4-10 Priebeh napätia ochrany vektorového skoku pred a po ostrovnej situácii [59].

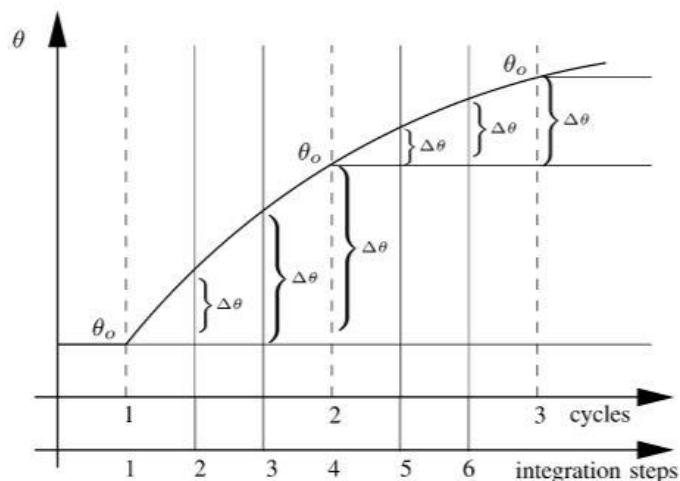
Hoci ochrana VS meria dobu periódy, vstupný parameter, ktorý by mali technici nastaviť, je odchýlka uhla svorkového napätia. Napriek faktu, že ochrany VS a štandardné frekvenčné ochrany (pod/nadfrekvenčné) merajú rovnakú frekvenciu, ich prevádzkové princípy sú navzájom odlišné. V prípade štandardných frekvenčných ochrán, je na spustenie použitá stála referenčná hodnota (60 Hz). Na druhej strane použitá referenčná hodnota ochrany VS je buď posledná doba periódy alebo priemerná hodnota niekoľkých periód. Takýto prevádzkový rozdiel umožňuje, aby ochrany VS používali citlivejšie nastavenia ako frekvenčné ochrany. Napríklad mnohé technické príručky vyžadujú, aby synchronne generátory v distribučnom systéme s frekvenciou 60 Hz zostali nepretržite pripojené, ak je zmena frekvencie $\pm 0,50$ Hz. Ochrana VS je zariadenie na detekciu „rýchlych udalostí“ počas jednej periódy, zatiaľ čo štandardné frekvenčné ochrany detegujú „pomalé udalosti“ počas niekoľkých periód.

Nevýhodou VS ochrán je obtiažnosť výberu vhodných nastavení. Vyplýva to zo skutočnosti, že spustenie určitých zaťažení ako sú motory, spôsobujú fázové posuny, ktoré môžu iniciovať

nežiadúce vypínanie. Ochrany VS môžu byť zaslepené aj vtedy, ak sa miestne zaťaženie tesne zhoduje s výrobou.

4.1.2.1 Postup simulovania ochrany VS

Ochrany VS sa simulujú nasledovne. Uhol medzi svorkovým napätím a napätím generátora θ je zistený v každom integračnom kroku, vypočíta sa referenčný uhol medzi svorkovým napätím a napätím generátora θ_0 a na začiatku každej periódy sa aktualizuje (tj. aktualizovaná perióda po perióde). Absolútna odchýlka medzi týmito dvoma uhlami $\Delta\theta = |\theta - \theta_0|$ sa vypočíta v každom integračnom kroku a porovnáva sa s prahovou hodnotou α ochrany VS. Dodatočne sa zistí efektívna hodnota svorkového napätia v každom integračnom kroku. Ak je odchylka uhla $\Delta\theta$ väčšia ako prahová hodnota uhla α a hodnota svorkového napätia väčšia ako nastavené minimálne napätie V_{min} , potom ochrana VS okamžite vyšle vypínací signál do vypínača CB. Na Obr. 4-11 je znázornený proces výpočtu uhlovej zmeny vzhľadom na dve úplné periódy a je ukázané zavedenie integračného kroku 1/60/3 s. Na tomto obrázku je stanovené, že ostrovná situácia nastáva na začiatku prvej periódy.



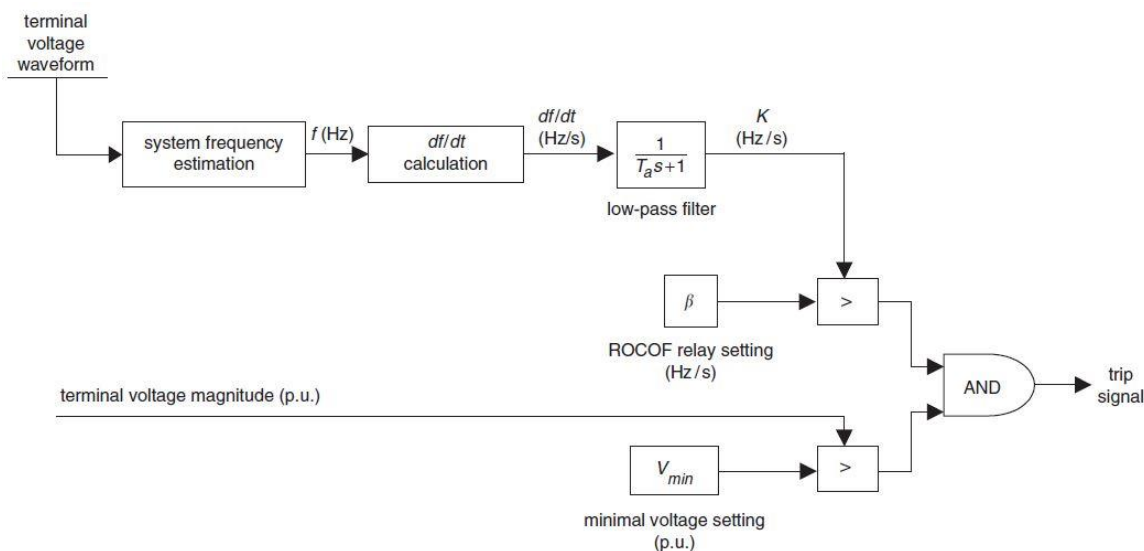
Obr. 4-11 Proces výpočtu uhlovej zmeny ochrany VS, ktorá sa aktualizuje po každej perióde [59].

5 FUNKČNÉ PRINCÍPY OCHRÁN

Aby sme dokázali správne nastaviť ochranný systém a tým sa vyhnúť rôznym problémom, najmä pre účely modelovania je potrebné poznať funkčné princípy ochrany. Funkčné princípy popisujú ako daná ochrana pracuje, na akom princípe a pod. Môže to byť algoritmus, podľa ktorého ochrana pracuje a ktorý určuje jej správanie vzhľadom na chránený objekt. Taktiež určuje aké vstupné veličiny bude ochrana vyhodnocovať a na základe akých medzných hodnôt (zvyčajne vypínacej charakteristiky ochrany).

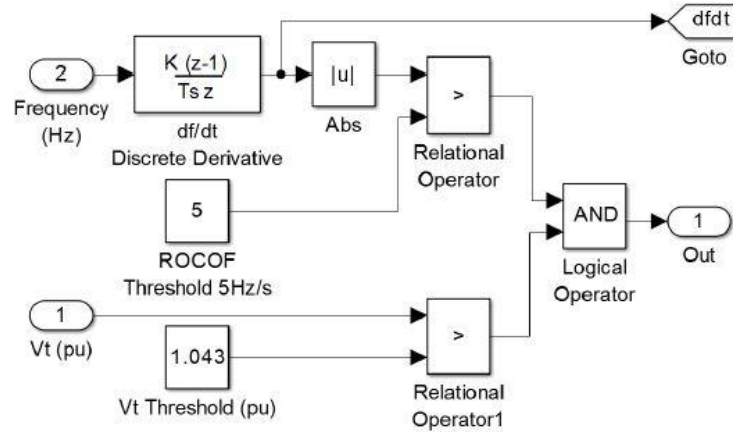
5.1 ROCOF – (ANSI 81R)

Ochrany ROCOF vypočítajú rýchlosť zmeny frekvencie berúc do úvahy okno merania niekoľkých periód cez priebeh uzlového napätia, zvyčajne medzi 2 až 40 periódami. Tento signál je spracovaný pomocou filtrov a takto spracovaný signál K sa používa na detekciu ostrovej situácie. Ak je hodnota rýchlosti zmeny frekvencie vyššia ako prahová hodnota β (nastavenie ochrany), vypínací signál je okamžite poslaný do vypínača generátora. Typické nastavenie ochrany ROCOF, ktorá je inštalovaná v 60Hz systémoch sú medzi 0,10 Hz/s až 1,20 Hz/s. Ďalšou dôležitou charakteristikou, ktorá je dostupná v týchto ochránach, je blokovacia funkcia podľa minimálneho svorkového napätia. Ak svorkové napätie klesne pod nastavenú úroveň V_{min} , vypínací signál z ochrany ROCOF je zablokovaný. To má zabrániť napríklad ochrane ROCOF pôsobiť počas spúšťania generátora alebo skratov. Prevádzkový princíp ochrany ROCOF je možno lepšie pochopiť prostredníctvom blokového diagramu uvedeného na Obr. 5-1, kde prvý okruh reprezentuje prenosová funkcia $1/(T_a s + 1)$ a dolná priepusť (low-pass filter) sa používa na elimináciu vysokofrekvenčných prechodových javov a K je rýchlosť zmeny frekvencie po filtračnom spracovaní.



Obr. 5-1 Bloková schéma ochrany ROCOF [60].

Táto schéma ochrany ROCOF znázornená na Obr. 5-2 bola realizovaná v programe MATLAB/ Simulink.



Obr. 5-2 Model ochrany ROCOF v programe MATLAB/ Simulink [56]

5.1.1 Analytické rovnice pre stanovenie činnosti ochrany ROCOF

Vzhľadom na sústavu prezentovanú na Obr. 4-2 je medzi mechanickým výkonom synchronného generátora P_{SG} (je symetrický s elektrickým výkonom P_L spotrebovaným záťažou) a elektrickým výkonom P_{SYS} (ktorý je poskytovaný rozvodnou sieťou) ustalený stav. Preto sú uhlová rýchlosť rotora synchronného generátora ω a uhol δ konštantné. Po zapnutí vypínača CB začne synchronný generátor bežať v ostrovnom režime a nastane disbilancia výkonu v dôsledku straty sieťového výkonu P_{SYS} . Taká disbilancia výkonu ΔP , ktorej veľkosť je rovná P_{SYS} spôsobuje prechodné stavy v synchronnom generátore. Dynamické správanie synchronného generátora možno určiť pomocou zotrvačnej rovnice. V nasledujúcom matematickom postupe [60] sú stanovené predpoklady:

- záťaž je reprezentovaná modelom konštantného výkonu,
- generátor je reprezentovaný klasickým modelom.

Rovnica otáčania synchronného generátora je daná

$$\begin{cases} \frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_{SG} - P_L = -P_{SYS} = \Delta P \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \end{cases}, \quad (6)$$

P_{SG} – výstupný výkon synchronného generátora (SG),

P_L – výkon spotrebovaný zaťažením,

P_{SYS} – výkon poskytovaný rozvodnou sieťou,

ΔP – disbilancia výkonu,

H – zotrvačná konštanta SG,

ω_0 – uhlová rýchlosť SG ($\omega_0 = 2\pi f_0$),

f_0 – menovitá systémová frekvencia,

δ – uhol rotora.

Riešením rovnice (6) možno vypočítať rýchlosť zmeny frekvencie ako

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\omega}{dt} = \frac{f_0}{2H} \Delta P. \quad (7)$$

Rovnica (7) ukazuje, že rýchlosť zmeny frekvencie je úmerná disbilancii výkonu a nepriamo umerná zotrvačnej konštante generátora [60], pretože záťaž reprezentuje model konštantného výkonu a disbilančný výkon je konštantný. Ako je znázornené na Obr. 5-1 signál použitý na spustenie ochrany je filtrovaný dolnou priepusťou (low-pass filtrom), ktorý môže byť reprezentovaný prenosovou funkciou prvého rádu. Tento signál je reprezentovaný symbolom K . Teda z Obr. 5-1 a rovnice (7) signál používaný ochranou ROCOF možno vypočítať ako

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H(T_a s + 1)}, \quad (8)$$

kde s vyjadruje čas derivačného operátora. Pretože v $t = 0$, $K(0) = 0$ systém pôsobí v ustálenom stave riešením rovnice (8) dostaneme

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right). \quad (9)$$

V praxi nameraná hodnota ochrany znáša časové oneskorenie kvôli odhadu systémovej frekvencie a využívaniu ROCOF. Okno merania zvyčajne pokrýva niekoľko periód uzlového napätia používaných pre výpočet hodnoty ROCOF. Toto oneskorenie musí byť zvážené v rovnici (9) na dosiahnutie správnych výsledkov pre analytický predpis [60]. Doba trvania periód na výpočet df/dt je Δt a t_d je celkové časové oneskorenie meraného signálu. V skutočnosti je t_d doba detekcie ochrany. Vzťah medzi časom t z rovnice (9) a t_d je

$$t = t_d - \Delta t, \quad (10)$$

signál K je teraz možné upraviť, čím sa získa

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right). \quad (11)$$

Ochrana ROCOF pôsobí, ak je hodnota signálu K väčšia ako hodnota nastavenia ochrany β . V okamihu vypnutia ochrany sú oba signály rovnaké, preto je možné v rovnici (11) nahradiť K za β , z čoho vyplýva nasledujúci vzťah

$$\beta = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right). \quad (12)$$

Rovnicu (12) možno využiť pre voľbu nastavenia ochrany β založenej na požiadavkách, ako sú čas detekcie a minimálna výkonová disbilancia. Z rovnice (12) môžu byť odvodené dva ďalšie výrazy. Prvým je vyjadrenie t_d z rovnice (12)

$$t_d = -T_a \ln \left(1 - \frac{2H}{f_0 \Delta P} \beta \right) + \Delta t. \quad (13)$$

Ďalším vyjadrením z rovnice (12) získame ΔP nasledovne

$$\Delta P = \frac{2H}{f_0} \beta \left(1 - e^{-\frac{(t_d - \Delta t)}{T_a}} \right)^{-1}. \quad (14)$$

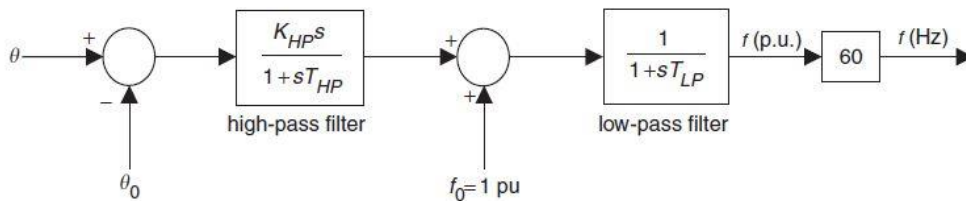
Tento matematický postup môže byť aplikovaný na nasledujúce situácie [60]:

- ak je známa výkonová disbilancia ΔP a čas detekcie t_d , je možné určiť požadované nastavenie ochrany β pomocou rovnice (12),
- ak je známa výkonová disbilancia ΔP a nastavenie ochrany β , je možné určiť potrebný čas detekcie t_d pomocou rovnice (13),

- ak je známy čas detekcie t_d a nastavenie ochrany β , je možné určiť minimálnu výkonovú disbilanciu ΔP , ktorú je možné zistiť ochranou ROCOF pomocou rovnice (14).

5.1.1.1 Výpočtový modul ochrany ROCOF

Výpočtový model ochrany ROCOF [60] použitý v simulácii je rovnaký ako je znázornený na Obr. 5-1. Systémová frekvencia f sa stanovuje z priebehu svorkového napätia, ktorý je filtrovaný hornou priepusťou (high-pass filter) a dolnou priepusťou (low-pass filter) ako je znázornené na Obr. 5-3 [62]. Zmena uhlu napätia ($\theta - \theta_0$) sa vypočíta v každej perióde a potom je tento signál spracovaný filtrom hornej priepuste, čo vedie k odchýlke frekvencie.



Obr. 5-3 Bloková schéma pre odhad systémovej frekvencie [53].

K tejto odchýlke je pridaná menovitá frekvencia a výsledný signál je spracovaný low-pass filtrom, ktorý nám poskytuje odhadovanú frekvenciu f . Na Obr. 5-3, θ je aktuálny fázový uhol napät'ového priebehu; θ_0 je napät'ový fázový uhol predchádzajúcej periódy; K_{HP} je zosilnenie a T_{HP} časová konštanta filtra hornej priepuste; T_{LP} je časová konštanta filtra dolnej priepuste a f_0 je menovitá frekvencia systému v pu. Odhadovaná systémová frekvencia je vstupným parametrom pre výpočtový blok ochrany ROCOF, ako je znázornené na Obr. 5-1. Efektívna rýchlosť zmeny frekvencie, ktorú používa ochrana sa vypočíta z priemernej hodnoty päť a viac periód podľa rovnice

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{5} \sum_{i=5}^5 \frac{\Delta f_i}{\Delta t_i} \quad (15)$$

Kde Δf_i je zmena frekvencie v rámci jednej periódy; Δt_i je doba periódy a $i = 1, 2, \dots, 5$ je príslušný počet periód. Hodnota df/dt sa teda aktualizuje po každých piatich periódach. Tento signál je potom spracovaný prenosovou funkciou prvého rádu s časovou konštantou T_a , ako je znázornené na Obr. 5-1. Tento filter eliminuje vysokofrekvenčné prechody a vyhladzuje signál df/dt , a poskytuje nám výsledný signál K . Ak je výsledný signál K väčší ako nastavenie ochrany β a hodnota svorkového napätia väčšia ako nastavenie minimálneho napätia V_{min} , potom ochrana ROCOF okamžite vyšle vypínací signál k vypínaču generátora.

V článku [60] bolo testovaných niekoľko funkcií na objasnenie oboch parametrov výkonovej disbilancie, kde ΔP_0 je pôvodná a ΔP_F je korigovaná hodnota. Zistilo sa, že logaritmickej funkcia je najlepšia aproximácia týchto parametrov. Teda

$$\frac{\ln(\Delta P_F)}{\ln(\Delta P_0)} = k \rightarrow \Delta P_F = e^{k \cdot \ln(\Delta P_0)}, \quad (16)$$

kde k je funkcia vysvetlená nasledovne.

Ak sa postup aplikoval na rôzne nastavenia ochrany ROCOF bolo pozorované, že funkcia je silno závislá na nastavení ochrany β . Teda k možno definovať ako funkciu β . Prostredníctvom mnohých

simulácií s rôznymi nastaveniami ochrany bolo pozorované, že najlepšia funkcia, ktorá definuje k pre najkonzervatívnejší prípad je

$$k = \frac{1}{0.0843 \cdot \ln(\beta) + 0.6455}. \quad (17)$$

Preto úplná rovnica pre zvýšenie citlivosti ochrany na výkonovú disbilanciu s ohľadom na najkonzervatívnejší prípad je vyjadrená

$$\Delta P_F = e^{\frac{\ln(\Delta P_0)}{0.0843 \cdot \ln(\beta) + 0.6455}}. \quad (18)$$

Opravená výkonová diferenciacia daná rovnicou (18) nahrádza výkonovú diferenciaciu ΔP v analytickom vzorci (13), výsledkom je modifikovaný empirický vzorec. V článku [60] sú tiež porovnané výsledky empirického vzorca, ktoré úplne nezodpovedajú výsledkom simulácie. Avšak hodnoty kritickej výkonovej disbilancie získané empirickým vzorcom sú väčšie ako hodnoty získané simuláciou, čo vedie ku konzervatívnym výsledkom. Empirický vzorec možno považovať za dobrý prostriedok, keď charakter zaťaženia systému nie je známy, pretože konzervatívne výsledky zvyčajne vedú k bezpečným riešeniam riadenia systému.

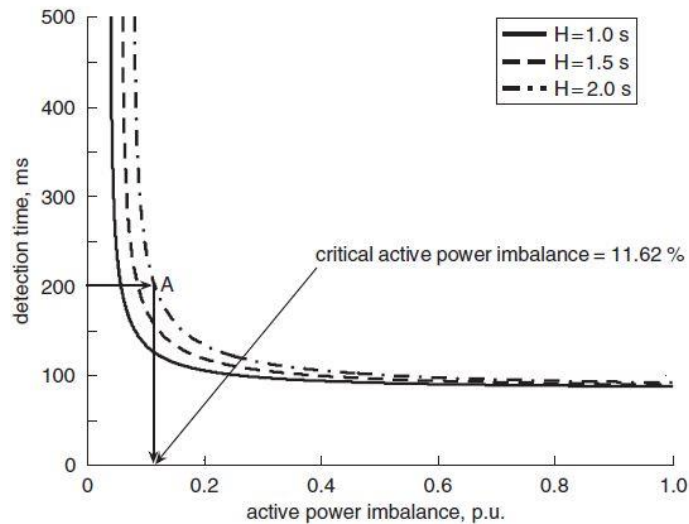
Pri nastavení ochrany použitím empirického vzorca, by mal inžinier zaoberajúci sa ochranami mať na pamäti, že výkonová krivka získaná simuláciou je viac realistická. Oproti plánovanému disbilančnému činnému výkonu môže byť tato krivka uložená nižšie ako výkonová krivka získaná empirickým vzorcom v zistenom čase. Použitím empirického vzorca pri nastavení ochrany dôjde k citlivejšiemu pôsobeniu ochrany a môže byť často vystavená prípadom falošnej prevádzky [63]. Preto by sa mal empirický vzorec používať opatrne vždy ak je to možné a jeho výsledky by sa mali spresniť dynamickou simuláciou.

5.1.2 Výkonové krivky ochrán ROCOF

Rovnicu (13) je možné priamo využiť na stanovenie výkonových kriviek ochrán ROCOF. Použitie týchto výkonových kriviek na analýzu ochrany ROCOF bolo navrhnuté [63][64], čo sa ukázalo ako vplyvný nástroj na skúmanie vlastností ochrán ROCOF. Avšak, pre získanie týchto kriviek je potrebné množstvo opakovaných dynamických simulácií. Na druhej strane, s týmito vzorcami možno priamo získať tieto krivky.

Typické výkonové krivky ochrán ROCOF obdržané z rovnice (13) sú znázornené na Obr. 5-4, kde každá krivka predstavuje rôznu hodnotu zotrvačnej konštanty H generátora, ale rovnaké nastavenie ochrany ($\beta = 1,2$ Hz/s). Krivky boli získané použitím rovnice (13) a premenou úroveň disbilancie činného výkonu synchronného generátora v ostrovnom systéme od 0 do 1 pu uvedené v MVA.

Pre každú úroveň výkonovej nerovnováhy sa stanoví doba detekcie ochrany. Výsledky boli získané s uvažovaním nominálnej systémovej frekvencie 60 Hz a hodnota časovej konštanty T_a je rovná 100 ms (šesť periód). Okrem toho sa pri výpočte rýchlosti zmeny frekvencie uvažovalo päť periód. Preto v 60 Hz systéme je $\Delta t = 83,33$ ms.



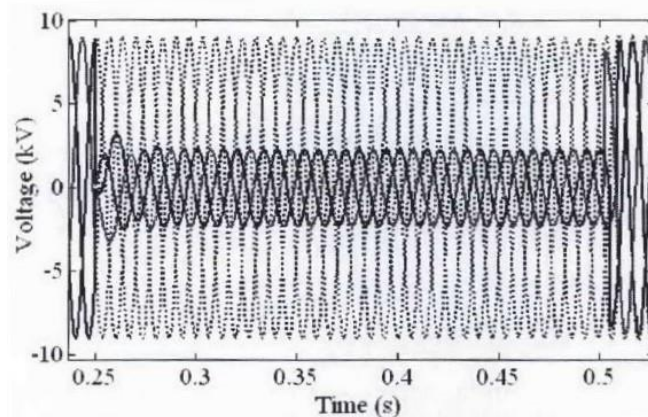
Obr. 5-4 Výkonové krivky pre rôzne hodnoty zotrvačnej konštanty generátora pri nastavení ochrany 1,2 Hz/s [60].

Tieto krivky sú účinným nástrojom na posúdenie citlivosti a rýchlosti pôsobenia ochrany ROCOF a majú sprevádzať inžinierov, ktorí sa zaoberajú navrhovaním ochranného systému na báze ROCOF. Napríklad, ak je požadované detegovať ostrovnú situáciu behom 200 ms a zotrvačná konštanta generátora je 2 s, potom možno určiť bod A na výkonovej krivke. Tento bod predstavuje minimálnu požadovanú výkonovú disbilanciu pre ochranu ROCOF na detegovanie ostrovnej situácie počas 200 ms, v tomto prípade 11,62 %. Na druhej strane, ak je úroveň výkonovej diferencie nižšia ako táto hodnota, ochrana bude pracovať dlhšie ako 200 ms. Táto hodnota diferencie výkonu sa nazýva kritická disbilancia činného výkonu alebo jednoducho kritická výkonová disbilancia definovaná v [63].

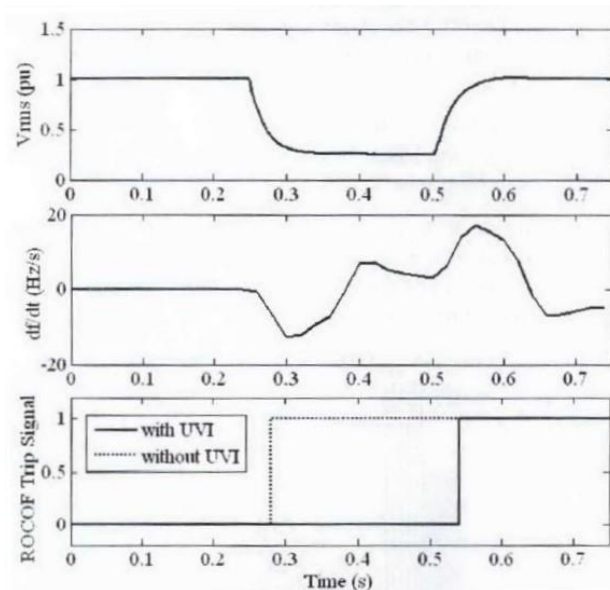
Výkonové krivky ochrany ROCOF, získané z analytického vzorca (13) sa porovnávajú so získanými dynamickými simuláciami. Tiež sa porovnáva kritická výkonová diferencia stanovená z oboch krokov. V prípade dynamickej simulácie, disbilancia činného výkonu v ostrovnom režime sa mení od 0 do 1 pu zmenou výroby a profilom zaťaženia. Pre každú úroveň výkonovej diferencie sa vykonáva dynamická simulácia a zmena systémovej frekvencie je určená ako funkcia času. Doba detekcie sa stanoví, akonáhle je splnené kritérium aktivácie ochrany [63].

5.1.3 Funkcia – Blokovanie podpätia

Dôležitou funkciou, ktorá sa nachádza v ochrane ROCOF, je funkcia blokovania podpätia svorkového napätia V_{min} . Funkcia blokovania sa využíva na generovanie blokovacieho signálu, aby sa zabránilo chybnjej prevádzke ochrany ROCOF. Táto funkcia zablokuje vypínací signál ochrany ROCOF, ak svorkové napätie DER klesne pod vopred určenú hladinu V_{min} . Týmto sa napríklad zabráni spusteniu ochrany ROCOF počas spúšťania generátora alebo skratom [63]. Typická hodnota pre nastavenie podpätia je 0,8 pu [65].



Obr. 5-5 Napät'ový priebeh počas poruchy [66].



Obr. 5-6 Porovnanie citlivosti ochrany ROCOF bez a s funkciou blokovania podpätia [66].

Na preskúmanie účinku funkcie blokovania podpätia v algoritme ochrany ROCOF bola simulovaná trojfázová porucha [66], ktorá trvala 0,25 s. Na Obr. 5-5 je zachytený napät'ový priebeh DER počas poruchy (bodkované čiary predstavujú priebeh napätia bez poruchy). Výsledok je znázornený na Obr. 5-6, kde je vidieť ako pracuje funkcia blokovania podpätia a vypnutie bolo oneskorené o 260 ms.

5.1.4 Funkcia – Techniky určovania frekvencie

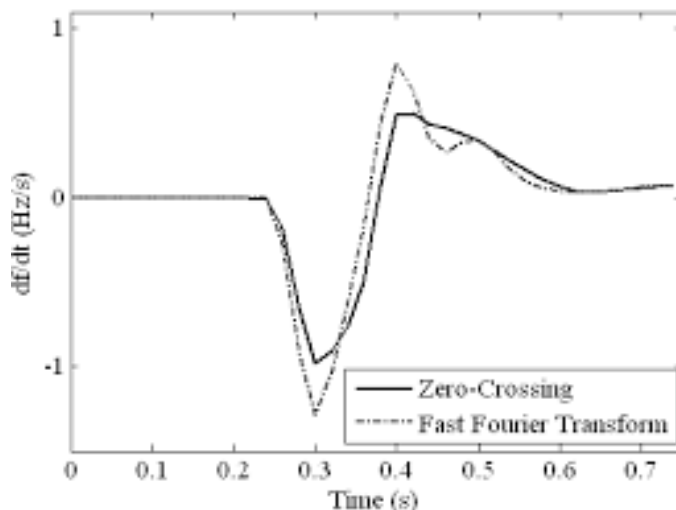
Na určenie systémovej frekvencie sa zvyčajne používajú dva hlavné algoritmy, ktoré sú bežne dostupné v zariadeniach ROCOF. Jeden je založený na technike Zero-crossing, kým druhý je založený na Fourierovej transformácii [67].

Tab. 5-1 Maximálne vypinacie nastavenia ROCOF pre rôzne techniky určovania frekvencie.

Technique	Maximum Trip Setting (Hz/s)
Zero-Crossing	0.9
Fast Fourier Transform	1.0

V [68] sa uskutočnili simulácie s rozdielnymi technikami určovania frekvencie, aby bolo vidno rozdiel medzi nimi (boli použité dve ochrany ROCOF, jedna s technikou určovania Zero-crossing

a druhá s Fourierovou transformáciou, simulovalo sa na sieti so zaťažením 10 MW). Tab. 5-1 zobrazuje maximálne nastavenia prahovej hodnoty ochrany ROCOF. Keďže nešlo o skutočnú udalosť ostrovného režimu, očakávalo sa, že oba typy ochrán zostanú počas rušenia stabilné. Na Obr. 5-7 je vidieť, že obe ochrany s rozdielnymi technikami určovania frekvencie nepracujú zhodne.

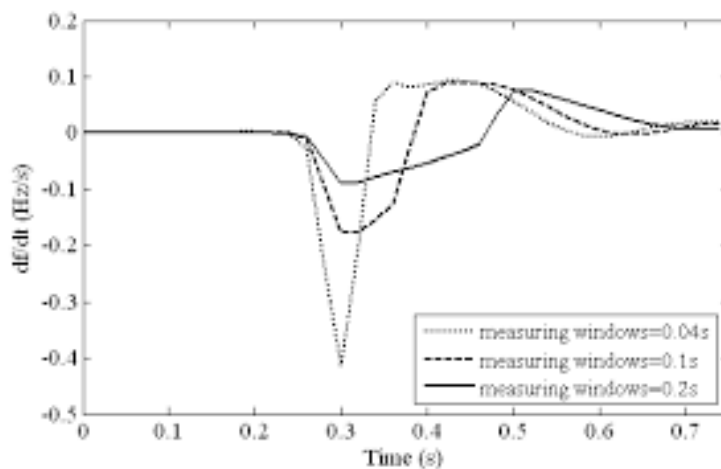


Obr. 5-7 Porovnanie rýchlosti zmeny frekvencie použitím rôznych techník určovania frekvencie [68].

Ďalej môžeme vidieť, že ochrana ROCOF založená na Fourierovej transformácii má vyššiu rýchlosť zmeny frekvencie ako ochrana s technikou Zero-crossing, pritom obe sú vystavené tomu istému rušeniu. To vysvetľuje, prečo ochrana založená na určovaní frekvencie podľa Fourierovej transformácií má vyššie maximálne nastavenie vypínania.

5.1.5 Funkcia – Meracie okno

Okno merania je definované ako počet periód z ktorých je estimovaná nejaká hodnota zmeny frekvencie. Typické meracie okná sú v rozsahu 40 ms (2 periód pri 50 Hz) až 2 s (100 periód pri 50 Hz) [69].



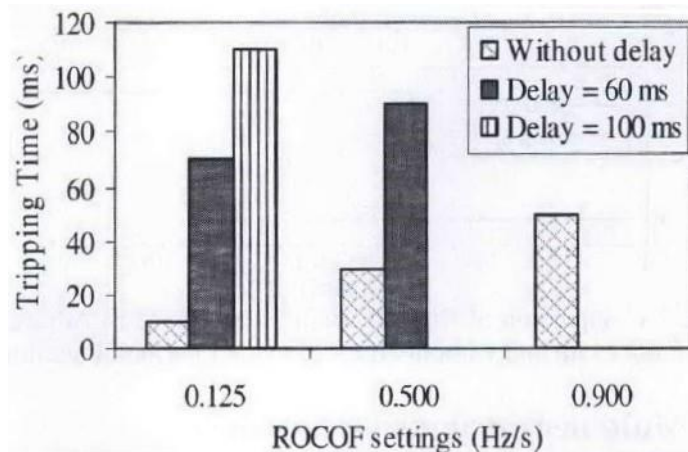
Obr. 5-8 Porovnanie rýchlosti zmeny frekvencie použitím odlišných dĺžok meracích okien [68].

Dĺžka meracích okien používaná vo výpočte rýchlosti zmeny frekvencie má priamy vplyv na fungovanie ochrany ROCOF. Simulácie v [68], kde sa analyzovali 3 prípady nám poskytujú jasnejšiu predstavu o ich vplyve (počas simulácie bol vypnutý jeden z paralelných transformátorov

33 kV/11 kV). Získané výsledky sú znázornené na Obr. 5-8. Z Obr. 5-8 je vidno, že čím je okno merania kratšie, tým väčšia je rýchlosť zmeny frekvencie a tým viac citlivá ochrana. Naopak, čím je meracie okno dlhšie, tým menej je ochrana citlivá. Hlavnou výhodou dlhšieho meracieho okna je zvýšenie odolnosti ochrany voči poruchám siete a zníženie počtu falošných vypínani [68].

5.1.6 Funkcia – Časové oneskorenie

V niektorých ochranách použité časové oneskorenia s cieľom zvýšiť bezpečnosť ochrany ROCOF a znížiť počet rušivých vypínani. Časové oneskorenie sa môže líšiť od 50 ms až do 500 ms [65].

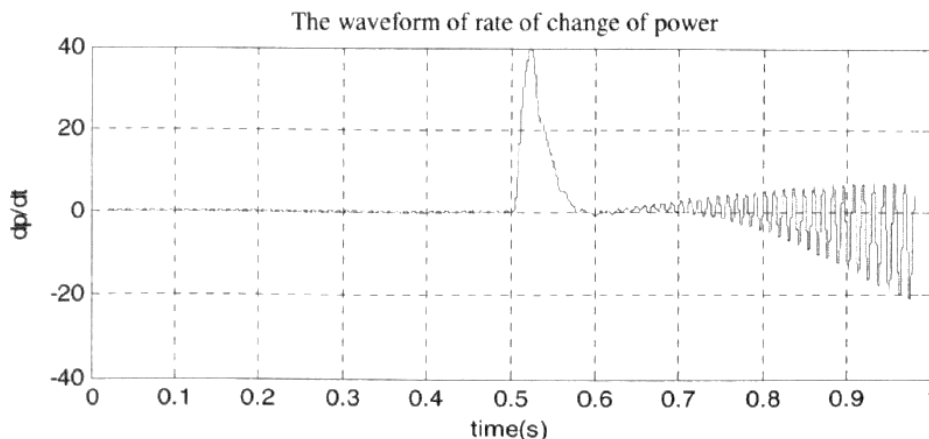


Obr. 5-9 Porovnanie doby vypnutia s použitím rôznych časových oneskorení [68].

V ochrane ROCOF pri simulácii [68] sa použilo rozdielne trvanie časových oneskorení a ich účinok na prevádzkové správanie je znázornený na Obr. 5-9. Z výsledkov sa zistilo, že čím sú časové oneskorenia dlhšie, tým je ochrana voči poruchám siete odolnejšia. (Poznámka: Chýbajúce stĺpce dokazujú, že po čase simulácie 0,5 s nenastalo žiadne vypnutie).

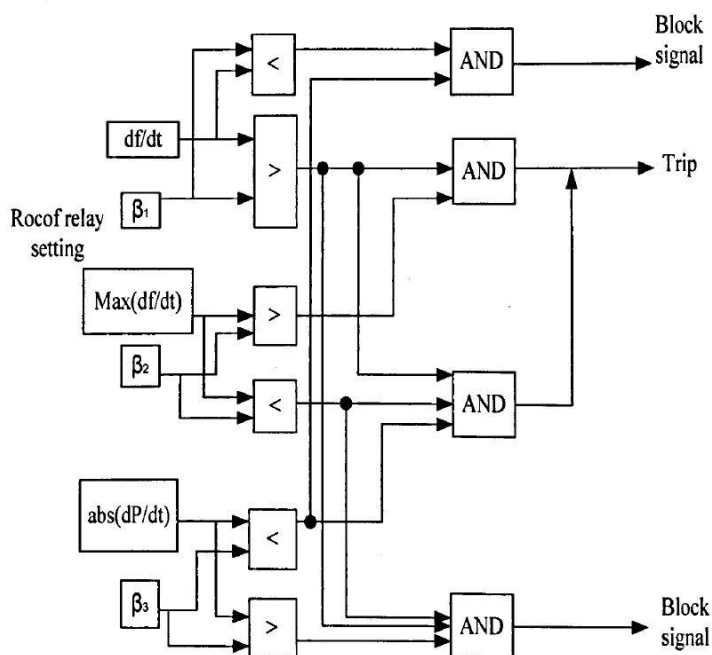
5.1.7 Ochrany ROCOF v kombinácii s funkciou blokovania rýchlosti zmeny výkonu

V ostrovnej situácii, kde sa považuje za záťaž indukčný motor je v počiatočnom prechodnom stave ťažké rozoznať kolísanie malých zmien zaťaženia ako to je znázornené na Obr. 5-10. Preto sa k ochrane ROCOF zavádza funkcia blokovania dP/dt , znázornená na Obr. 5-11. Napríklad systém so záťažou indukčného motora v prípade systémovej situácie neostrovneho režimu.



Obr. 5-10 Krivka rýchlosti zmeny výkonu v systéme zaťaženým indukčným motorom [70].

Ak je podľa Obr. 5-11, maximálna hodnota amplitúdy ROCOF väčšia ako β_2 , a $df/dt > \beta_1$, ide rozhodne o ostrovnú situáciu a generuje sa vypínací signál. Ak je maximálna $df/dt < \beta_2$, $df/dt > \beta_1$ a absolútna hodnota rýchlosti zmeny výkonu menšia ako β_3 , ostrovná situácia a ochrana ROCOF sa tiež vypne (v tomto prípade $\beta_1 = 1$, $\beta_2 = 10$ a $\beta_3 = 0,6$). Potom sa zisťujú situácie, ktoré nie sú ostrovné: ak je maximálna $df/dt < \beta_2$, $df/dt < \beta_1$, a $abs(dP/dt) < \beta_3$ alebo, ak je maximálna $df/dt < \beta_2$, $df/dt > \beta_1$, $abs(dP/dt) > \beta_3$. Tieto obe situácie nie sú ostrovné, pretože normálne by sa mala ostrovná situácia zistiť behom 300 ms, odhad dP/dt by sa mal uvažovať medzi 130 ms až 300 ms. [70]



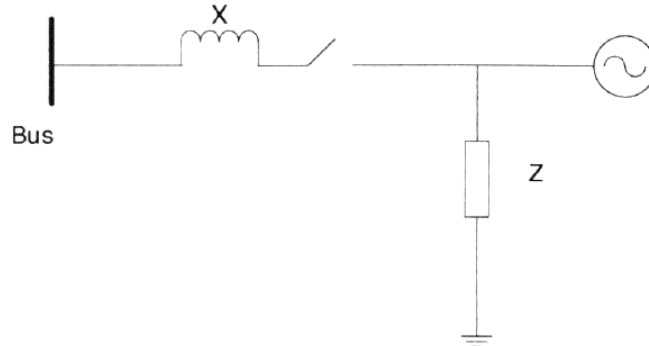
Obr. 5-11 Štruktúra ROCOF v kombinácii s funkciou blokovania rýchlosti zmeny výkonu [70].

Aby sa predviedla kombinácia ochrany ROCOF a funkcia blokovania rýchlosti zmeny výkonu, boli uskutočnené dva testy. Výsledky simulácie v [70] poskytujú komplexnú analýzu výkonu ochrany ROCOF a ukazujú ako sa doba detekcie zvyšuje s poklesom výkonovej disbilancie. Boli preskúmané metódy odhadu frekvencie, rôzne meracie okná, nastavenia ochrany, zotrvačnosť generátora a rôzne činitele zaťaženia, ktoré ovplyvňujú ochrany ROCOF. Čím je okno merania kratšie, tým rýchlejšia bude doba detekcie a citlivejšie ochrany môžu spôsobiť v rušnom prostredí nesprávne vypnutie. Použitím nižšieho nastavenia ochrany môže dôjsť k zníženiu doby detekcie a ľahko spôsobiť falošné pôsobenie. Preto je v nastavení ochrany požadovaný kompromis, aby sa zabezpečila bilancia medzi bezpečnosťou a spoľahlivosťou. Počas neostrovnej situácie by ochrany ROCOF nemali fungovať pre bezporuchový systém. V [70] je zavedená funkcia blokovania na základe rýchlosti zmeny výkonu, aby sa zabránilo falošnej prevádzke z dôvodu kolísania zaťaženia. Ukázalo sa, že rušivý vypínací signál môže byť rýchlo a presne zablokovaný počas neostrovnej situácie.

5.1.8 Ochrany ROCOF v kombinácii s funkciou blokovania impedanciou v^2/p

Ekvivalentná hodnota impedancie v^2/p je zavedená v literatúre [70] ako funkcia blokovania na spoluprácu s ochranami ROCOF, aby sa zabránilo falošnej prevádzke počas neostrovnej situácie. Jalový výkon je regulovaný tak aby bol nulový (na strane siete sa nachádza PWM menič a v jeho medziobvode sa udržiava konštantné napätie pre regulovanie jalového výkonu do siete), preto $Z_{est} = v^2/p$.

V tejto situácii, nesmú ochrany ROCOF fungovať, pretože ide o stav neostrovného režimu a systém je stabilný. Ak nastane v systéme diferencia výkonu počas pridávania záťaže, spustí sa vypínací signál. V tomto prípade by mala fungovať funkcia blokovania impedanciou, aby sa zabránilo rušivému vypínaniu.



Obr. 5-12 Zjednodušená štruktúra systému [70].

Funkcia blokovania je potrebná na zastavenie falošného vypínania počas neostrovnej situácií. Avšak pre DFIG je výstupný výkon pravidelne regulovaný počas zmeny frekvencie. Preto je ťažké použiť dP/dt ako referenciu pre blokovanie. Z tohoto dôvodu je v [70] navrhovaná funkcia blokovania pre systémy s DFIG (používané vo veterných turbínach), ktorá je založená na vzťahu medzi skutočným výkonom a impedanciou pripojeného systému. Pre získanie výkonu z generátora môžeme napísať:

$$P = \frac{v^2 \sin \delta}{x} + \frac{v^2}{z}. \quad (19)$$

Potom môžeme vypočítať veľkosť Z_{est} danú vzťahom:

$$Z_{est} = \frac{v^2}{p}, \quad (20)$$

kde,

x – pomerná pozdĺžna reaktancia,

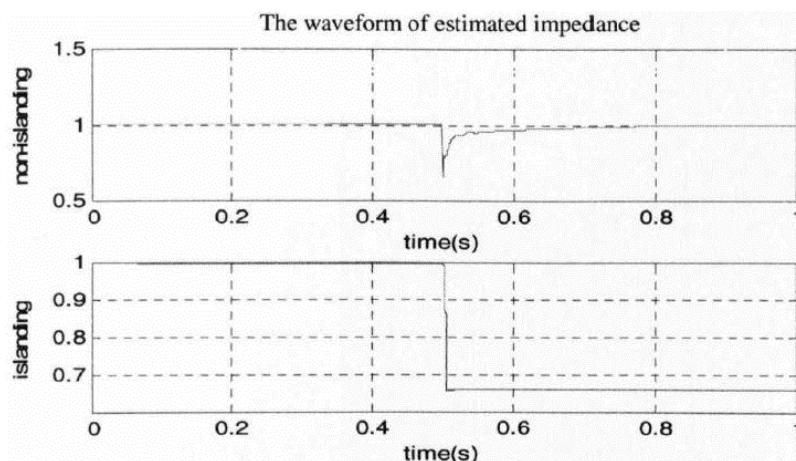
z – pomerné miestne zaťaženie,

v – pomerné napätie v systéme,

p – pomerný výkon v systéme,

δ – pomerná hodnota fázy medzi generátorom a sieťou.

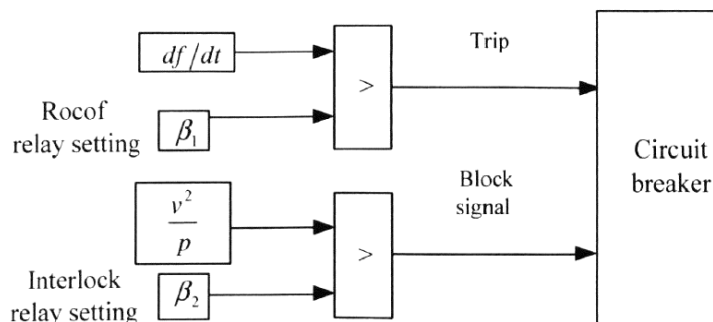
V literatúre [70] sa hovorí, že v stave ostrovného režimu, zmeny zaťaženia spôsobia kolísanie frekvencie stroja a tiež spôsobia skokovú zmenu impedancie podľa vzorca (20). Pre neostrovný stav platí $Z_{est} = v^2/p$ a odhadovaná impedancia nebude vykazovať významnú skokovú zmenu. Počas ostrovnej situácie je hodnota $Z_{est} = v^2/p$ definovaná zmenou impedancie záťaže. Hodnoty sa získavajú udržiavaním konštantného výkonu DFIG a zmenou výkonu záťaže. Počas neostrovnej situácie sa hodnota $Z_{est} = v^2/p$ po krátkom čase vráti na pôvodnú hodnotu. Pri malých zaťaženiach (tzn. $\Delta P \leq 1$ MW) ochrana ROCOF sa nevypne pri neostrovnej situácii, ale vypne sa vždy počas ostrovnej situácie. Preto ak nastane neostrovná situácia, stačí blokovat' vypínanie ROCOF iba pri veľkých zmenách zaťaženia. Po oneskorenom čase 130 ms, ak hodnota $Z_{est} = v^2/p$ je menšia ako 0,98, blokovaný signál nebude pracovať.



Obr. 5-13 Tvar krivky v^2/p počas neostrovnej a ostrovnej situácie ($\Delta p = 0,778$ pu) [70].

Krivka impedancie $Z_{est} = v^2/p$ pri ostrovnej a neostrovnej situácii je znázornená na Obr. 5-13, kde možno vidieť rozdiel medzi nimi v počiatočnom prechode. Preto môže byť krivka impedancie $Z_{est} = v^2/p$ použitá ako blokovácia funkcia, aby sa zabránilo falošnému vypnutiu počas neostrovnej situácie.

Štruktúra funkcie blokovania je znázornená na Obr. 5-14 a logika spočíva v tom, že ak hodnota impedancie $Z_{est} = v^2/p$ je väčšia ako nastavená hodnota blokovacieho signálu, blokový signál sa pošle do vypínača, ktorý sa použije na zastavenie vypínacieho signálu ROCOF.



Obr. 5-14 Štruktúra funkcie blokovania v^2/p [70].

V [70] bola táto funkcia blokovania impedanciou v^2/p simulovaná a overovaná. Zistilo sa, že funkcia blokovania impedanciou v^2/p môže správne spolupracovať s ochranou ROCOF. Počas malej zmeny zaťaženia v neostrovnej situácii by sa ochrana ROCOF nevypla, preto nie je potrebné uvažovať malú výkonovú disbilanciu vedúcu k problému s nedetekčnou zónou. Pri ostrovnej situácii neexistuje žiaden blokový signál, pretože po prechode je hodnota $Z_{est} = v^2/p$ menšia ako nastavenie prahovej hodnoty funkcie blokovania. Preto funkcia blokovania impedanciou $Z_{est} = v^2/p$ dokáže efektívne rozlíšiť ostrovnú situáciu a zmeny zaťaženia v distribuovanom systéme DFIG.

Tab. 5-2 Vyhodnotenie nedetekčnej zóny [70].

Active power mismatch (Islanding)	$\Delta p = 5\%$	$\Delta p = 10\%$	$\Delta p = 15\%$
DFIG ($df/dt + v^2/p$)	No trip	Trip	Trip
PV ($df/dt + v^2/p$)	No trip	Trip	Trip
SG ($df/dt + v^2/p$)	No trip	No trip	Trip

Tab. 5-2 vyhodnocuje fotovoltaiické siete, siete s DFIG a siete so synchronným generátorom SG, pre ktoré sa simulovali rôzne pomerné hodnoty výkonovej disbilancie. Skúmalo sa pri akých výkonových disbilanciách vypne/nevypne (Trip/No trip) daná sieť s ochranou ROCOF v kombináciách s funkciou blokovania impedanciou v^2/p . Vidno, že ochrana ROCOF v kombináciách s touto funkciou je účinnejšia pri väčších výkonových disbilanciách.

5.1.9 Navrhovaná účinná ochrana ROCOF

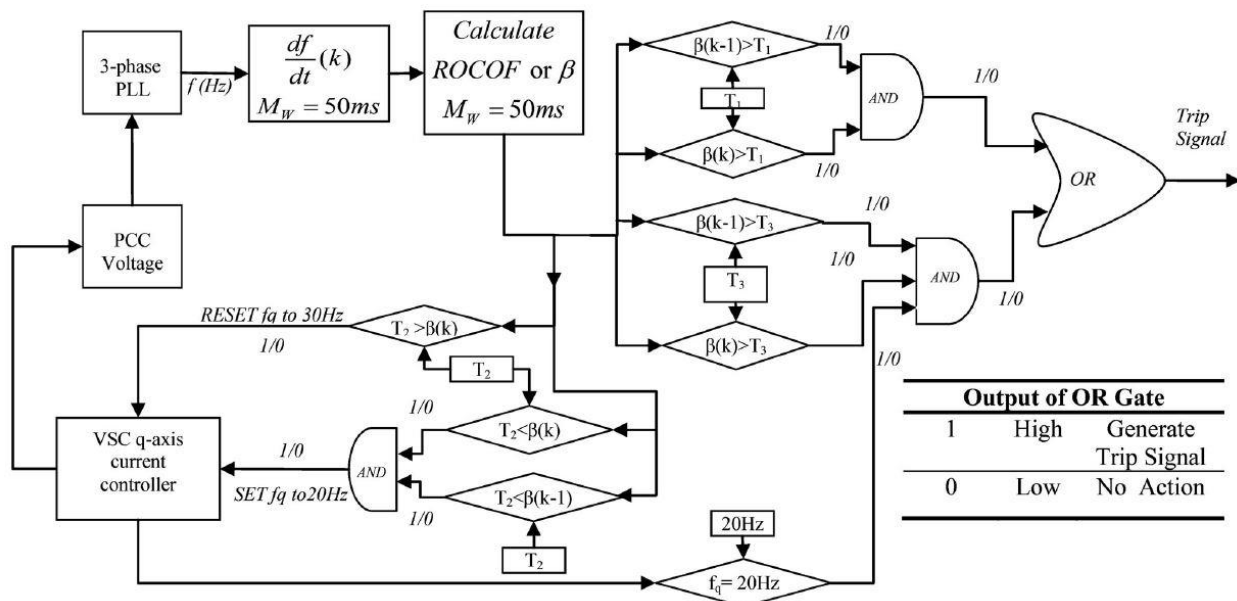
Znížená citlivosť a veľká neodstrániteľná NDZ bežnej ROCOF ochrany je zlepšená v navrhovanej účinnej ochrane ROCOF bez ohrozenia jej vlastností na necitlivosť spínania počas neostrovnej situácie. Navrhovaná účinná ochrana ROCOF [48] zavádza menšie meracie okno 50 ms, ale so špeciálnymi podmienkami ako sú časové oneskorenia a úmyselné frekvenčné rušenia.

Metóda využíva získanú odchylku frekvencie pre najhorší prípad detekcie LOM [71]-[73]. Toto sa vykonáva privádzaním malého periodického prúdu cez os q prúdového regulátora na strane siete VSC (Voltage Source Converter). Amplitúda privádzaného prúdu sa udržiava na 1 % hodnoty DER a frekvencia je nižšia ako základná frekvencia. To umožnilo detekovať ostrovnú situáciu vo vnútri NDZ frekvenčných ochrán bez ovplyvnenia stability systému [72]. Bežné ochrany ROCOF nie sú schopné detekovať túto odchylku, kvôli veľkému meraciemu oknu 500 ms. Ak je však veľkosť merania zmenšená na 50 ms, ochrana môže vykazovať periodickú odchylku.

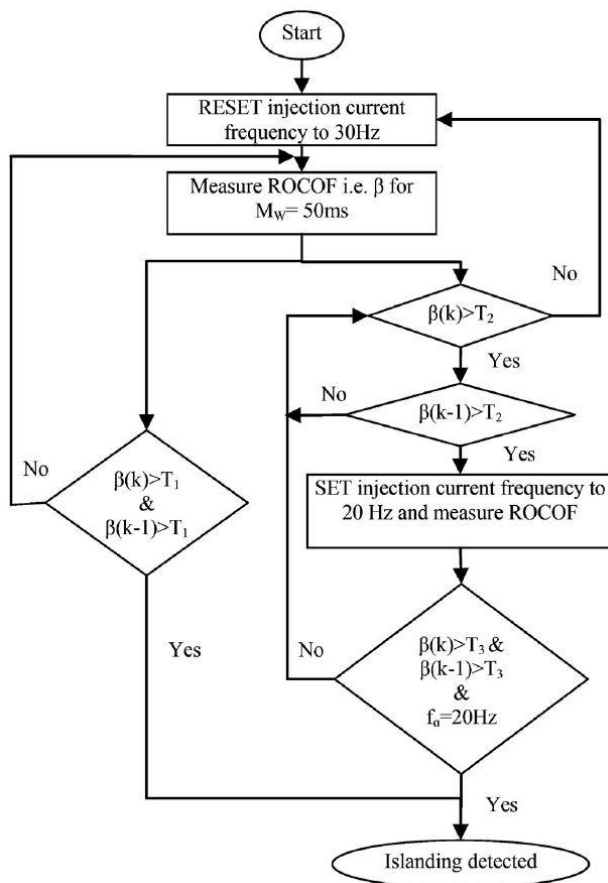
Štruktúra a algoritmus navrhovanej účinnej ochrany ROCOF [48] je jednotlivo znázornená na Obr. 5-15 a Obr. 5-16. Najprv sa vykonáva pravidelné privádzanie malého periodického prúdu s nízkou frekvenciou 30 Hz cez os q prúdového regulátora GSC (Grid-Side Controller). Namáhaná sieť poskytuje nízku impedančnú dráhu k tomuto prúdu a nemá žiaden vplyv na napätie a frekvenciu v PCC (PCC – bod spoločného pripojenia). Počas LOM privádzaný prúd je nútený prúdiť miestnym zaťažením, čo zase vedie k malej, ale významnej periodickej odchýlke frekvencie. Fázovo uzatvorená slučka (PLL) meria frekvenciu v PCC a získaná frekvencia sa potom spracuje df/dt s meraným oknom 50 ms. Potom sa každých 50 ms vypočíta efektívna hodnota ROCOF. Môžu nastať tri udalosti a navrhnutý algoritmus musí urobiť správne rozhodnutie.

- 1) LOM nastane s významným množstvom výkonovej diferencie v bode spoločného spojenia (PCC = point of common coupling).
- 2) LOM nastane s nulovou alebo veľmi malou disbilanciou výkonu v PCC.
- 3) Neostrovné spínacie udalosti spôsobujúce odchýlky frekvencie.

Efektívna hodnota ROCOF v [48] sa vypočíta pre 50 ms a frekvenciu privádzaného prúdu (f_q) 30 Hz. Takže pre prvú udalosť, tj. LOM s významným množstvom výkonovej diferencie, odmeraná ROCOF bude väčšia ako vopred definovaná prahová hodnota T_I (tj. 10 Hz/s).



Obr. 5-15 Štruktúra účinnej ochrany ROCOF [48].



Obr. 5-16 Vývojový diagram navrhovaného algoritmu [48].

Účinná ochrana ROCOF vypne DER, ak je ROCOF aspoň dva krát za sebou väčšia ako T_1 . To zabezpečí trvalú zmenu a preto je úmyselné časové oneskorenie aspoň 50 ms, to sú 3 periódy. Minimálny čas na rozhodnutie v tomto prípade je 100 ms, tzn. 6 periód.

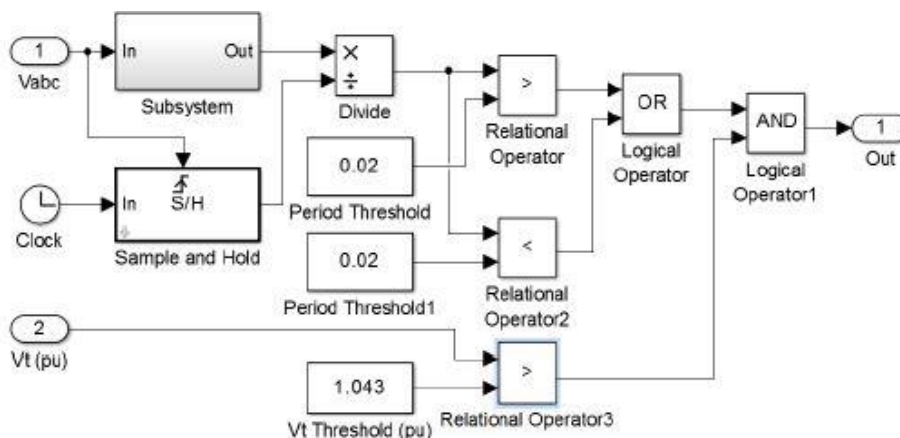
Pre ostatné dve udalosti, tj. LOM s nulovou diferenciou výkonu a spínacia udalosť neostrovnej situácie, nameraná ROCOF sa porovná s vopred definovaným prahovým nastavením T_2 . Ak je nameraná ROCOF aspoň dva krát za sebou väčšia ako T_2 , vzniká podozrenie, že nastane niektorá

z nasledujúcich dvoch udalostí. Riadiaci signál sa posiela do meniča prúdového regulátora na strane siete (GSC = grid side converter) tak, aby sa nastavila frekvencia f_q na hodnotu 20 Hz. Pre elimináciu možnosti falošného vypnutia v neostrovných situáciách sa opäť vypočíta hodnota ROCOF, ale s $f_q = 20$ Hz pre ďalšie 3 periódy (50 ms).

Ak je hodnota ROCOF vyššia ako prahová hodnota T_3 nasledujúcich dvoch po sebe idúcich časov a ak je tiež frekvencia privádzaného prúdu 20 Hz, potom je potvrdená LOM aj keď to bola spínacia udalosť neostrovnej situácie. Úmyselné časové oneskorenie v tomto prípade je 150 ms a minimálny čas pre rozhodovanie je 200 ms, tj. 12 periód. Preto navrhovaný algoritmus ochrany ROCOF, ktorý je znázornený na Obr. 5-16 a k tomu zodpovedajúca štruktúra ochrany ROCOF znázornená na Obr. 5-15, spolu s navrhovanými časovými oneskoreniami sú schopné úspešne detegovať ostrovnú situáciu vnútri NDZ. V prípade vyššie uvedených udalostí, ak nameraná hodnota ROCOF klesne pod vopred definovanú prahovú hodnotu T_2 , obnoví sa frekvencia privádzaného prúdu na 30 Hz a opakujú sa všetky kroky podľa algoritmu, ako to je navrhnuté na Obr. 5-16. [48]

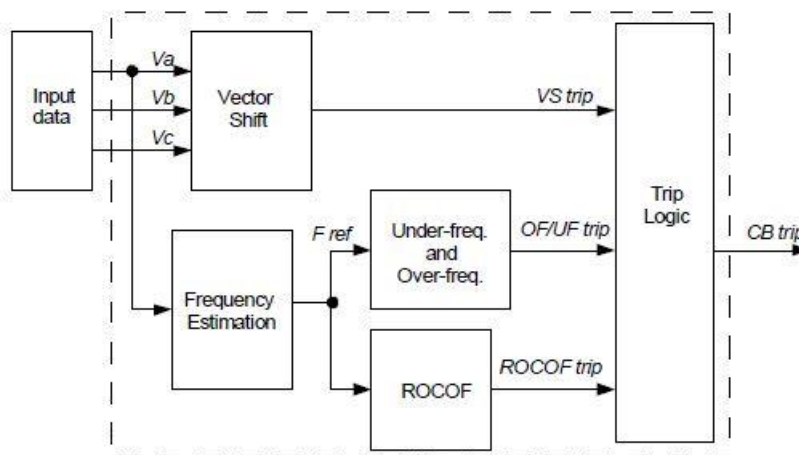
5.2 Vektorový skok – (ANSI 78)

Vektorový skok (VS) deteguje okamžité zmeny uhlov trojfázových napätí, ktoré sa vyskytujú keď dôjde k strate spojenia s hlavnou sieťou. VS algoritmus pracuje bez akéhokoľvek oneskorenia a poskytuje okamžité vypnutie.



Obr. 5-17 Model ochrany VS v programe MATLAB/ Simulink [74].

Algoritmus ochrany VS je založený na meraní uhlu napätia, ktoré sa vykonáva na všetkých troch fázových napätiach (V_{abc}). Meranie sa vykonáva z každého trojfázového napätia po každej polperióde a rozhodnutie sa vykoná po úplnej perióde. Ochrana VS meria rovnaké hodnoty ako pod/nad frekvenčné ochrany ale prevádzkové princípy sú odlišné. Rozdiel uhla sa vypočíta z časov, technikou Zero-crossing medzi súčasnou a predošlou periódou. Na konci každej periódy napájacej siete sa získa šesť výsledkov (2 polperiódy trojfázového napätia). Ak je 5 z týchto 6 výsledkov nad prahom nastavenia spustí sa vypínací signál. Pretože ochrany VS porovnávajú iba dva po sebe idúce výsledky, rozhodovanie a vypínanie je rýchle (cca 30 ms). Použitím týchto troch fáz je algoritmus menej vystavený harmonickému skresleniu, rušeniu a diferencii výkonu. To zlepšuje stabilitu ochrany a znižuje pravdepodobnosť nesprávneho vypnutia počas diferencie zaťaženia. Zjednodušená bloková štruktúra ochranného modelu, kde sa nachádza ochrana VS v kombinácii s inými ochranami je znázornená na Obr. 5-18. [75]



Obr. 5-18 Bloková štruktúra ochranného modelu s ochranou VS.

Nevýhodou VS je obtiažnosť výberu vhodných nastavení. To vyplýva zo skutočnosti, že spustenie určitých zařízení (napr. motory), spôsobuje fázové posuny, ktoré môžu iniciovať obtiažnejšie vypnutie. Ochrany VS môžu byť taktiež oslepené, ak sa miestne zařízenie tesne zhoduje s výrobou. V literatúre [76] bolo uvedené, že typické nastavenie prahovej hodnoty pre VS ochranu je od 6° do 12° .

V ostrovnej situácii prechádza okamžitá hodnota napätia na svorkách na inú hodnotu a tým dôjde k zmene fázovej polohy. Perióda trvania je buď kratšia alebo dlhšia, v závislosti od prebytku alebo deficitu činného výkonu v oblasti ostrovného režimu. Trvanie periódy má za následok zmenu koncového napätia o uhol $\Delta\theta$ (vektorový posun). Ak $\Delta\theta$ prekročí vopred stanovenú hranicu je vyslaný vypínací signál a vypínač vypne.

Na druhej strane zvýšenie alebo zníženie zařízenia, môže priniesť zmenu vektorového posunu, v tom prípade ochrana VS spôsobí falošné výkyvy. Je preto dôležité analyzovať mŕtve pásmo a falošnú detekciu metódy VS. Niektoré krajiny ako Dánsko a Nemecko však zakázali používanie ochrany VS pre detekciu LOM kvôli jej citlivosti na nežiaduce vypínanie [77].

5.2.1 Pokročilý algoritmus vektorového skoku

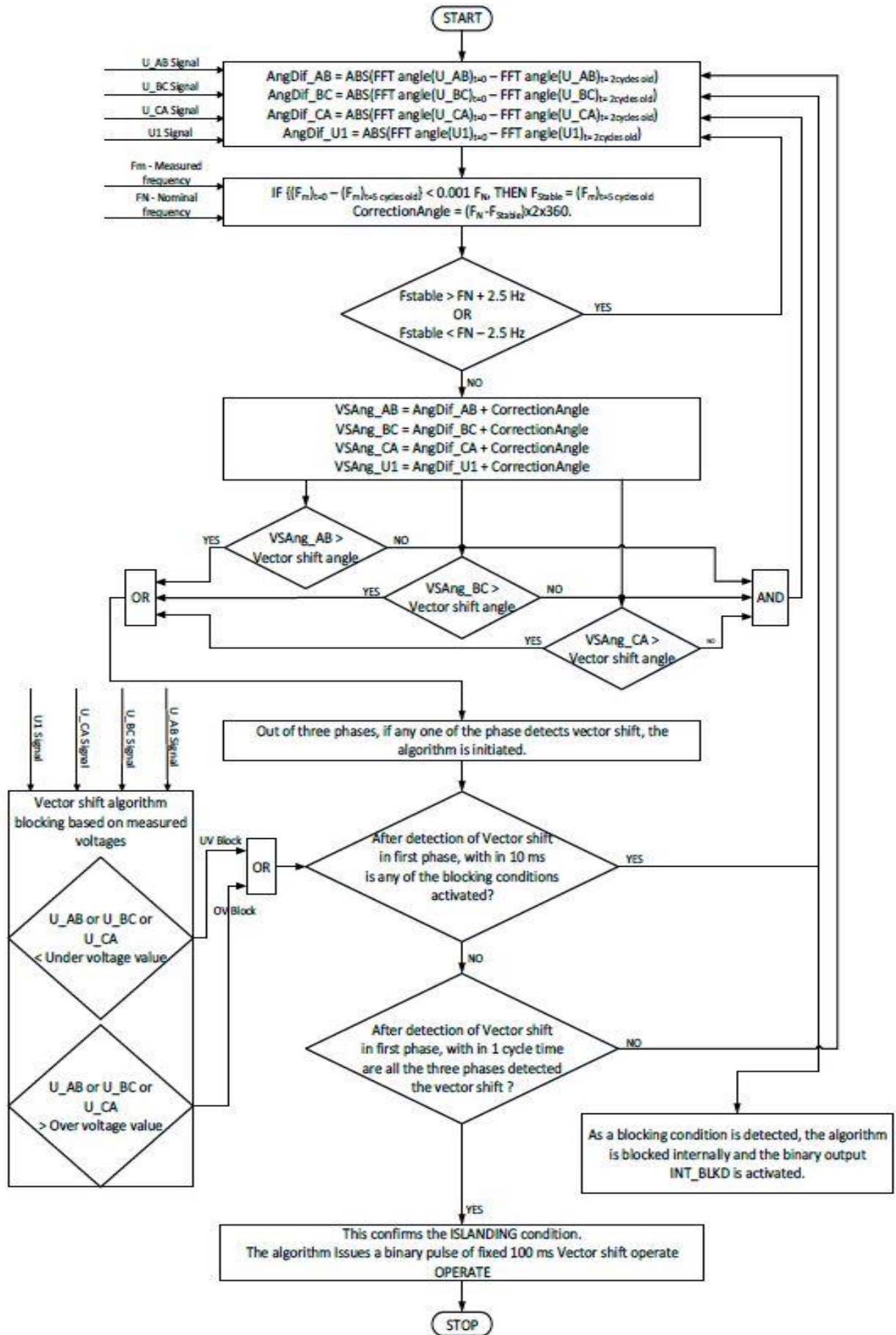
Aby sa zlepšila spoľahlivosť vektorového skoku (VS), založená na detekcii ostrovnej situácii, bez žiadneho alebo menej nežiadúceho vypínania jednotiek DER v dôsledku iných udalostí v sieti, bol vyvinutý nový pokročilejší algoritmus VS.

Tento algoritmus VS môže používať všetky tri fázové napätia alebo súslednú zložku napätia na detekciu vektorového skoku a nebude spôsobovať rušivé vypínanie jednotiek DER v dôsledku iných porúch siete [78]. Berie súčasne do úvahy správanie napätia a frekvencii, prispôsobuje sa kolísaniu kmitočtu v ustálenom stave a má časovo závislé kontroly medzi združenými napätiami (pri použití všetkých troch fázových napätí). Algoritmus VS je zablokovaný, keď ktorékoľvek z meraných napätí klesne nižšie alebo vzrastie nad prahovú hodnotu.

V článku [58] je navrhovaný pokročilý algoritmus VS vo forme vývojového algoritmu, ktorý je na Obr. 5-19. Bola modelovaná [58] študijná distribučná sieť VVN s jednotkami DER v simulačnom softvéri PSCAD, na ktorej sa vyskúšal navrhovaný algoritmus VS. Simulácie boli vykonané s priamo pripojeným synchronným generátorom (SG) umiestneným spolu s jednotkou DER v sieti VVN a iné jednotky DER rovnako ako aj decentralizované kompenzačné cievky boli odpojené. Ilustračná schéma s popisom inštalovaných jednotiek študijnej siete sa nachádza v Prílohe A.

VS algoritmus sa testoval na jeho spoľahlivosť a stabilitu v rôznych prípadoch simulácie, kedy by mal fungovať. Aby sa otestovala stabilita algoritmu VS, boli vykonané rôzne simulačné prípady (rôzne sieťové poruchy), v ktorých by algoritmus nemal fungovať [58]. Napríklad ostrovný režim pri malej a veľkej disbilancii výkonu, jednofázové zemné spojenie, dvojfázová porucha a iné. Počas testovania algoritmu VS bol nastavený uhol vektorového skoku na 5° , nastavenie blokovania pre podpätie bolo 0,8 pu a pre prepätie 1,2 pu. Algoritmus je implementovaný do inteligentného zariadenia (IED).

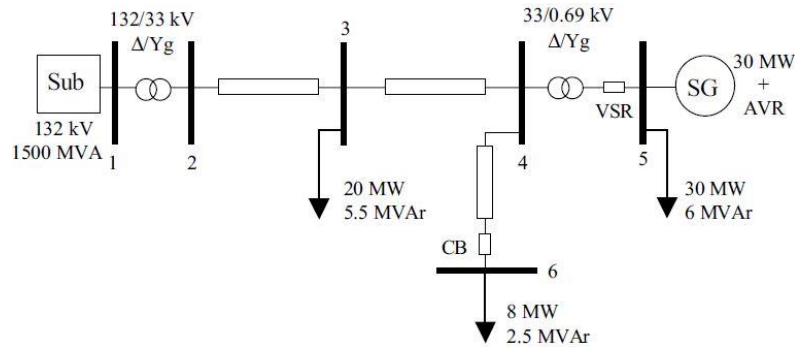
Zistilo sa [58], že vyvinutý algoritmus môže adaptívne opraviť namerané hodnoty uhlu VS na základe ustáleného stavu kolísania frekvencie, čo robí algoritmus odolným voči ustálenému stavu kolísaniu frekvencie. Na základe výsledkov z uvádzaného testu v [58], možno konštatovať, že vyvinutý algoritmus úspešne deteguje stav ostrovného režimu počas malej a veľkej disbilancie výkonu. Navyše algoritmus môže znížiť rušivé vypnutie jednotky DER, pretože je stabilný počas rôznych sieťových porúch, ako sú poruchy spínania kondenzátora a pripojenie paralelného transformátora. Hoci navrhovaný algoritmus VS zaručuje rýchlu a spoľahlivú detekciu ostrovného režimu takmer vo všetkých prevádzkových podmienkach, kedy je jednotka DER spustená paralelne so sieťovým napájaním, niektoré prípady môžu stále spôsobovať zlé fungovanie. Ak je disbilancia výkonu pred ostrovným režimom veľmi malá je detegovaný uhol VS tým pádom tiež malý, algoritmus nemusí dobre fungovať. To znamená, že tento algoritmus VS ako mnohé tradičné pasívne metódy na detekciu ostrovného režimu, sa môžu dostať do situácií kedy sa bilancia výkonu nachádza v blízkosti NDZ. Preto by sa mali ďalej rozvíjať iné pasívne metódy na detekciu ostrovného režimu bez NDZ. Potenciálne metódy zaoberajúce sa touto otázkou NDZ môžu byť napríklad pasívne metódy na detekciu ostrovej situácie založené na viacerých kritériách [79].



Obr. 5-19 Vývojový algoritmus ochrany vektorového skoku [58].

5.2.2 Falošná prevádzka ochrán vektorového skoku

V [80] bola simulovaná sieť (Obr. 5-20) na analýzu falošnej prevádzky kde sa použil trojfázový skrat (na zbernici 6). Simulácie boli vykonané pre rôzne nastavenia ochrany α (5° , 10° a 15°), pretože tieto nastavenia sú typické pre rozsah ochrany VS [69]. K týmto nastaveniam boli priradené záťaže generátora (10 MW, 20 MW, 30 MW). Napätie V_{min} bolo nastavené na 0,85 pu.



Obr. 5-20 Simulovaná sieť s ochranou VS [80].

V článku [80] boli po simulácii siete vyvedené tabuľky určujúce falošnú prevádzku ochrán VS pri rôznych nastaveniach tejto siete. Vo všetkých tabuľkách sa nachádza výsledok splnenia či nespĺnenia falošnej prevádzky. *NO* znamená, že nedošlo k falošnej prevádzke a *YES* znamená, že falošná prevádzka nastala.

Pre konštantu zotrvačnosti generátora $H = 1,5$ s a $0,5$ s sa dospelo k týmto zisteniam:

- pri znížení zotrvačnej konštanty sa možnosť falošnej prevádzky podstatne zvýši,
- čím viac je generátor zaťažený, tým pravdepodobnejšia je falošná prevádzka,
- čím viac je generátor zaťažený a jeho zotrvačná konštantka je menšia, tým väčšie sú výkyvy napätia po odstránení poruchy.

Pre zníženie skratovej úroveň podstanice na 150 MVA a znížený pomer $X/R = 1,4$ napájacieho vedenia sa dospelo k tomuto zisteniu:

- znížením pomeru napájacieho vedenia sa zvýšila možnosť falošnej prevádzky.

Zvýšením doby odstránenia poruchy na 300 ms a vzdialenosťou medzi generátorom a poruchou sa vydedukovalo:

- zvýšením doby odstránenia poruchy sa výrazne zvýšil výskyt falošnej prevádzky,
- ak sa porucha nachádza bližšie ku generátoru, riziko falošnej prevádzky je vyššie.

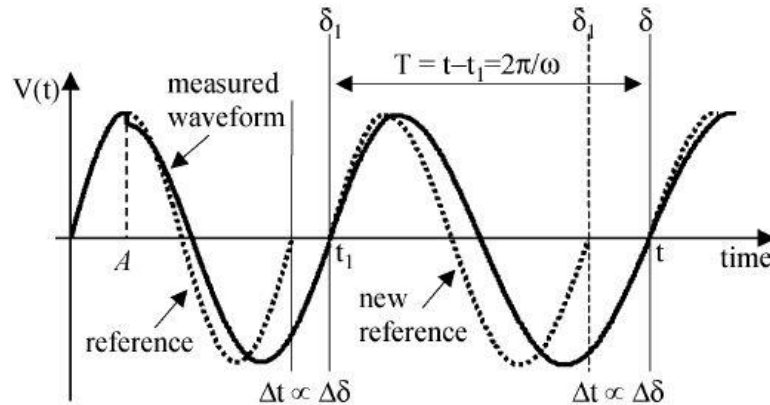
Zvýšením zaťaženia celého systému o 200 % a zníženie zaťaženia v blízkosti generátora (zbernice 5) na hodnotu 33% sa usúdilo, že:

- falošná prevádzka je pravdepodobnejšia, ak sa zvyšuje zaťaženie celého systému,
- čím viac sa zníži zaťaženie v blízkosti generátora, tým sa zvýši riziko falošnej prevádzky.

Kompletné výsledky nastavení pre odlišné situácie sú uvedené v Prílohe B. Aby sa predišlo falošnej prevádzke je dobré, ak sa použije časové oneskorenie na spustenie vypínacieho signálu v ochrane VS.

5.2.3 Analytické rovnice pre stanovenie činnosti ochrán vektorového skoku

Vzhľadom na systém DER prezentovaný na Obr. 4-8 v ustálenom stave, mechanický výkon P_{SG} distribuovaného generátora je v bilancii so záťažovým elektrickým výkonom P_L , a elektrický výkon P_{SYS} je poskytnutý rozvodnou sieťou. Preto sú rýchlosť rotora distribuovaného generátora a uhol δ konštantné (ustálený stav). Po zapnutí vypínača CB, sa spusti distribuovaný generátor v ostrovnom režime a vznikne disbilancia výkonu kvôli nespotrebovanému výkonu siete P_{SYS} . Takáto diferencia výkonu ΔP , ktorej veľkosť je rovná P_{SYS} , spôsobuje prechody v distribuovanom generátore. Dynamické správanie synchronného generátora možno určiť pomocou rovnice otáčania stroja.



Obr. 5-21 Znárodnenie doby periódy v priebehu napätia ochrany vektorového skoku [81].

Pri použití matematického vzorca (21) musíme uvažovať tieto predpoklady [81]:

- zaťaženie predstavuje model konštantného výkonu,
- generátor je reprezentovaný klasickým modelom,
- frekvencia je konštantná v rámci jednej periódy.

Rovnica otáčania synchronného generátora je daná

$$\begin{cases} \frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_{SG} - P_L = -P_{SYS} = \Delta P \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \end{cases}, \quad (21)$$

P_{SG} – výstupný výkon synchronného generátora (SG),

P_L – výkon spotrebovaný zaťažením,

P_{SYS} – výkon poskytovaný rozvodnou sieťou,

ΔP – disbilancia výkonu,

H – zotrvačná konštanta SG,

ω_0 – menovitá uhlová rýchlosť SG,

ω – uhlová rýchlosť SG,

δ – uhol rotora.

Uhol rotora možno vyjadriť z rovnice (21) ako

$$\delta = \frac{\omega_0 \Delta P}{4H} t^2 + \delta_0, \quad (22)$$

kde δ_0 je menovitý uhol rotora.

Ak berieme do úvahy meranie „periódy po perióde“ z Obr. 5-21 je možné vypočítať nasledujúcu odchýlku uhla:

$$\Delta\delta = \delta - \delta_1 = \left(\frac{\omega_0\Delta P}{4H}t^2 + \delta_0\right) - \left(\frac{\omega_0\Delta P}{4H}t_1^2 + \delta_0\right), \quad (23)$$

$$\Delta\delta = \frac{\omega_0\Delta P}{4H}(2t - (t - t_1))(t - t_1). \quad (24)$$

Na Obr. 5-22 znázorňuje $(t - t_1)$ aktuálnu dobu periódy, ktorá môže byť určená aktuálnou frekvenciou. Riešením rovnice (21) získame vzťah pre uhlovú rýchlosť

$$\omega = \frac{\omega_0\Delta P}{2H}t + \omega_0. \quad (25)$$

Potom sa doba periódy určí takto:

$$T = t - t_1 = \frac{1}{f} = \frac{2\pi}{\omega} = \frac{2\pi}{\frac{\omega_0\Delta P}{2H}t + \omega_0}. \quad (26)$$

Ďalej sa spraví substitúcia, kedy $(t - t_1)$ v rovnici (24) nahradíme rovnicou (26) a tiež rovnakým nastavením odchýlky uhla rotora $\Delta\delta$ ako nastavenie α ochrany VS, získame:

$$\alpha = \frac{K}{2}\left(2t - \frac{2\pi}{Kt + \omega_0}\right)\frac{2\pi}{Kt + \omega_0}, \quad (27)$$

kde $K = \frac{\omega_0\Delta P}{2H}$. Rovnicu (27) možno použiť na nastavenie α ochrany na základe požiadavky vypínacieho času a minimálnej disbilancie výkonu. Upravením sa získa nová rovnica

$$K^2(\alpha - 2\pi)t^2 + 2\omega_0K(\alpha - \pi)t + \omega_0^2 + \alpha + 2\pi^2K = 0. \quad (28)$$

Toto je rovnica druhého rádu t , ktorej zložky sú uvedené nasledovne:

$$A = K^2(\alpha - 2\pi) < 0, \text{ ak } \alpha < 2\pi,$$

$$B = 2\omega_0K(\alpha - \pi) < 0, \text{ ak } \alpha < \pi,$$

$$C = \omega_0^2 + \alpha + 2\pi^2K > 0.$$

Nastavenie α ochrany VS je zvyčajne menšie ako 20° . Teda rovnica (28) má viac reálnych riešení ale existuje len jedno pozitívne riešenie a to

$$t = \frac{-(2\omega_0K(\alpha - \pi)) - \sqrt{D_1}}{2K^2(\alpha - 2\pi)}, \quad (29)$$

kde $D_1 = (2\omega_0K(\alpha - \pi))^2 - 4K^2(\alpha - 2\pi)(\omega_0^2 + \alpha + 2\pi^2K)$. Nasledovne rovnicou (28) možno vyriešiť disbilanciu výkonu ΔP :

$$\Delta P = \left(\frac{2H}{\omega_0}\right)\left(\frac{-2(\pi^2 + \omega_0(\alpha - \pi)) - \sqrt{D_2}}{2t^2(\alpha - 2\pi)}\right), \quad (30)$$

kde $D_2 = (2(\pi^2 + \omega_0(\alpha - \pi)t))^2 - 4(t^2(\alpha - 2\pi)(\omega_0^2 + \alpha))$. Na zvyčajne nastavenie α ochrany má rovnica (30) pozitívne reálne riešenia.

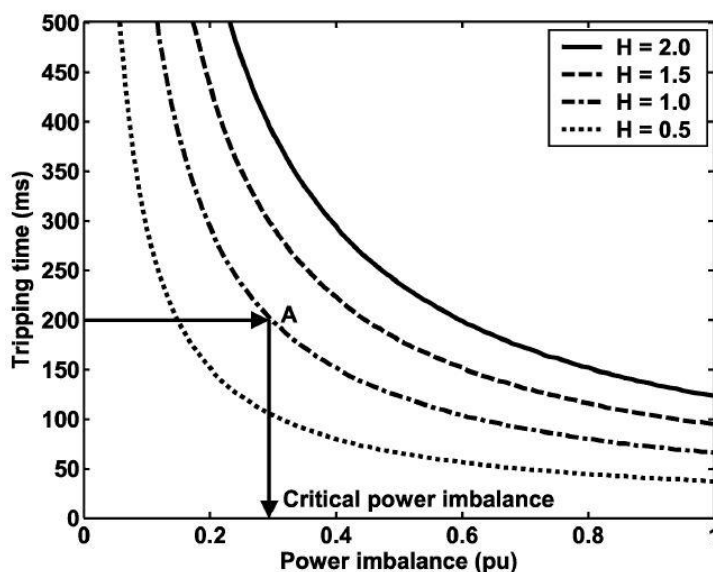
Vyššie uvedený matematický postup môže byť aplikovaný na nasledujúce situácie [81]:

- ak poznáme výkonovú disbilanciu ΔP a požiadavku na vypínací čas t , možno určiť nastavenie α požadovanej ochrany pomocou rovnice (27),

- ak je k dispozícii výkonová disbilancia ΔP a nastavenie ochrany α , je možné určiť potrebný vypínací čas t pomocou rovnice (29),
- ak je k dispozícii požiadavka na vypínací čas t a nastavenie ochrany α , je možné určiť minimálnu výkonovú disbilanciu ΔP , ktorá môže byť detegovaná ochranou VS pomocou rovnice (30).

5.2.4 Výkonové krivky ochrán vektorového skoku

Dynamické správanie ochrán VS je silne závislé na disbilancii činného výkonu v ostrovnom systéme (tzn. ak je diferenciacia medzi zaťažením a výrobou). Veľká diferenciacia výkonu je rýchlo detegovaná, zatiaľ čo veľmi malá diferenciacia nemusí spustiť ochranu. Ochrana VS musí poznať vzťah medzi dobou vypínania a disbilanciou výkonu, aby správne vyhodnocovala výkon v sieti. Tento vzťah môže byť reprezentovaný krivkou doby vypínania v závislosti na krivke disbilancie výkonu, ako to je znázornené na Obr. 5-22, kde každá krivka predstavuje inú hodnotu zotrvačnej konštanty (každá má rovnaké nastavenie ochrany $\alpha = 10^\circ$). Tieto krivky sa získajú využitím rovnice (29) spolu s hodnotami úrovne diferencie výkonu ostrovného systému od 1 do 0 pu, ktoré odpovedajú megavolt-ampérovej charakteristike generátora. Pre každú úroveň disbilancie výkonu je vypínací čas ochrany určený dobou, za ktorú tento ostrovný systém preukáže detegovateľnú zmenu frekvencie.



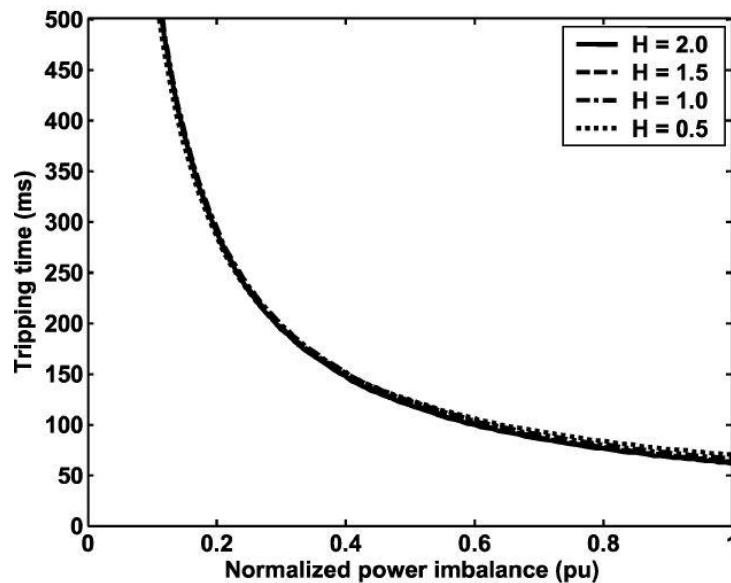
Obr. 5-22 Výkonové krivky pre rôzne nastavené hodnoty zotrvačnej konštanty generátora [81].

Tieto krivky sa používajú na stanovenie výkonu ochrán VS. Napríklad, ak sa vyžaduje doba vypnutia distribuovaného generátora do 200 ms po ostrovnom režime a zotrvačná konštantá $H = 1$ s, potom môže byť určený bod A na výkonovej krivke. Tento bod A definuje minimálnu výkonovú disbilanciu potrebnú pre nastavenie ochrany VS na vypnutie generátora do 200 ms. Na druhej strane, ak je úroveň výkonovej disbilancie menšia ako táto hodnota, ochrana bude pracovať dlhšie ako 200 ms. Táto hodnota výkonovej diferencie sa nazýva kritická úroveň disbilancie výkonu.

Na Obr. 5-22 vidieť, že čím je väčšia zotrvačná konštantá, tým je väčšia kritická výkonová disbilancia pre rovnakú dobu vypnutia. Všeobecnú krivku možno získať, ak hodnotu výkonovej diferencie ΔP podelíme hodnotou zotrvačnej konštanty H .

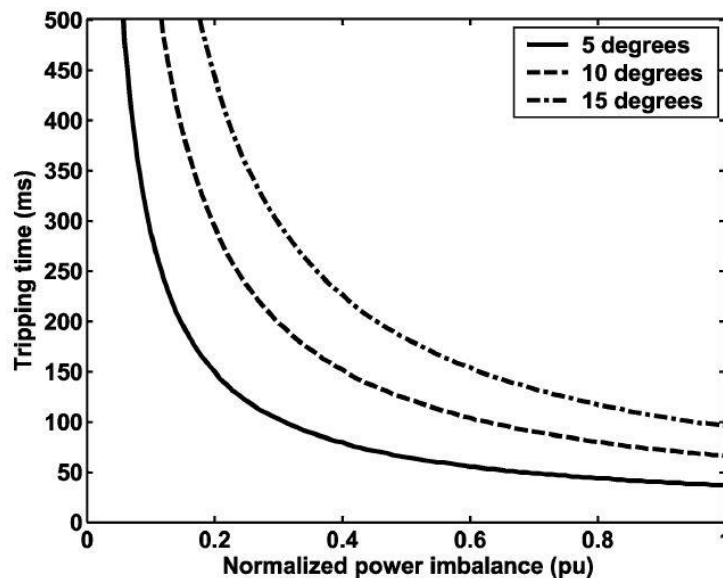
$$\Delta P_{normalized} = \frac{\Delta P}{H}, \quad (31)$$

kde $\Delta P_{normalized}$ je normalizovaná výkonová disbilancia. V tomto prípade existuje iba jedna normalizovaná výkonová krivka, ktorá predstavuje citlivosť a rýchlosť pôsobenia ochrany VS pre generátory s odlišnými zotrvačnými konštantami, ktorá je znázornená na Obr. 5-23.



Obr. 5-23 Normalizované výkonové krivky pre rôzne nastavené hodnoty zotrvačnej konštanty generátora [81].

Na Obr. 5-23 sú znázornené normalizované výkonové krivky pre rôzne nastavenia ochrany. Normalizované výkonové krivky sú závislé na vypínacom čase a normalizovanej výkonovej disbilancii. Z Obr. 5-24 je vidieť, že čím je nastavenie ochrany väčšie tým je väčšia aj kritická výkonová diferencii. Okrem toho ak výkonová diferencii klesá, doba vypínania sa zvyšuje, pretože to trvá dlhšie, kým ochrana deteguje výkonovú diferenciu. Zvýšenie doby vypnutia je takmer exponenciálne, keď je diferencii výkonu malá.



Obr. 5-24 Normalizované výkonové krivky pre rôzne nastavené hodnoty ochrany [81].

5.2.4.1 Parametre ovplyvňujúce výkonové krivky VS

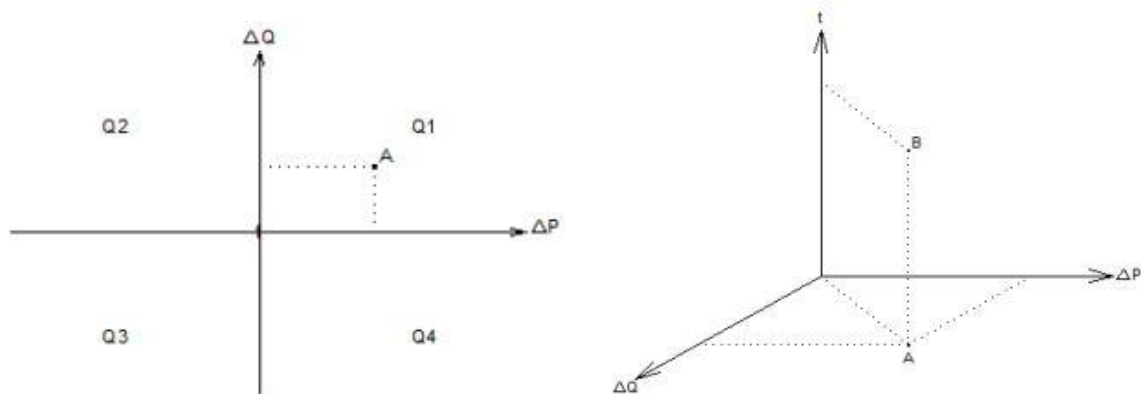
Kritická disbilancia výkonu je ovplyvnená mnohými prevádzkovými parametrami vrátane ostrovného prevádzkového P/Q výkonu, účinníka zátáže (PF) a disbilancie činného výkonu v ostrovej situácii.

Cieľom tejto kapitoly bolo zistiť, ako tieto parametre ovplyvňujú výkonové krivky neostrovej situácie (a teda kritickú disbilanciu jalového výkonu).

Vykonávali sa tri skupiny simulácií v nasledujúcich častiach [82]:

1. vplyv prevádzkového P/Q výkonu na citlivosť ochrany,
2. vplyv účinníka zátáže na citlivosť ochrany,
3. vplyv disbilancie činného výkonu na citlivosť a rýchlosť pôsobenia ochrany.

Konečným cieľom týchto skupín simulácií je stanovenie podmienok v ktorých je najťažšie odhaliť ostrovnú situáciu. Výsledky týchto simulácií sú zobrazené v Prílohe C.



Obr. 5-25 Rovina disbilancie výkonu s časovou osou detekcie ostrovného režimu, ktorá je kolmo na tento papier.

Os ΔP s osou ΔQ na Obr. 5-25 definujú 4 kvadranty (Obr. 5-25):

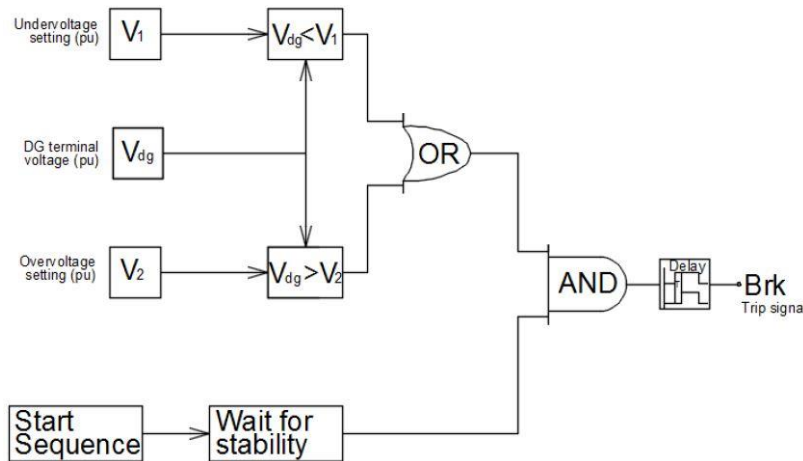
- Q1: nadbytok činného a jalového výkonu
 Q2: deficit činného a nadbytok jalového výkonu
 Q3: deficit činného a jalového výkonu
 Q4: nadbytok činného výkonu a deficit jalového výkonu

Na základe uvedených výsledkov v Prílohe C z danej simulácie sa musia dodržiavať nasledujúce pravidlá pri nastavovaní napätia v ochránach a nastavenia časového oneskorenia ochrany VS na ochranu synchronných generátorov pred ostrovnou situáciou a nadmernými odchýlkami napätia. Dodržaním tejto smernice sa zabezpečí, že ochrana bude vždy bezpečne nastavená [82].

1. Technik zaoberajúci sa ochranami musí prevziať prevádzku v Q2 aby určil nastavenia prepätia, zodpovedajúce nastavenia časového oneskorenia a prevádzku v Q4 na určenie nastavení podpätia a príslušné nastavenia časového oneskorenia.
2. Technik zaoberajúci ochranami musí brať do úvahy najmenšiu možnú hodnotu oneskoreného účinníka zátáže (PF).
3. Technik musí predpokladať najvyššiu možnú hodnotu diferencie činného výkonu (absolútnu hodnotu), ktorá môže nastať v ostrovej situácii.

5.2.5 Model ochrany vektorového skoku

Ochrana VS kontroluje, či je svorkové napätie distribuovaného generátora (V_{dg}) nad alebo pod prahovú hodnotu a dáva vypínací príkaz vypínaču Brk. Ochrana je blokováná dovtedy, kým systém nedosiahne stabilný ustálený stav. To má zabrániť, aby sa vypínač neustále nevypínal a nezapínal kvôli prechodným napätiam pri štarte generátora.



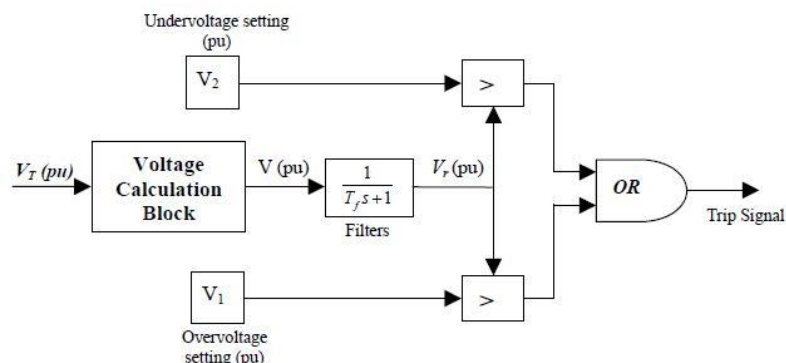
Obr. 5-26 Blokova schéma ochrany VS [83].

Pre tento model ochrany VS na Obr. 5-26 sú vstupnými parametrami svorkové napätie generátora (V_{dg}), ktoré sa meria na mieste pripojenia PUC (PUC = Point of utility connection), nastavenie podpätia (V_1), nastavenie prepätia (V_2) a nastavenie časového oneskorenia (t_d). Hodnoty t_d sú zhrnuté v Tab 5-3 pre rôzne napätia v mieste pripojenia. [83]

Tab. 5-3 Nastavenie časového oneskorenia ochrany VS.

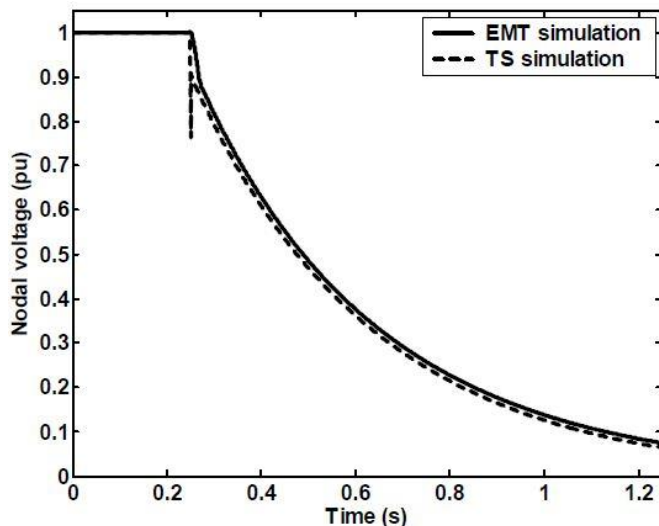
Voltage at PUC	t_d [s]
$V > 1.1$ pu	2
0.9 pu $\leq V \leq 1.1$ pu	Infinitely long
0.85 pu $\leq V < 0.9$ pu	20
0 pu $\leq V < 0.85$ pu	$2.174 V + 0.15$

Veľmi podobný výpočtový model ochrany VS bol použitý v [84] a je znázornený na Obr. 5-27. Ochrany VS počítajú v meracom okne efektívnu hodnotu uzlového napätia počas niekoľkých periód. Ďalej sa pomocou filtrov spracuje výsledný signál V , čím sa vygeneruje signál V_r . Spracovaný signál V_r sa potom porovná s nastaveným prahom prepätia a podpätia. Ak bude signál $V_r > V_2$ alebo $V_r < V_1$, ochrana VS vyšle vypínací signál do vypínača generátora.

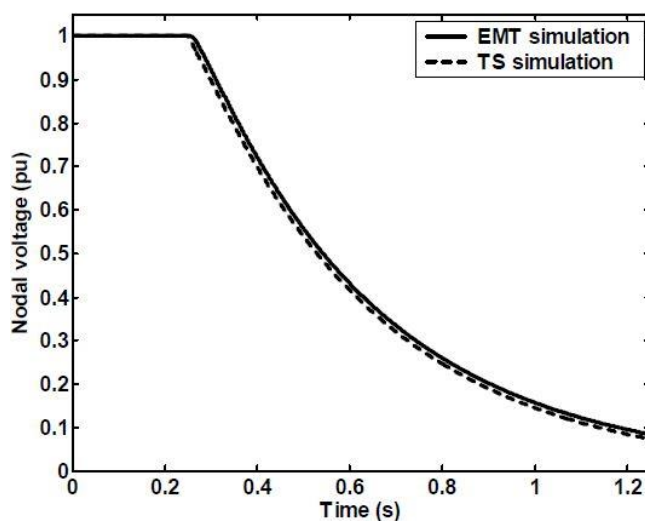


Obr. 5-27 Všeobecná blokova schéma ochrany VS [84].

Tento model ochrany VS bol simulovaný v [84] a výsledky sú znázornené na Obr. 5-28 a Obr. 5-29. Obrázky ukazujú dynamické správanie uzlového napätia pred a po spracovaní filtra, použitím elektromagnetického prechodného javu (EMT = electromagnetic transient) a prechodnej stability (TS = transient stability). Možno vidieť, že obidve simulácie vykazujú veľmi podobné výsledky.

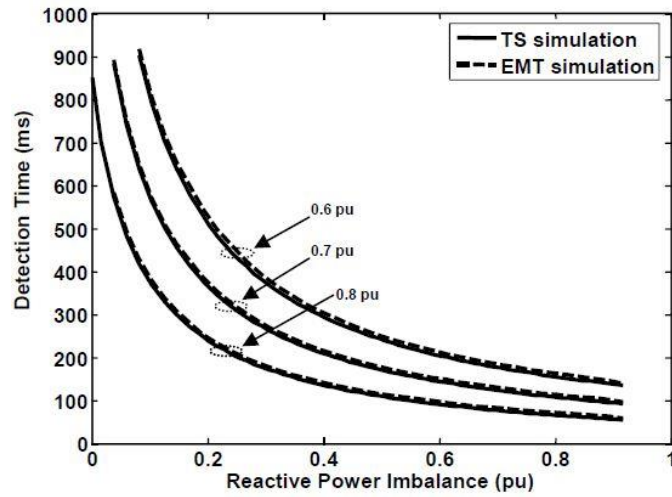


Obr. 5-28 Dynamické správanie uzlového napätia počas ostrovnej situácie, merané pred filtrovaním [84].



Obr. 5-29 Dynamické správanie uzlového napätia počas ostrovnej situácie, merané po filtrovaní [84].

Pri simulácií sa udržiaval konštantný výkon generátora 30 MW a konštantná činná záťaž. Na Obr. 5-30 sú zobrazené výkonové krivky VS pre tri nastavenia podpätia získané pri simulácií s použitím EMT a TS. Môžno si všimnúť dobrú zhodu medzi výkonovými krivkami pri použití oboch typov simulácií, preto sa dá s dôverou použiť tento model ochrany VS.



Obr. 5-30 Výkonové krivky ochrán VS – simulácie s použitím EMT a TS [84].

6 ZÁVER

Cieľom tejto bakalárskej práce bolo čo najviac priblížiť moderné ochrany distribučných sietí, ktoré nie sú bežne používané v ČR, ale v iných štátoch sa bežne používajú. Hlavná pozornosť bola venovaná ochranám ROCOF a vektorového skoku. Práca sa zameriava hlavne na zber informácií, ako daný systém chránenia pracuje. Popisuje funkčné princípy, schémy zapojenia a schémy funkčných blokov vybraných ochrán, podľa ktorých ochrana pracuje a ktoré určujú jej chovanie vzhľadom k chránenému objektu. Ďalej na akom princípe (algoritmu) daná ochrana pracuje, aké vstupné stavové veličiny bude ochrana vyhodnocovať a na základe akých medzných hodnôt.

Ďalej sa táto práca zaoberá otázkou, prečo sa musia riešiť moderné systémy chránenia. Ako už bolo spomenuté súčasne systémy chránenia sú nedostačujúce z dôvodu veľkého nárastu DER. Z tohto dôvodu bola preskúmaná a popísaná problematika súvisiaca so súčasnými systémami chránenia na území ČR, ktorá sa zaoberá napríklad koordináciou medzi opätovným zapnutím a poistkou, falošným vypínaním DER, ostrovnej situácie a iných ďalších problémov chránenia.

Súčasťou tejto práce je vysvetlenie prínosu moderných systémov chránenia, prípadných problémov pri ich využití a definície základných podmienok pre ich nastavenie. Pozbierané informácie v tejto práci majú pomôcť pri nastavovaní, modelovaní alebo projektovaní týchto moderných ochrán ako sú ROCOF a vektorový skok. Práca by mala byť podkladom pre zavedenie týchto ochrán v budúcnosti do praxe na území ČR a boli o nich poskytnuté dostatočné informácie ako o nastavení tak aj o funkčných princípoch ochrán.

POUŽITÁ LITERATÚRA

- [1] *Distributed Energy Resources* [online]. [cit. 2019-05-10]. Dostupné z: <http://www.ieso.ca/en/Learn/Ontario-Power-System/A-Smarter-Grid/Distributed-Energy-Resources>
- [2] *Distributed energy resources* [online]. [cit. 2019-05-10]. Dostupné z: <https://www.aemc.gov.au/energy-systemelectricityelectricity-system/distributed-energy-resources>
- [3] *Flexible AC transmission systems (FACTS)* [online]. [cit. 2019-05-10]. Dostupné z: <https://www.infineon.com/cms/en/applications/power-transmission-and-distribution/flexible-ac-transmission-systems-facts/>
- [4] *LVRT - Low voltage ride through* [online]. [cit. 2019-05-10]. Dostupné z: <https://www.deif.com/wind-power/technology/lvrt---low-voltage-ride-through>
- [5] *Intelligent Electronic Device (IED)* [online]. [cit. 2019-05-10]. Dostupné z: <https://whatis.techtarget.com/definition/intelligent-electronic-device>
- [6] *WHY IS LOSS OF MAINS (LOM) DETECTION REQUIRED FOR EMBEDDED (DISTRIBUTED) GENERATORS?* [online]. [cit. 2019-05-10]. Dostupné z: <http://www.amps.org.uk/why-loss-mains-lom-detection-required-embedded-distributed-generators>
- [7] Recommended Practice for Utility Interconnected Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Standard 929-2000, 2000.
- [8] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources into Electric Power Systems, IEEE Standard 1547TM, June 2003.
- [9] *Islanding* [online]. [cit. 2019-05-10]. Dostupné z: <https://en.wikipedia.org/wiki/Islanding>
- [10] Mäki, K., Repo, S. & Järventausta, P. (2004). Effect of wind power based distributed generation on protection of distribution networks, *Eight IEE international conference on developments in power system protection*, Amsterdam, the Netherlands, Vol. 1, pp. 327–330.
- [11] COSTER, Edward J., Johanna M. A. MYRZIK, Bas KRUIJMER a Wil L. KLING. *Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids* [online]. January 2011, pp. 7, [cit. 2019-05-10]. Dostupné z: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5565399>
- [12] Kauhamieni, K. & Kumpulainen, L. (2004). Impact of distributed generation on the protection of distribution networks, *Eight IEE international conference on developments in power system protection*, Amsterdam, the Netherlands, Vol. 1, pp. 315–318.
- [13] R.F. Arritt and R.C. Dugan, “Distributed generation interconnection transformer and grounding selection,” 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE, 2008, pp. 1-7.
- [14] A. Dysko, A. MacKay, and G.M. Burt, *Neutral Voltage Displacement Protection Requirement for DG*, 2009.
- [15] COSTER, Edward, Johanna MYRZIK a Wil KLING. *Effect of DG on distribution grid protection* [online]. February 2010, , 9 [cit. 2019-05-10]. Dostupné z: <https://www.intechopen.com/books/distributed-generation/effect-of-dg-on-distribution-grid-protection>

- [16] Anderson, P. (1999). *Power System Protection*, IEEE Press power engineering series, McGraw-Hill, New York.
- [17] IEEE Power System Relay Committee, Impact of distributed resources on distribution relay protection, IEEE, 2004.
- [18] L. K. Kumpulainen and K. T. Kauhaniemi, „Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing,“ in Proc. *IEEE Power Eng. Soc. Power Syst. Conf. Exhib.*, 2004, pp. 603–608.
- [19] R.C. Dugan, T.E. McDermott, Operation Conflicts for Distributed Generation on Distribution Systems, *IEE Rural Electric Power Conference 2001*, pp. A3-1 – A3-6.
- [20] L. Kumpulainen, K. Kauhaniemi, P. Verho, O. Vähämäki, New requirements for system protection caused by distributed generation, *CIREN 18th International Conference on Electricity Distribution*, 2005.
- [21] MÄKI, Kari, Sami REPO a Pertti JÄRVENTAUSTA. *Blinding of Feeder Protection caused by Distributed Generation in Distribution Network* [online]. January 2005, pp. 3, [cit. 2019-05-06]. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/242270178_Blinding_of_Feeder_Protection_caused_by_Distributed_Generation_in_Distribution_Network
- [22] K. Mäki, S. Repo, P. Järventausta, Effect of wind power based distributed generation on protection of distribution network, *Developments in Power System Protection*, 2004, pp. 327-330.
- [23] The Distribution Code and the Guide to the Distribution Code of Licensed Distribution Network Operators of Great Britain: Issue 15, 2011.
- [24] National Grid Electricity Transmission plc: "2011 National Electricity Transmission System (NETS) Seven Year Statement. May 2011" [Online]. Available: <http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/A693C979-18C8-4A56-A6F2-F1FA601B6031/46996/NETSSYS2011.pdf>.
- [25] Energy Networks Association, ENA ETR 139: Recommendations for Setting of Loss of Mains Protection Relays. 2009.
- [26] A. Dittrich and A. Stoev, “Comparison of fault ride-through strategies for wind turbines with DFIM generators,” in 2005 European Conference on Power Electronics and Applications, 0-0 0, p. 8 pp.-P.8.
- [27] Gong Wenming, Wang Yun, Hu Shuju, and Xu Honghua, “A Survey on Recent Low Voltage Ride-Through Solutions of Large Scale Wind Farm,” in Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2011 Asia-Pacific, 2011, pp. 1-5.
- [28] Lin Ye and Liang Zhen Lin, “Study of Superconducting Fault Current Limiters for System Integration of Wind Farms,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 20, no. 3, pp. 1233-1237, Jun. 2010.
- [29] DUGAN, Roger C. a Thomas E. MCDERMOTT. *Distributed Generation* [online]. 2002, s. 3, [cit. 2019-05-06]. Dostupné z: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=985677>
- [30] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems," *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, Seattle, WA, 2000, pp. 1645-1656 vol. 3., Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=868775&isnumber=18790>

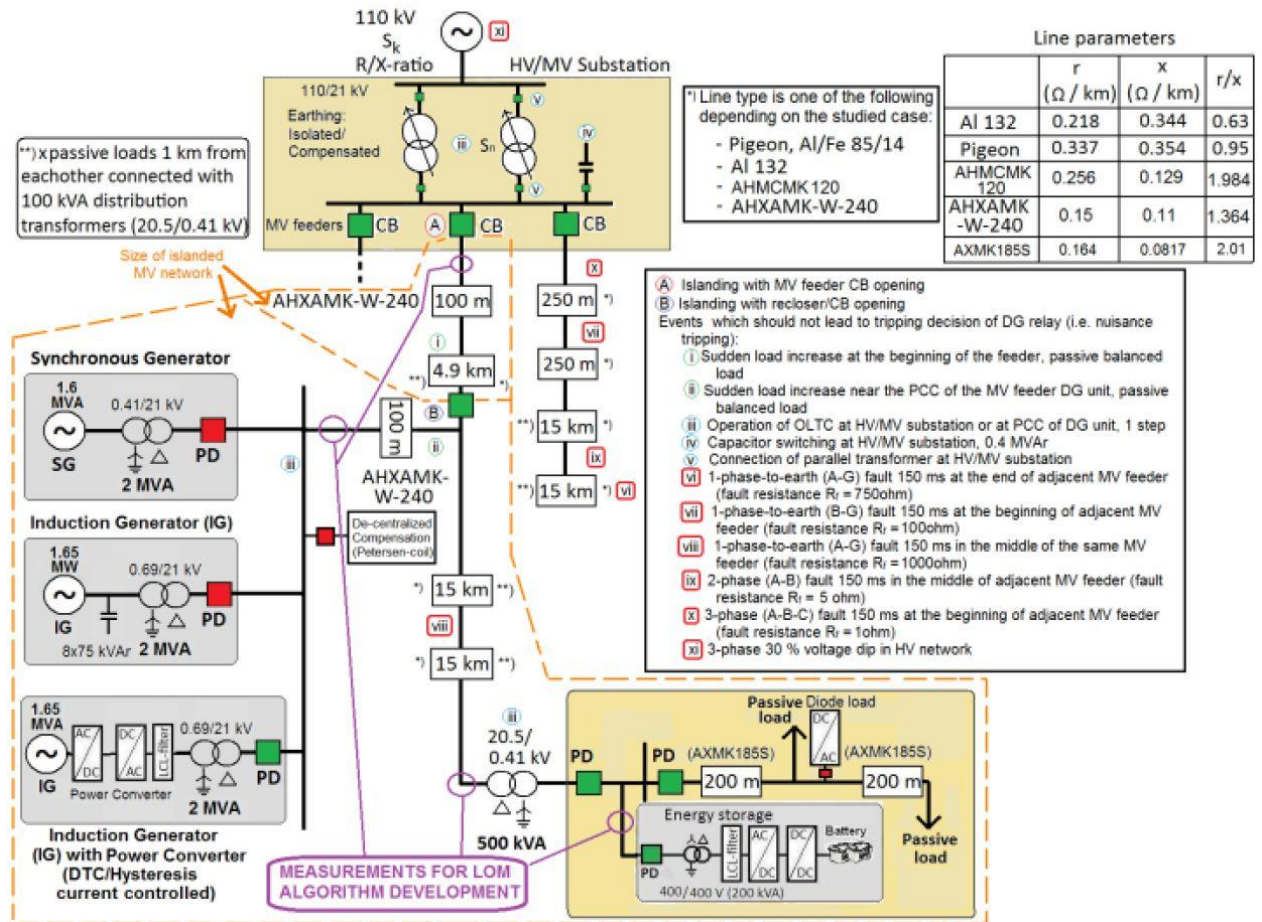
- [31] PUJHARI, Truptimayee. *ISLANDING DETECTION IN DISTRIBUTED GENERATION: A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Technology In Electrical Engineering*. Rourkela - Orissa, 2009. Master of Technology In Electrical Engineering. National Institute of Technology Rourkela. Vedoucí práce Prof. B. D. SUBUDHI, Prof. S. R. SAMANTARAY.
- [32] Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Std. 929-2000, Published by IEEE, 2000.
- [33] KEL00235REP, E. (2001). ASSESSMENT OF ISLANDED OPERATION OF DISTRIBUTION NETWORKS AND MEASURES FOR PROTECTION.
- [34] *Electricity Supply Regulations*, 1988 (1988 amendment No.2971), Statutory Instrument 1057.
- [35] *Electricity at Work Regulations*, 1989, Health and Safety Executive.
- [36] *BS EN 50160 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*, 1995.
- [37] *Engineering Recommendation P29, Planning limits for voltage unbalance in the United Kingdom*, Electricity Association.
- [38] *Engineering Recommendation P28, Planning limits for voltage fluctuations caused by industrial, commercial and domestic equipment in the United Kingdom*, Electricity Association.
- [39] *Engineering Recommendation G5/4, Planning levels for harmonic voltage distortion and the connection of non-linear equipment to transmission and distribution networks in the United Kingdom*, February 2001, Electricity Association.
- [40] *BS 5311 High-voltage alternating-current circuit breakers*, 1996.
- [41] W. Xu, K. Mauch and S. Martel, An assessment of distributed generation islanding detection methods and issues for Canada, CETC-Varennes 2004-074 (TR) 411-INVERT, July 2004.
- [42] P. Lund, O. Mogstad, V. Neimane, A. Pleym and O. Samuelsson, "Connection of distributed generation – effect on the power system", SINTEF Energy Research, Trondheim, Norway, Tech. Rep. TR A5785, March 2003.
- [43] W. Bower and M. Ropp. "Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility-Interactive Power Systems, International Energy Agency", Report IEA PVPS T5-09: 2002, March 2002.
- [44] P. Deshbhratar, R. Somalwar and S. G. Kadwane, "Comparative analysis of islanding detection methods for multiple DG based system", in *Proc. Int. Conf. on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT)*, Chennai, India, March 2016.
- [45] RAIPALA, Ondrej. *Novel Methods for Loss of Mains Protection: Thesis for the degree of Doctor of Science in Technology to be presented with due permission for public examination and criticism in Tietotalo Building* [online]. March 2018, , 29 [cit. 2019-05-09]. Dostupné z: https://tutcris.tut.fi/portal/files/14061100/raipala_1535.pdf
- [46] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, *Embedded Generation*, 1st ed. London, U.K.: Inst. Elect. Eng., 2000.
- [47] FREITAS, Walmir, Wilsun XU, Carolina M. AFFONSO a Zhenyu HUANG. *Comparative Analysis Between ROCOF and Vector Surge Relays for Distributed Generation*

- Applications* [online]. April 2005, pp. 2, [cit. 2019-05-09]. Dostupné z: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1413395>
- [48] P. Gupta, R. S. Bhatia and D. K. Jain, "Active ROCOF Relay for Islanding Detection," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 420-429, Feb. 2017. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7497479&isnumber=7828064>
- [49] J. C. M. Vieira, W. Freitas, W. Xu, and A. Morelato, "Efficient coordination of ROCOF and frequency relays for distributed generation protection by using the application region," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 4, pp. 1878–1884, Oct 2006.
- [50] C. F. Ten and P. A. Crossley, "Evaluation of ROCOF relay performances on networks with distributed generation," in *IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection*, 2008, pp. 523–528.
- [51] B. Liu, D. Thomas, K. Jia, and M. Woolfson, "Advanced ROCOF protection of synchronous generator," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2011, pp. 1–6.
- [52] C. M. Affonso, W. Freitas, W. Xu, and L. C. P. D. Silva, "Performance of ROCOF relays for embedded generation applications," in *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 2005, vol. 152, no. 1, pp. 109–114.
- [53] J. C. M. Vieira, W. Freitas, Z. Huang, W. Xu, and A. Morelato, "Formulas for predicting the dynamic performance of ROCOF relays for embedded generation applications," in *IEE Proceedings—Generation, Transmission and Distribution*, 2006, vol. 153, no. 4, pp. 399–406.
- [54] W. Freitas, W. Xu, C. M. Affonso, and Z. Huang, "Comparative analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, pp. 1315–1324, 2005.
- [55] B. Liu and D. Thomas, "New islanding detection method for DFIG wind turbines," in *4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011*, July 2011, pp. 213–217.
- [56] K. Jia, T. Bi, B. Liu, D. Thomas, and A. Goodman, "Advanced islanding detection utilized in distribution systems with DFIG," *Elect. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 113 – 123, 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514002749>
- [57] P. Gupta, R. Bhatia, and D. Jain, "Active ROCOF relay for islanding detection," *IEEE Trans. Power Del.*, 2016, Early Access.
- [58] KANDAKATATLA, Murali, Hannu LAAKSONEN a Sudheer BONELA. *Advanced vector shift algorithm for islanding detection* [online]. 15.06.2015, s. 2-3 [cit. 2019-01-15]. Dostupné z: http://cired.net/publications/cired2015/papers/CIRED2015_0480_final.pdf
- [59] FREITAS, Waldir, Carolina M. AFFONSO a Zhenyu HUANG. *Comparative Analysis Between ROCOF and Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications* [online]. 2005, pp. 2-3 [cit. 2019-05-03]. Dostupné z: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1413395>
- [60] J. Vieira, W. Freitas, Z. Huang, W. Xu and A. Morelato, "Formulas for predicting the dynamic performance of ROCOF relays for embedded generation applications," *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 153, pp. 399-406, July 2006.

- [61] BANU, Ioan Viorel, Marcel ISTRATE, Dragos MACHIDON a Razvan PANTELIMON. *A Study on Anti-Islanding Detection Algorithms for Grid-Tied Photovoltaic Systems* [online]. 2014, pp. 2-7, [cit. 2019-05-02]. Dostupné z: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6850940&tag=1>
- [62] Milano, F.: *Power System Analysis Toolbox: Documentation for PSAT version 1.3.4. User Guide*, 2005; Dostupné z: <http://www.power.uwaterloo.ca/Bfmilano/>
- [63] Affonso, C. M., Freitas, W., Xu, W., and Silva, L.C.P.: "Performance of ROCOF relays for embedded generation applications", *IEE Proc.-Gener., Transm. Distrib.*, 2005, 152, (1), pp. 109–114.
- [64] Freitas, W., Xu, W., Affonso, CM., and Huang, Z.: 'Comparative analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications', *IEEE Trans. Power Deliv.*, 2005, 20, (2), pp. 1315–1324.
- [65] X. Ding. "Synchronized Phasor Measurement and Islanding Operation of Distributed Generation ", Faculty of Engineering and Power System, the Queen's University, Belfast, (2006).
- [66] C. F. Ten and P. A. Crossley, "Evaluation of Rocof Relay Performances on Networks with Distributed Generation," *2008 IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2008)*, Glasgow, 2008, pp. 523-528. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4497040&isnumber=4496940>
- [67] Econnect Ltd, "Assessment of Islanded Operation of Distribution Networks and Measures for Protection", DTL, UK, (2001).
- [68] C. F. Ten and P. A. Crossley, "Evaluation of Rocof Relay Performances on Networks with Distributed Generation," *2008 IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2008)*, Glasgow, 2008, pp. 524-526. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4497040&isnumber=4496940>
- [69] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirshen, G. Strbac. "Embedded Generation ", the Institution of Electrical Engineers, London, (2000).
- [70] BOHAN, Liu. *Advanced ROCOF Protection of Distribution Systems*. Faculty of engineering. Department of Electrical and Electronic Engineering, 2012. A thesis submitted in partial fulfillment for the degree of Doctor of Philosophy. The university of Nottingham.
- [71] G. Hernandez-Gonzalez and R. Iravani, "Current injection for active islanding detection of electronically-interfaced distributed resources," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1698–1705, 2006.
- [72] P. Gupta, R. S. Bhatia, and D. K. Jain, "Average absolute frequency deviation value based active islanding detection technique," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 26–35, 2015.
- [73] H. Y. Lee, B. M. Han, and H. J. Cha, "Novel islanding detection method for distributed generation," in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2009, pp. 3378–3384.
- [74] BANU, Ioan Viorel, Marcel ISTRATE, Dragos MACHIDON a Razvan PANTELIMON. *A Study on Anti-Islanding Detection Algorithms for Grid-Tied Photovoltaic Systems* [online].

- 2014, pp. 2-7 [cit. 2019-05-02]. Dostupné z:
<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6850940&tag=1>
- [75] BUGDAŁ, Rafał, Adam DYŚKO, G. M. BURT a J. R. MCDONALD. *Performance analysis of the ROCOF and Vector Shift methods using a dynamic protection modelling approach* [online]. , 2 [cit. 2019-04-10]. Dostupné z:
<https://pdfs.semanticscholar.org/535c/8cf320bce597561e27436ad215c173a744de.pdf>
- [76] X. Ding, P. A. Crossley, D. J. Morrow, Islanding Detection for Distributed Generation, *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 2, 2007, pp. 19 – 28.
- [77] H. Laaksonen, “Need for New Islanding Detection Schemes and Prioritization with Generator Grid Code Requirements”, *International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)*, Vol. 11, N. 2, March 2016.
- [78] H. Laaksonen, 2014, "Reliable Islanding Detection with Active MV Network Management", *CIGRE Workshop*, 11-12 June 2014, Rome.
- [79] H. Laaksonen, 2012, "New Multi-Criteria Based Algorithm for Islanding Detection in Smart Grids", *IEEE PES ISGT Europe 2012*, Berlin, Germany.
- [80] FREITAS, Waldir a Wilsun XU. *False Operation of Vector Surge Relays* [online], pp. 1-3, [cit. 2019-04-11]. Dostupné z:
<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1256412>
- [81] W. Freitas, Zhenyu Huang and Wilsun Xu, "A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 57 - 63, Jan. 2005., [cit. 2019-04-13]. Dostupné z:
<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1375076&isnumber=30033>
- [82] BOMBAY, Babi. *Setting frequency relays and voltage relays to protect synchronous distributed generators against islanding and abnormal frequencies and voltages* [online]. November 2015, , 67-75 [cit. 2019-04-25]. Dostupné z:
<https://core.ac.uk/download/pdf/43178337.pdf>
- [83] BOMBAY, Babi. *Setting frequency relays and voltage relays to protect synchronous distributed generators against islanding and abnormal frequencies and voltages* [online]. November 2015, s. 50 [cit. 2019-04-25]. Dostupné z:
<https://core.ac.uk/download/pdf/43178337.pdf>
- [84] VIEIRA, Jose C. M., Waldir FREITAS, Andre MORELATO a Jonathan C. LEAO. *Dynamic Models of Frequency and Voltage Based Relays for Distributed Generation Protection* [online], s. 1-5 [cit. 2019-05-02]. Dostupné z:
<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4524687>

PRÍLOHA A



Obr. A: Študijná sieť v simuláciach PSCAD [58].

PRÍLOHA B

Tab. B-1 Zotrvačná konštanta generátora.

H = 1.5 second			
Generator loading	$\alpha = 5$ degrees	$\alpha = 10$ degrees	$\alpha = 15$ degrees
10 MW	NO	NO	NO
20 MW	NO	NO	NO
30 MW	YES	NO	NO
H = 0.5 second			
Generator loading	$\alpha = 5$ degrees	$\alpha = 10$ degrees	$\alpha = 15$ degrees
10 MW	YES	NO	NO
20 MW	YES	YES	NO
30 MW	YES	YES	YES

Tab. B-2 Skratová úroveň podstanice a pomer X/R napájacieho vedenia.

Generator loading	Short-circuit = 150 MVA		Feeder X/R ratio = 1.4	
	$\alpha = 5$ degrees	$\alpha = 10$ degrees	$\alpha = 5$ degrees	$\alpha = 10$ degrees
10 MW	NO	NO	NO	NO
20 MW	YES	NO	YES	YES
30 MW	YES	YES	YES	YES

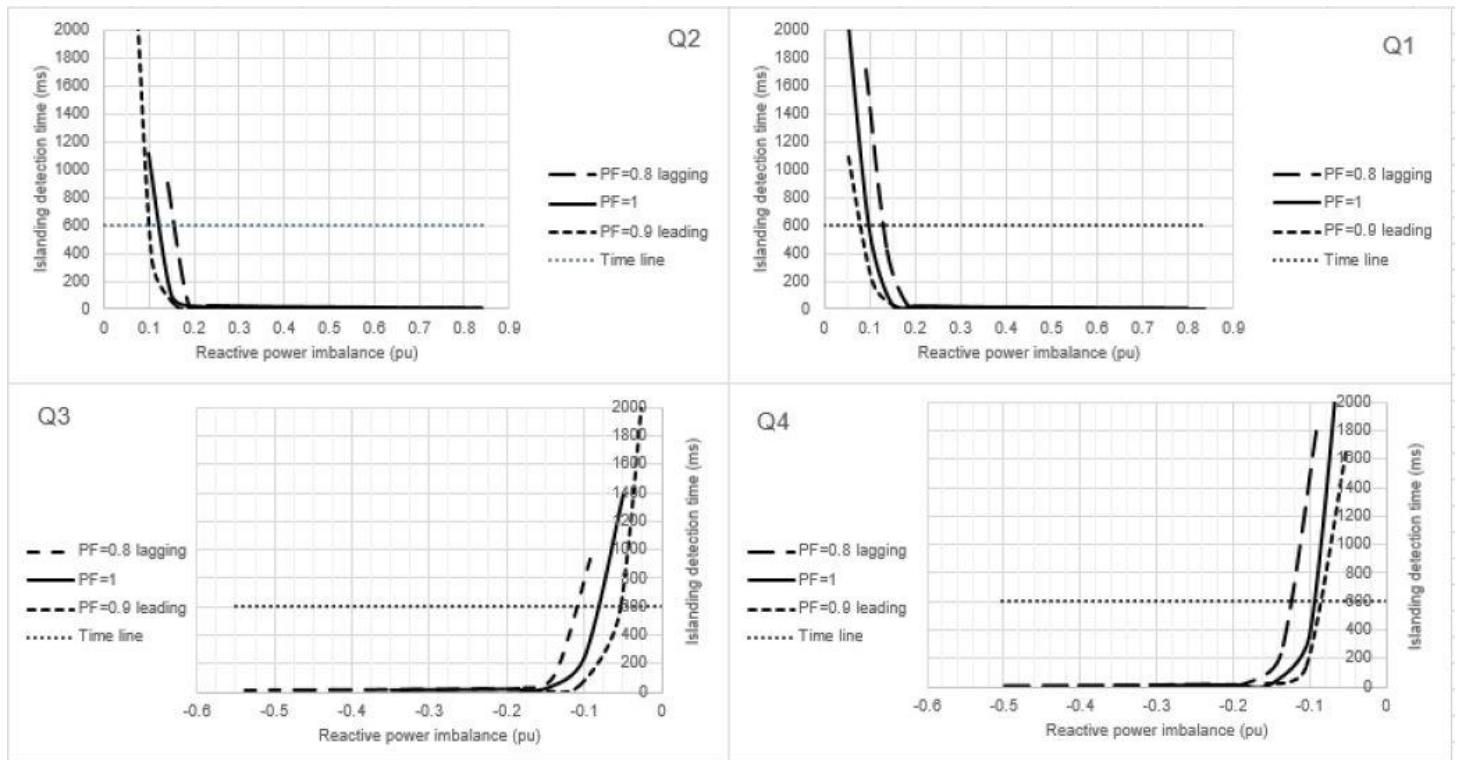
Tab. B-3 Doba odstránenia poruchy a elektrická vzdialenosť.

Generator loading	Fault time = 300 ms		K = 0.2	K = 3.0
	$\alpha = 5$ degrees	$\alpha = 10$ degrees	$\alpha = 5$ degrees	$\alpha = 10$ degrees
10 MW	YES	NO	NO	NO
20 MW	YES	NO	YES	NO
30 MW	YES	NO	YES	NO

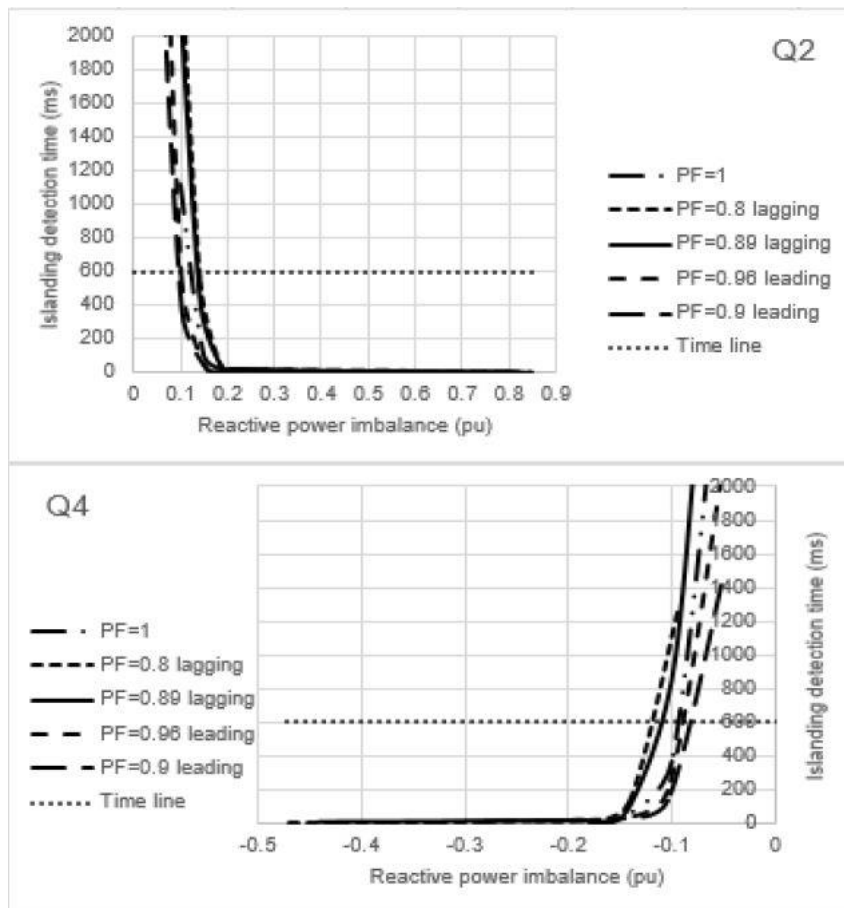
Tab. B-4 Celkové zaťaženie systému a zaťaženie na zbernici 5.

Generator loading	Total load = 200 %		Bus 5 load = 33 %	
	$\alpha = 5$ degrees	$\alpha = 10$ degrees	$\alpha = 5$ degrees	$\alpha = 10$ degrees
10 MW	YES	NO	NO	NO
20 MW	YES	NO	YES	NO
30 MW	YES	NO	YES	NO

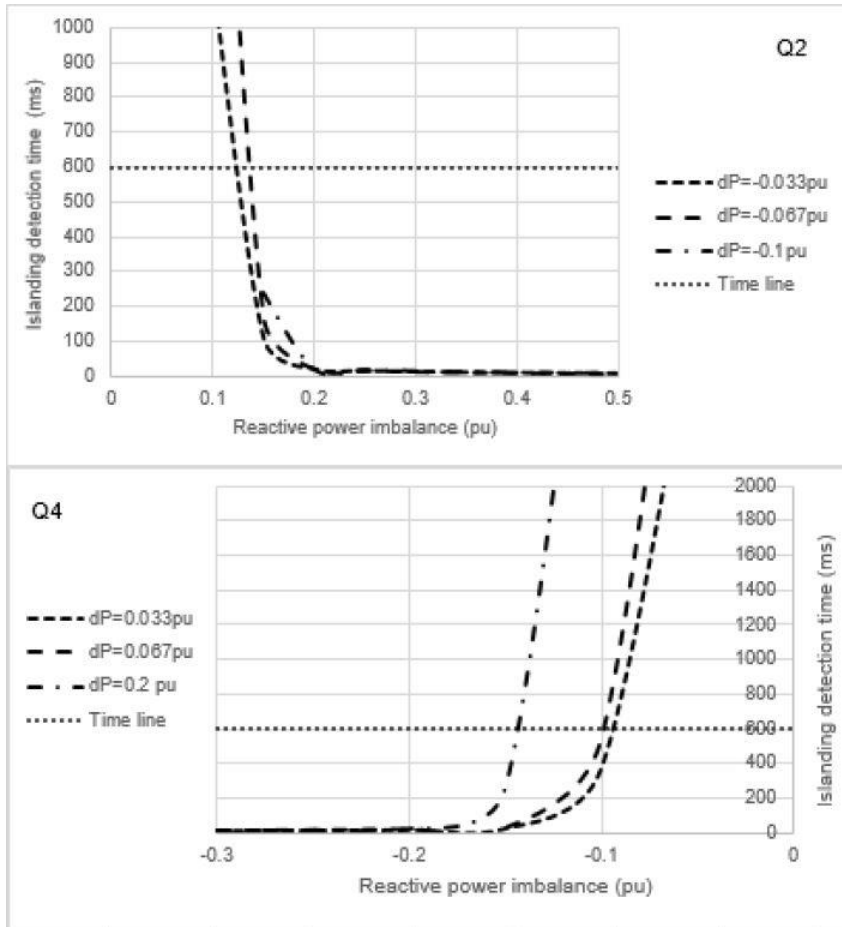
PRÍLOHA C



Obr. C-1 Vplyv ostrovného prevádzkového kvadrantu na výkonovú krivku ochrany VS [82].



Obr. C-2 Vplyv účinníka zaťaženia PF na výkonovú krivku ochrany VS [82].



Obr. C-3 Vplyv diferencie činného výkonu na výkonovú krivku ochrany VS [82].